



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

UNIDAD TICOMÁN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“CARACTERIZACIÓN SÍSMICO ESTRUCTURAL A
DETALLE DE UN CAMPO DE ALTA COMPLEJIDAD
GEOLÓGICA DEL GOLFO DE MÉXICO”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA:

PÉREZ CARRILLO EMMANUEL

ASESOR INTERNO:

ING. EFRÉN MURILLO CRUZ



Ciudad de México, MARZO 2019

Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional
P r e s e n t e

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **Emmanuel Pérez Carrillo**, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“Caracterización sísmico estructural a detalle de un campo de alta complejidad geológica del Golfo de México”**, en adelante **“LA TESIS”** y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el (artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) **“La Tesis”** por un período de (un año) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN” de su terminación.

En Virtud de lo anterior, **“El IPN”** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de **“La Tesis”**

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de **“La Tesis”**, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de **“La Tesis”**, por lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso de que el contenido de **“La Tesis”** o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso..

Ciudad de México, a 5 de abril del 2019

Atentamente



EMMANUEL PÉREZ CARRILLO

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

EP Y T/084/2019.

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 21 de Febrero de 2019.

C. EMMANUEL PEREZ CARRILLO
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA GEOFÍSICA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"CARACTERIZACIÓN SÍSMICO ESTRUCTURAL A DETALLE DE UN CAMPO DE ALTA COMPLEJIDAD
GEOLÓGICA EN EL GOLFO DE MÉXICO."**

- RESUMEN
- ABSTRACT
- I. INTRODUCCIÓN
- II. MARCO GEOLÓGICO
- III. FUNDAMENTOS TEÓRICOS
- IV. CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL
- V. RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

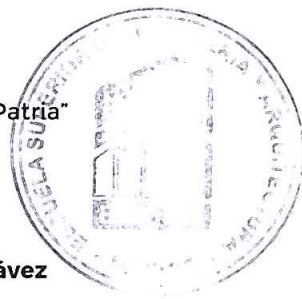
ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico.

FRCH/gach*



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCION ACADÉMICA



SEP
SECRETARÍA
DE EDUCACIÓN
PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

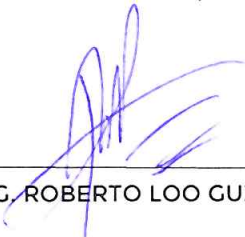
EP Y T/123/2019.

Asunto
APROBACIÓN

CDMX, 21 de marzo de 2019.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, "**CARACTERIZACIÓN SÍSMICO ESTRUCTURAL A DETALLE DE UN CAMPO DE ALTA COMPLEJIDAD GEOLÓGICA DEL GOLFO DE MÉXICO**" presentado por el pasante del Programa Académico de Ingeniería Geofísica, C. **EMMANUEL PEREZ CARRILLO**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.



ING. ROBERTO LOO GUZMAN

TITULARES



ING. LUIS ANGEL VALENCIA FLORES

ING. ALEJANDRO MENDOZA MARAVILLAS

DR. ENRIQUE COCONI MORALES

ING. EFREN MURILLO CRUZ



SEP
SECRETARÍA
DE EDUCACIÓN
PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio

EP Y T/074/2019.

Asunto

ASESORIA DE TESIS

CDMX, 18 de Febrero de 2019.

ING. EFREN MURILLO CRUZ

P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del **C. EMMANUEL PÉREZ CARRILLO**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica**, con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico



c.c.p. Ing. Roberto Loo Guzmán.- Jefe del Departamento de Innovación Educativa
Archivo.

FRCH/betv*

INDICE

LISTA DE FIGURAS	1
LISTA DE TABLAS	11
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
CAPITULO I "INTRODUCCIÓN"	14
INTRODUCCIÓN.....	14
OBJETIVO GENERAL.....	15
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
CAPITULO II "MARCO GEOLÓGICO"	16
2.1.- EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL GOLFO DE MÉXICO.....	16
2.2.-MARCO GEOLÓGICO LOCAL.....	22
2.2.1.-LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	22
2.2.3.-GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO	23
2.2.4.-ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	24
2.2.5.- MODELO SEDIMENTARIO DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	30
CAPITULO III "FUNDAMENTOS TEÓRICOS"	33
3.1.-PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA SÍSMICA DE EXPLORACIÓN	33
3.2.-ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D Y 3D.....	37
3.3.-PROCESAMIENTO GENERAL DE DATOS SÍSMICOS	43
3.4.-ATRIBUTOS SÍSMICOS	52
3.5.-CONCEPTOS UTILIZADOS EN LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA	56
CAPITULO IV " CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL"	63
4.1.-CARACTERÍSTICAS DEL VOLUMEN SÍSMICO.....	64
4.2.-GENERACIÓN DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	66
4.3.- INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES EN TIEMPO	75
4.3.1.-DEFINICIÓN DE LA MALLA E INTERPRETACIÓN EN SECCIONES SÍSMICAS. ...	81
4.4.- INTERPRETACIÓN DE FALLAS.....	101
4.5.-GENERACIÓN DEL MARCO DE TRABAJO (FRAMEWORK).....	107
4.6.- ANÁLISIS DE VELOCIDADES (PROCESAMIENTO Y POZOS)	114
4.7.- GENERACIÓN DEL MODELO DE VELOCIDADES	115
4.8.- CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD	124
4.9.- GENERACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD	127

CAPITULO V "RESULTADOS"	129
5.1.- CONCEPTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN TIEMPO.....	129
5.2.- ANÁLISIS DEL MODELO DE VELOCIDADES OBTENIDO.....	129
5.3.- CONCEPTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD	131
CONCLUSIONES	133
BIBLIOGRAFÍA	134

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me han permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor incondicional y estar siempre para mí. Por los ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan y que me han infundado siempre. Estaré siempre agradecido.

Al Ing. Andrés Manuel Cabrera Alarcón.

Por su apoyo constante, sus detalladas asesorías, el tiempo brindado y la oportunidad de realizar este trabajo y así mismo por la amistad hecha.

Al Ing. Efrén Murillo Cruz

Por el tiempo brindado y las observaciones realizadas para la afinación y culminación de este trabajo.

Agradezco infinitamente al Ing. Gabino Cruz García, Ing. Luis Manuel Pérez Ceja, Ing. Félix Zarate y al Ing. Jesús Antonio Chico, por su gran apoyo, las enseñanzas y por todos sus consejos durante mis prácticas profesionales en el Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras 02-04 ubicado en el edificio Kaan Ceiba Paraíso, Tabasco.

Y mi agradecimiento y cariño a mis grandes amigos, Gerardo, Panchuy, Agustín, Evelin, Dulce, Rodrigo, Berumen, Aciel y a todos mis demás amigos y maestros de la universidad que hicieron especial y de recordar mi carrera universitaria

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres. Por ser personas maravillosas y de grandes valores, su cariño, amor y sus consejos hacen que sean mi ejemplo a seguir en momentos de dificultad. Por todo su esfuerzo que hacen para darme la mejor educación y manera de vivir.

Este trabajo también es de ustedes.

Los amo y estaré eternamente agradecido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. 1. Ubicación del Golfo de México (Google Earth, 2018).	16
Figura 2.1. 2. La Tierra durante el período Triásico. (Dribus et al., 2008).....	17
Figura 2.1. 3. Paleografía del Triásico Superior. Afloramiento de Lechos rojos. (Padilla y Sánchez, 2007).	17
Figura 2.1. 4. Distribución de las masas de sal (Padilla y Sánchez, 2007).	18
Figura 2.1. 5. Paleografía del Tithoniano (Padilla y Sánchez, 2007).....	19
Figura 2.1. 6. Paleografía del Mioceno Superior (Padilla y Sánchez, 2007).	21
Figura 2.2.1. 1. Mapa de localización del campo Pérez.	22
Figura 2.2.1. 2. Cuencas del Sureste (CNH, 2016).....	23
Figura 2.2.4. 1. Columna estratigráfica que sintetiza las unidades del Cretácico e ilustra el comportamiento de los perfiles geofísicos ante cada una de ellas.....	25
Figura 2.2.4. 2. Columna estratigráfica que sintetiza las unidades del Jurásico Superior e ilustra el comportamiento de los perfiles geofísicos ante cada una de ellas.....	28
Figura 2.2.5. 1. Mapa de distribución de facies del Cretácico Superior del campo Pérez.	30
Figura 2.2.5. 2. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Superior del campo Pérez.	31
Figura 2.2.5. 3. Mapa de facies del Cretácico Medio del campo Pérez.	31
Figura 2.2.5. 4. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Medio del Campo Pérez.....	32
Figura 3.1. 1. Métodos de sísmica marina. Sísmica de reflexión y Sísmica de refracción imagen extraída de https://www.researchgate.net/publication/321481167_Estudio_de_Riesgo_Geologico_del_Bloque_3_del_Golfo_de_Guayaquil	34
Figura 3.1. 2. Principio de la sísmica de reflexión (Lines, 2004).	34
Figura 3.1. 3. Ley de Snell (Liner, C., 1999).....	35
Figura 3.1. 4. Onda reflejada (Liner, C., 1999).....	35

Figura 3.1. 5. Principio de Huygens (Liner, C., 1999 y modificada por CatEDU).....	36
Figura 3.2. 1. Adquisición sísmica marina de reflexión con los componentes de la adquisición (http://www.osc.co.uk/sectors/seismic/).....	37
Figura 3.2. 2. Perfil sobre un plano con echado. La reflexión para el punto A aparece en el punto B por debajo de la línea 2D (Evans, B. J., 1997).	38
Figura 3.2. 3. Modelo French (Evans, 1997)	38
Figura 3.2. 4. Secciones a partir del modelo de French (Evans, 1997).....	39
Figura 3.2. 5. Principio básico de la sísmica marina (Bacon, 2003).....	40
Figura 3.2. 6. Adquisición convencional (Bacon, 2003).....	40
Figura 3.2. 7. De lado izquierdo, trayectoria espiral y de lado derecho, trayectoria circular (Bacon, 2003).....	41
Figura 3.2. 8. Adquisición básica multicomponente (Bacon, 2003).	41
Figura 3.2. 9. Geometrías de adquisición de acuerdo con Reynolds (1997). A) Wide- Line Layout, B) Zigzag, C) Block Layout y D) Seisloop (Reynolds, 1997).	42
Figura 3.3. 1. Flujo de procesado básico de datos sísmicos (Yilmaz, 1987).	44
Figura 3.3. 2. Ejemplo de un tiro de campo (a) en el que se observan las trazas con alto contenido de ruido que deben ser eliminadas (b) en la primera fase del procesamiento. Tiro correspondiente al perfil PS-1. Espaciado entre trazas 5 m. (https://upcommons.upc.edu/ bitstream/handle/2099.1/3404/41205-9.pdf?sequence=9&isAllowed=y).....	45
Figura 3.3. 3. Comparación de trazas de datos marinos antes (a) y después (b) de la deconvolución (Yilmaz, 1987).....	46
Figura 3.3. 4. La deconvolución ayuda a distinguir las reflexiones con facilidad. Sección sin deconvolución (a) y con deconvolución (b) (Reynolds, 1997).	47
Figura 3.3. 5. Principio de migración. Reflector C-D en una sección apilada es migrada hacia su posición geométrica correcta C'-D' (Reynolds, 1997).....	48
Figura 3.3. 6. Apilado de CMP (a) antes y (b) después de la Migración (YILMAZ, 2001).	48
Figura 3.3. 7. Sección no migrada (a) y sección migrada (b) (Reynolds, 1997).	49
Figura 3.3. 8. (a) Sección apilada. (b) Sección migrada. (Reynolds, 1997)	49
Figura 3.3. 9. Tipos de migración a usar en diferentes tipos de complejidades geológicas y de velocidades. Tomado de Albertin et al. (2002).....	50

Figura 3.3. 10. Diferencia entre los flujos de procesamiento entre PSDM y PSTM. (Geoprocesados, 2009)	51
Figura 3.3. 11. Diferencia entre PSDM y PSTM apreciable en las estructuras de la sísmica. (Geoprocesados, 2009.....	52
Figura 3.4. 1. Mapas de atributos calculados para el mismo horizonte. (a) Amplitud RMS calculada en una ventana de 40 ms sobre el horizonte; (b) Por inmersión instantánea extraída a lo largo del horizonte; (c) Inmersión computada en la dirección de la flecha y se extrae a lo largo del horizonte, de modo que los datos sísmicos se parece a terreno iluminado por la luz desde la parte superior; (d) Mapa de la forma de onda producida por agrupamiento difuso con 10 clases, calculadas en una ventana de 40 ms sobre el horizonte. (BARNES, 2001)	52
Figura 3.4. 2. Clasificación de Atributos sísmicos (Brown, 1999, Fifth Edition).	53
Figura 3.5. 1. Imagen donde se pueden apreciar varias resoluciones sísmicas, (Sheriff, 1995)	56
Figura 3.5. 2. Criterio de Rayleigh mostrando el límite de un instrumento óptico para distinguir imágenes separadas de objetos que caen cerca uno del otro.	57
Figura 3.5. 3. Flat spot de Ricker.....	58
Figura 3.5. 4. Variación de la resolución vertical asociada con las diferentes técnicas de exploración geofísica, con respecto a la fracción detectable de yacimientos de hidrocarburos (modificado de Harris y Lagan, 1997).....	59
Figura 3.5. 5. Imagen de la resolución horizontal (izquierda) y Zona de fresnel (derecha). Robb Simm y Mike Bacon (2014).....	59
Figura 3.5. 6. (Izquierda) Ondas esféricas reflejadas de una interface plana. (Derecha) Aquí se muestra como el tamaño de la zona de Fresnel depende de la frecuencia. (Sheriff, 1977)..	60
Figura 3.5. 7. Ondícula sísmica (Schlumberger, 2008).....	60
Figura 3.5. 8. Sismograma Sintético (Martínez Cabañas, 1996).	62
Figura 3.5. 9. Gráfico de impedancia acústica, trazas, registros de pozos y ondícula fase cero (Schlumberger, 2008)	62
Figura 3.5. 10. Sismograma sintético elaborado para realizar la calibración sísmica-pozo, a partir del pozo CLD-50, utilizando el programa Petrel.	62

Figura 4. 1. Flujo de trabajo para la caracterización sísmico-estructural.63

Figura 4.1. 1. Localización del volumen sísmico TT.64

Figura 4.1. 2. Gráfico (izquierdo) muestra la configuración que se utilizó para la adquisición sísmica de los volúmenes sísmicos y tabla comparativa (derecha) donde se muestra la comparación de los diferentes parámetros utilizados en UNKKTP y TT.64

Figura 4.1. 3. Time slice donde se muestra toda la dimensión del cubo TT, encerrando el área de estudio en la línea punteada de color amarillo utilizando Landmark DecisionSpace®.65

Figura 4.1. 4. Análisis de frecuencias y cálculo de la resolución vertical en diferentes ventanas de los cubos sísmicos usando Poststack/PAL de Landmark.65

Figura 4.2. 1. Interfaz del programa SynTool de Landmark.66

Figura 4.2. 2. Ventana donde se carga el registro sísmico y el de densidad en el programa SynTool de Landmark®.67

Figura 4.2. 3. Ventana donde se muestra la TZ, los registros cargados, impedancia, coeficientes de reflexión y el sismograma sintético en el programa SynTool de Landmark®.67

Figura 4.2. 4. Sección sísmica utilizada para el pozo PEREZ-1 utilizando Landmark DecisionSpace®.68

Figura 4.2. 5. Ventanas de tiempo que se utilizó para extraer las ondículas de la sísmica para cada pozo.68

Figura 4.2. 6. Ondículas extraídas de la sísmica para el pozo PEREZ-1 utilizando Poststack/PAL®.68

Figura 4.2. 7. Traza sísmica con el sismograma sintético y con los marcadores correspondientes a las formaciones del pozo PEREZ-1 en el programa SynTool de Landmark®.69

Figura 4.2. 8. Panel de velocidades intervállicas (izquierda,) y panel donde se modifican las velocidades en conjunto con el sintético (derecha) en el programa SynTool de Landmark®.70

Figura 4.2. 9. Ventana de Trabajo final de SynTool para realizar el amarre del sismograma sintético en el programa SynTool de Landmark®.70

Figura 4.2. 10. Zona donde se aprecia un cambio brusco en las velocidades atribuido a la zona de presiones anormales en el programa SynTool de Landmark®.71

Figura 4.2. 11. Comparación de las velocidades de todos los pozos obtenidas a partir del sismograma sintético utilizando Landmark DecisionSpace®.71

Figura 4.2. 12. Correlograma del sintético en diferentes ventanas del pozo PEREZ-1 (V1:100-1100 ms, V2:1100-1800 ms, V3:1800-3450 ms y V4:3450-4450 ms) en el programa SynTool de Landmark®.....	72
Figura 4.2. 13. Sismograma sintético del pozo PEREZ-1 utilizando SynTool de Landmark®.....	73
Figura 4.2. 14. Sismograma sintético del pozo PEREZ-101 utilizando SynTool de Landmark®.....	73
Figura 4.2. 15. Sismograma sintético del pozo PEREZ-72 utilizando SynTool de Landmark®.....	74
Figura 4.2. 16. Sección sísmica compuesta en vista de traza (Wiggle) con traza sintética del sismograma sintético de los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	74
Figura 4.3. 1. Sección sísmica en Inline (derecha) y sección sísmica en Crossline (izquierda). Se observa los mismos reflectores continuos interpretados con Auto-Track en ambas secciones sin ninguna discontinuidad utilizando Landmark DecisionSpace®.	75
Figura 4.3. 2. Sección sísmica en la cual se muestra el Efecto Tuning utilizando Landmark DecisionSpace®.....	76
Figura 4.3. 3. Sección sísmica en vista de trazas (Wiggle) utilizando Landmark DecisionSpace®.	76
Figura 4.3. 4. Herramienta Correlation-Tool. Sección sísmica donde el área punteada en color rojo representa el lugar donde se recortó el paquete y el área punteada de color verde donde se desplazó el recorte utilizando Landmark DecisionSpace®.	77
Figura 4.3. 5. Sección sísmica a nivel Cenozoico utilizando Landmark DecisionSpace®.....	80
Figura 4.3. 6. Sección sísmica a nivel objetivo Mesozoico con pozo PEREZ-1 utilizando Landmark DecisionSpace®.	80
Figura 4.3. 7. Sección sísmica donde se aprecia las cimas del KM y JSK quedando en un paso de polaridad (Zero Crossing) utilizando Landmark DecisionSpace®.	81
Figura 4.3.1. 1. Horizontes creados con su nomenclatura y polaridad respectiva utilizando Landmark DecisionSpace®.	82
Figura 4.3.1. 2. Área de estudio con la distribución de los pozos verticales utilizando Landmark DecisionSpace®.....	82
Figura 4.3.1. 3. Sección sísmica a nivel Cenozoico donde las flechas rojas señalan bloques hundidos y las flechas verdes bloque levantados utilizando Landmark DecisionSpace®.....	83

Figura 4.3.1. 4. Sección sísmica interpretada a nivel Cenozoico donde las flechas rojas señalan bloques hundidos y las flechas verdes bloque levantados utilizando Landmark DecisionSpace®.83

Figura 4.3.1. 5. Sección sísmica interpretada por la zona del pozo PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.84

Figura 4.3.1. 6. Sección sísmica interpretada con sal Cenozoica sombreada utilizando Landmark DecisionSpace®.84

Figura 4.3.1. 7. Sección sísmica con los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.....85

Figura 4.3.1. 8. Malla en 3D del KM con los anticlinales señalados utilizando Landmark DecisionSpace®.....86

Figura 4.3.1. 9. Interpretación del horizonte PLIS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....86

Figura 4.3.1. 10. Vista 3D del horizonte PLIS utilizando Landmark DecisionSpace®.87

Figura 4.3.1. 11. Interpretación del horizonte PLIM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....87

Figura 4.3.1. 12. Vista 3D del horizonte PLIM utilizando Landmark DecisionSpace®.....88

Figura 4.3.1. 13. Interpretación del horizonte PLII con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....88

Figura 4.3.1. 14. Vista 3D del horizonte PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.....89

Figura 4.3.1. 15. Interpretación del horizonte MS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....89

Figura 4.3.1. 16. Vista 3D del horizonte PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.....90

Figura 4.3.1. 17. Interpretación del horizonte MM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....91

Figura 4.3.1. 18. Vista 3D del horizonte MM utilizando Landmark DecisionSpace®.91

Figura 4.3.1. 19. Interpretación del horizonte MI con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....92

Figura 4.3.1. 20. Vista 3D del horizonte MI utilizando Landmark DecisionSpace®.92

Figura 4.3.1. 21. Interpretación del horizonte OM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....93

Figura 4.3.1. 22. Vista 3D del horizonte OM utilizando Landmark DecisionSpace®.93

Figura 4.3.1. 23. Interpretación del horizonte KS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....94

Figura 4.3.1. 24. Vista 3D del horizonte KS utilizando Landmark DecisionSpace®.	95
Figura 4.3.1. 25. Interpretación del horizonte KM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	95
Figura 4.3.1. 26. Vista 3D del horizonte KM utilizando Landmark DecisionSpace®.	96
Figura 4.3.1. 27. Interpretación del horizonte JSK con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	96
Figura 4.3.1. 28. Vista 3D del horizonte JSK utilizando Landmark DecisionSpace®.....	97
Figura 4.3.1. 29. Interpretación del horizonte Cima Sal Autóctona con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	97
Figura 4.3.1. 30. Vista 3D del horizonte Cima Sal Autóctona utilizando Landmark DecisionSpace®.....	98
Figura 4.3.1. 31. Sección sísmica en la Inline 9246 con horizontes interpretados en los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	98
Figura 4.3.1. 32. Sección sísmica en la Inline 9246 con horizontes interpretados con “Fluttering” en los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.	99
Figura 4.3.1. 33. Sección sísmica transversal a la estructura para apreciar de mejor manera el echado de las fallas, con horizontes interpretados utilizando Landmark DecisionSpace®.	99
Figura 4.3.1. 34. Sección sísmica con horizontes interpretados pasando por los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	100
Figura 4.4. 1. Malla del horizonte PLIM con polígonos de fallas marcados utilizando Landmark DecisionSpace®.....	101
Figura 4.4. 2. Sección sísmica aleatoria indicando el desplazamiento de los bloques con flechas azules (normal) y flechas rojas (inversos) utilizando Landmark DecisionSpace®.	102
Figura 4.4. 3. Fallas creadas con su tipo de falla y era geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.....	103
Figura 4.4. 4. Sección sísmica pasando por los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 con horizontes y fallas interpretadas utilizando Landmark DecisionSpace®.....	103
Figura 4.4. 5. Sección sísmica con horizontes y fallas interpretadas pasando por los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.	104
Figura 4.4. 6. Sección sísmica transversal a la estructura interpretada, con horizontes y fallas interpretadas (líneas discontinuas) que ayuda a visualizar el echado real de las fallas utilizando Landmark DecisionSpace®.	104

Figura 4.4. 7. Planos de fallas Cenozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.....	105
Figura 4.4. 8. Segmentos de fallas Cenozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.....	105
Figura 4.4. 9. Planos de fallas Mesozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.....	106
Figura 4.4. 10. Segmentos de fallas Mesozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.....	106
Figura 4.5. 1. Interfaz del módulo Framework con los horizontes y fallas agregadas utilizando Landmark DecisionSpace®.	107
Figura 4.5. 2. Herramienta “Conformance” aplicado en los horizontes MM y MI utilizando Landmark DecisionSpace®.	108
Figura 4.5. 3. Tabla de “Compartments” por edad geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.....	108
Figura 4.5. 4. Sección sísmica con “Compartments” por edad geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.....	108
Figura 4.5. 5. Tabla donde se especifica el sentido de la falla (encerrado en el rectángulo rojo) utilizando Landmark DecisionSpace®.....	109
Figura 4.5. 6. Recorte de sección donde se aprecia la caída del horizonte realizada por la herramienta “Fault setting” utilizando Landmark DecisionSpace®.....	109
Figura 4.5. 7. Pestaña del Networking, donde se definen las relaciones de conexiones entre fallas utilizando Landmark DecisionSpace®.	109
Figura 4.5. 8. Ventana donde se define el radio del área de blanqueo (metros) de la falla seleccionada que afecta a los horizontes cargados en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.....	110
Figura 4.5. 9. Ventana 3D donde se puede apreciar el área de blanqueo de la falla (en rosa) sobre el horizonte en la imagen de la derecha utilizando Landmark DecisionSpace®.	110
Figura 4.5. 10. Ventana del marco de trabajo donde se define si el horizonte será una superficie conforme o inconforme, en este caso el horizonte PSAL se definió como inconforme utilizando Landmark DecisionSpace®.	110

Figura 4.5. 11. Secciones sísmicas donde se aprecia el uso de la herramienta Trim Fault, donde se recortan las fallas que iban más abajo del horizonte PSAL, dejando como nuevo límite de la falla el horizonte mencionado utilizando Landmark DecisionSpace®.111

Figura 4.5. 12. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes PLIS, PLIM y PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.111

Figura 4.5. 13. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes MS, MM y MI utilizando Landmark DecisionSpace®.112

Figura 4.5. 14. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes OM, KS y KM utilizando Landmark DecisionSpace®.112

Figura 4.5. 15. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes JSK y PSAL utilizando Landmark DecisionSpace®.....113

Figura 4.5. 16. Ventana 3D donde se aprecia el marco de trabajo final con los horizontes y fallas agregados utilizando Landmark DecisionSpace®.....113

Figura 4.6. 1. Volúmenes de velocidades PSDM (izquierda) y PSTM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.114

Figura 4.6. 2. Análisis de velocidades de Pozo, PSDM y PSTM con marcadores geológicos utilizando Landmark DecisionSpace®.....114

Figura 4.7. 1. Pestaña del Construct Velocity desplegada donde se muestran los parámetros que se deben ingresar para construir el modelo de velocidades utilizando Landmark DecisionSpace®.....115

Figura 4.7. 2. Ventana de Model Extent utilizando Landmark DecisionSpace®.116

Figura 4.7. 3. Ventana de Geometry/Resolution utilizando Landmark DecisionSpace®.116

Figura 4.7. 4. Ventana de Time Depth curves utilizando Landmark DecisionSpace®.....117

Figura 4.7. 5. Ventana de Define Structure utilizando Landmark DecisionSpace®.....118

Figura 4.7. 6. Ventana de Seismic Velocity utilizando Landmark DecisionSpace®.....118

Figura 4.7. 7. Ventana de Build Model utilizando Landmark DecisionSpace®.119

Figura 4.7. 8. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la inline 9118 utilizando Landmark DecisionSpace®.....119

Figura 4.7. 9. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la inline 9246 utilizando Landmark DecisionSpace®.....120

Figura 4.7. 10. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la Crossline 1176 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	120
Figura 4.7. 11. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la Crossline 1464 utilizando Landmark DecisionSpace®.....	120
Figura 4.7. 12. Sección sísmica compuesta con el modelo de velocidades generado utilizando Landmark DecisionSpace®.	121
Figura 4.7. 13. Interfaz del DTEExpress utilizando Landmark DTEExpress®.	121
Figura 4.7. 14. Carga del modelo de velocidades utilizando Landmark DTEExpress®.	122
Figura 4.7. 15. Carga de marcadores geológicos utilizando Landmark DTEExpress®.....	122
Figura 4.7. 16. Reporte de calibración generado al finalizar la calibración utilizando Landmark DTEExpress®.....	122
Figura 4.7. 17. Sección sísmica compuesta con el modelo de velocidades calibrado a nivel objetivo KM (marcador geológico rojo) y JSK (marcador geológico azul) utilizando Landmark DecisionSpace®.....	123
Figura 4.7. 18. Modelo de velocidad final en vista 3D y en diferentes direcciones utilizando Landmark DecisionSpace®.	124
Figura 4.8. 1. Ventana del “Domain Conversion”, en la cual agregamos el modelo de velocidades que generamos y lo cargamos con dando solo OK utilizando Landmark DecisionSpace®.....	124
Figura 4.8. 2. Ventanas del “Domain Conversion”, en la cual se pueden visualizar los horizontes y fallas que se convertirán y el modelo de velocidades que se está utilizando utilizando Landmark DecisionSpace®.	125
Figura 4.8. 3. Ventana del inventory donde se pueden ver los horizontes y fallas convertidos de tiempo (letras blancas) a profundidad (letras azules) utilizando Landmark DecisionSpace®. ..	125
Figura 4.8. 4. Secciones sísmica compuesta convertida en profundidad con horizontes interpretados utilizando Landmark DecisionSpace®.	126
Figura 4.8. 5. Secciones sísmica compuesta convertida en profundidad con horizontes y fallas interpretadas utilizando Landmark DecisionSpace®.	126
Figura 4.9. 1. Ventana del marco de trabajo (framework) donde se selecciona el domino en el que estará nuestro marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.....	127

Figura 4.9. 2. Ventana del Dynamic Frameworks to Fill, donde se muestran los horizontes y fallas en profundidad utilizando Landmark DecisionSpace®127

Figura 4.9. 3. Mapas en profundidad de los horizontes objetivos JSK (izquierda) y KM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®127

Figura 4.9. 4. Vista 3D de las fallas y horizontes objetivos en profundidad JSK (izquierda) y KM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.128

Figura 4.9. 5. Modelo estructural en profundidad en vista 3D con todos los horizontes y fallas utilizadas en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.128

Figura 5.1. 1. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes KM y JSK utilizando Landmark DecisionSpace®.....129

Figura 5.2. 1. Sección sísmica compuesta con el modelo de velocidades generado utilizando Landmark DecisionSpace®.130

Figura 5.2. 2. Volumen de velocidades PSDM (izquierda) y modelo de velocidades generado del Campo Pérez (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.....130

Figura 5.3. 1. Polígono del área de la estructura JSK utilizando Landmark DecisionSpace®. .131

Figura 5.3. 2. Modelo estructural en profundidad en vista 3D con todos los horizontes y fallas utilizadas en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.132

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.2.3. 1. Columna geológica tipo del campo Pérez. (PEMEX, 2016)24

Tabla 4.3. 1. Columna geológica elaborada para fines sísmicos (cálculo de coeficientes de reflexión)78

RESUMEN

El presente trabajo consiste en la construcción de un modelo estructural a detalle en profundidad, de un campo petrolero ubicado en el Golfo de México. Dicho modelo redujo la incertidumbre y mejoró el detalle del área de la estructura de interés a partir de la interpretación sísmico-estructural del campo.

El proceso efectuado de caracterización sísmico-estructural comprendió desde el análisis de las características del volumen sísmico previamente procesado, la calibración sísmica-pozo mediante la generación de sismogramas sintéticos. Posteriormente, se llevó a cabo la interpretación de horizontes y fallas en tiempo, el análisis de velocidades, la generación del modelo de velocidades, la conversión tiempo a profundidad y así hasta llegar al modelo estructural en profundidad del campo.

A partir del modelo de velocidades se procedió a la generación del modelo estructural, el cuál pueda reflejar la complejidad geológica del campo, así como la posible dimensión y dirección del área de reserva de hidrocarburo que se tiene, esto gracias al flujo de trabajo utilizado, en el cual al realizar la conversión del dominio del tiempo al dominio de la profundidad de los horizontes objetivos a nivel Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, se estimó un área aproximada de 10 km², de la estructura representativa del campo.

ABSTRACT

The present work consists of the construction of a detailed structural model in depth, of an oil field located in the Gulf of Mexico. This model mitigated the uncertainty and improved the detail of the area of interest structure from the seismic-structural interpretation of the field.

The seismic-structural characterization starts from the analysis of the seismic volume characteristics previously processed, the seismic-well calibration through the generation of synthetic seismograms. Subsequently, the interpretation of horizons and faults in time, the velocity analysis, the generation of the velocity model, the time to depth conversion and so on until reaching the structural model in depth of the field were carried out.

Based on the velocity model, the structural model was generated, which may reflect the geological complexity of the field, as well as the possible size and direction of the reserve area, thanks to the workflow that was followed, in which when realizing the conversion of the time domain to the domain of the depth of the objective horizons at the Middle Cretaceous and the Kimmeridgian Upper Jurassic level, an approximate area of 10 km² was estimated from the representative structure of the field.

CAPITULO I "INTRODUCCIÓN"

INTRODUCCIÓN

Por su utilidad económica y estratégica, los hidrocarburos siempre han sido considerados un recurso de alto valor para todos los países. Su conversión en energía, o las aplicaciones que tiene en las industrias, así como la producción de sus derivados, y otros tantos procesos, confluyen todos ellos en cuantiosas aportaciones financieras para empresas y gobiernos.

A pesar de los grandes avances tecnológicos y científicos que se han logrado en materia de extracción de hidrocarburos en el subsuelo, aun en la actualidad es un reto muy complicado el conocer a detalle cómo está distribuido y compuesto el subsuelo de nuestra Tierra. Como se sabe hay diferentes factores que afectan la modelación de este, desde los problemas de la adquisición de los datos sísmicos hasta la gran dificultad de interpretación sísmica por datos sísmicos de no tan buena calidad. Como se menciona, aun con la tecnología existente, el conocer con exactitud la ubicación de los yacimientos que se encuentran en el subsuelo, sigue siendo una ardua y complicada labor.

Sin embargo, es importante reconocer que existen herramientas muy útiles dentro de las ramas de la Geofísica, que permiten dar una aproximación lo suficientemente certera para ubicar yacimientos con potencial petrolero, esta herramienta es la prospección geofísica. Siendo el método sísmico el más importante y usado en la exploración de hidrocarburos. Este método consiste en cuatro etapas: diseño, adquisición, procesamiento e interpretación de los datos sísmicos, en conjunto estas cuatro etapas brindan información de la distribución de las estructuras que son de interés económico en el subsuelo. La interpretación sísmica es una herramienta fundamental para la industria petrolera, la cual permite dar a conocer con una menor incertidumbre la ubicación del yacimiento. Es importante reconocer que el modelo de velocidades es en esencia uno de los retos más complicados que el geofísico presenta, ya que este tendrá que construir y definir un modelo en el cual se pueda tomar de base para la creación del modelo estructural, para tratar de solucionar la tan alta complejidad geológica de los yacimientos que existen en México.

OBJETIVO GENERAL

Construir un modelo estructural a detalle para mitigar la incertidumbre existente debido a la alta complejidad geológica del campo a partir de la interpretación sísmico estructural, para así definir con una mayor certeza el área de la estructura de interés.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar y evaluar la información con la que se cuenta para la interpretación sísmico estructural.
- Realizar una interpretación sísmico estructural a partir del flujo de trabajo propuesto.
- Definir una metodología fiable para la construcción del modelo de velocidades.
- Generar un modelo de velocidades a detalle con la finalidad de obtener un modelo estructural representativo y confiable del campo.
- Conocer el área de la estructura de interés a nivel objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano.

CAPITULO II "MARCO GEOLÓGICO"

2.1.- EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL GOLFO DE MÉXICO

El Golfo de México se encuentra delimitado al Norte con Estados Unidos, al oeste por México y al sur por la Península de Yucatán. La cuenca del Golfo de México tiene un diámetro aproximadamente de 1,500 km y abarca un área de 1, 500,000 km².



Figura 2.1. 1. Ubicación del Golfo de México (Google Earth, 2018).

La formación del Golfo de México se remota a finales del período Triásico cuando comenzó la fragmentación y separación de la Pangea. Durante este período, la placa Norteamericana se separó de las placas Sudamericana y Africana y se empezó a formar zanjas de hundimientos profundos, las cuales fueron asociadas con el estiramiento de la corteza continental (Dribus et al., 2008).

La etapa de Rifting que dio lugar a la formación de la cuenca esta evidencia por lechos rojos, los cuales fueron depositados en las depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabenes estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Padilla y Sánchez, 2007). La posición estratigráfica del depósito de estos lechos rojos va del Triásico Superior hasta el Calloviano. Estas capas rojas constituyen algunos de los primeros registros de la fase de Rifting del Golfo de México (Dribus et al., 2008). Conforman parte de las formaciones Huizachal, La boca y en el Grupo Huayacocotla.

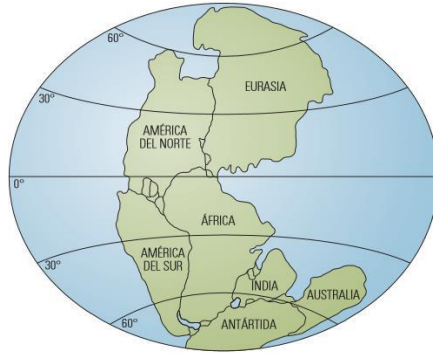


Figura 2.1. 2. La Tierra durante el período Triásico. (Dribus et al., 2008).

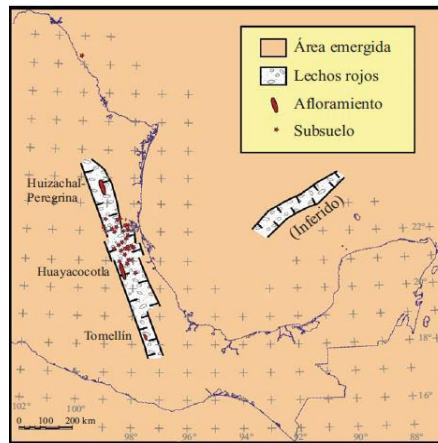


Figura 2.1. 3. Paleografía del Triásico Superior. Afloramiento de Lechos rojos. (Padilla y Sánchez, 2007).

El proceso de Rifting prevaleció hasta el Jurásico Superior durando aproximadamente 46Ma, estando la primera etapa ligada a hundimientos lentos donde las fosas tectónicas fueron inundadas posteriormente por aguas del Pacífico en el Jurásico Medio, dando lugar a la precipitación de halitas en el centro de la cuenca.

De acuerdo con Pindell (1985), el depósito de sal en el Golfo de México consistió en una subsidencia de la cuenca durante el adelgazamiento de la litosfera, la cual fue inundada por aguas marinas, siendo éstas, aguas poco profundas de aproximadamente 10 metros de profundidad lo que facilitó la evaporación y la depositación de sal.

La sal fue depositada durante el Calloviano (Jurásico Medio) y su depositación fue relativamente rápida pues se realizó en un lapso de cinco millones de años. Se encuentra dividida en dos partes, norte y sur, por una franja en la que no existe sal. La separación de la sal en dos partes sugiere que esa parte del Golfo es una zona más alta asociada con

la presencia de una cresta de generación de corteza oceánica que indujo el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur (Padilla y Sánchez, 2007).

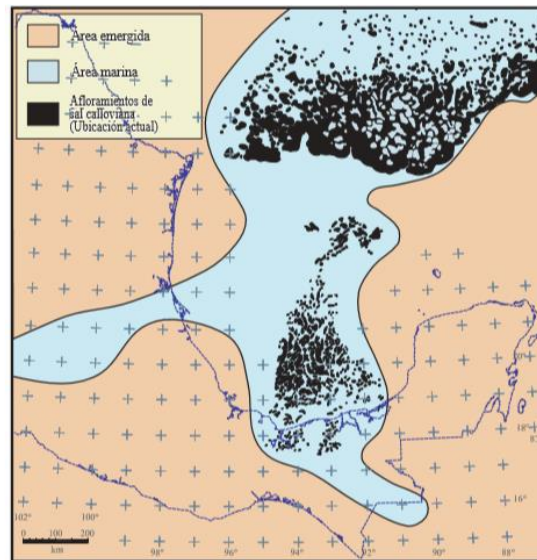


Figura 2.1. 4. Distribución de las masas de sal (Padilla y Sánchez, 2007).

Para el Jurásico Superior comienzan las últimas etapas del proceso de Rifting, donde la expansión de la corteza oceánica dio lugar al movimiento del Bloque de Yucatán, separándola de Florida. Yucatán rotó en sentido antihorario aproximadamente entre 42°-60° de acuerdo con Stern y Dickinson (2010) mientras rotaba hacia el sur; con base a la información paleo magnética que se tiene este movimiento terminó a mediados del Cretácico Inferior.

El movimiento del bloque continuó a lo largo de la Falla Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas nombrada así por Pindell (1985) o Falla Tamaulipas-Oaxaca por Padilla y Sánchez (2007) con un desplazamiento lateral que cesa al terminar el período Calloviano y llega a la posición que ocupa actualmente, donde cambia su desplazamiento a vertical y actúa como un sistema de fallas normales que favorecen la subsidencia del piso del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2007).

Para mediados del Oxfordiano (Jurásico Superior) a lo largo del sureste del Golfo de México dominó la sedimentación de carbonatos mientras que en el noroeste de la cuenca dominó una secuencia de siliciclásticos. La transgresión en el Oxfordiano en la cuenca dio lugar al primer episodio deposicional de carbonatos en el Golfo (Galloway, 2008). Por

lo tanto, este período se caracteriza por abundancia de carbonatos en las plataformas y en las zonas litorales depósito de clásticos.

Para el Tithoniano (Jurásico Superior) predominó la sedimentación, con una secuencia de estratificación delgada de lutitas y carbonatos siendo esto buenas condiciones para la presencia de organismos, convirtiendo las lutitas, en rocas muy ricas en organismos y a su vez, en la roca generadora de hidrocarburos que existe en el Golfo de México, especialmente en el sureste de México. El espesor de las rocas varía en el sur (Tabasco) y el occidente del Golfo de México (Veracruz y Tamaulipas) de 400 a 500m y disminuye a aproximadamente 100m en el área de Saltillo; en el noreste de México y el subsuelo del sur de Texas, entre 500 y 700m (Padilla y Sánchez, 2007)

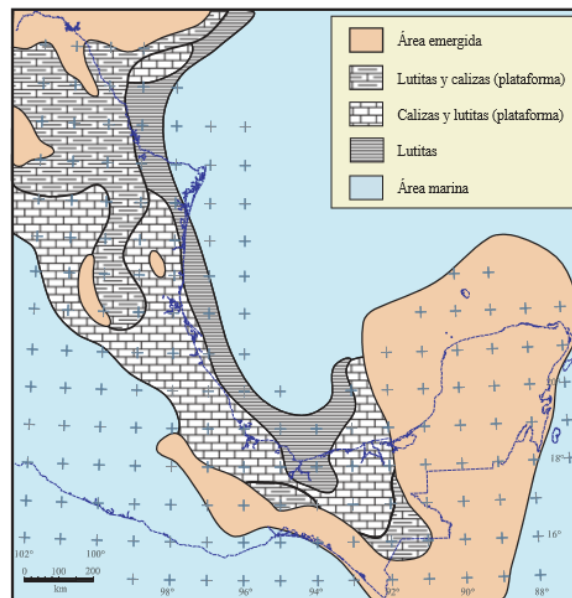


Figura 2.1. 5. Paleografía del Tithoniano (Padilla y Sánchez, 2007).

El inicio del Cretácico está marcado por el término del proceso de Rifting en el Golfo y con el acomodo del Bloque del Yucatán a la posición que actualmente ocupa. En este tiempo las intercalaciones de lutitas y carbonatos fueron disminuyendo y comenzó el incremento del depósito de grandes paquetes de carbonatos sobre la mayor parte de México.

En el noroeste del Golfo de México hubo una mayor velocidad de subsidencia donde inició el depósito de lutitas intercaladas con delgadas capas de carbonatos, pero en el sureste del Golfo la sedimentación de carbonatos continuó normal.

Para el Cretácico Medio hubo un cambio notorio en la sedimentación porque el dominio de carbonatos disminuye, este cambio se observó en la parte noroccidental y occidental de la cuenca, mientras que la parte meridional de este continuó la sedimentación de carbonatos. En este tiempo en las plataformas se depositaron capas delgadas de calizas y lutitas y en la cuenca se depositaron calizas con capas de pedernal.

En el Cretácico Superior, la actividad volcánica en el occidente de México se incrementó por lo que esto explica la presencia de nódulos de pedernal e intercalaciones de bentonita en los carbonatos en la parte meridional de la cuenca.

Para finales del Cretácico, aumentó el aporte de sedimentos clásticos provenientes del oeste de México, mientras que en el occidente del Golfo de México la subsidencia aumentó y se depositaron gruesos espesores de margas y lutitas. En varias localidades de la Sierra Madre Oriental se han reportado horizontes delgados de bentonita que indican que la actividad volcánica continuó hasta finales del Cretácico.

El inicio del Cenozoico es marcado por la orogenia Laramide, la cual dio origen a la Sierra Madre Oriental, lo que favoreció el incremento de grandes volúmenes de sedimentos clásticos. Durante el Paleógeno prevaleció la sedimentación clástica, donde se empezaron a desarrollar grandes fallas lítricas. Durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el sureste mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas, mientras que en el área de Comalcalco-Salina del Istmo comenzó la movilización hacia el norte, de grandes volúmenes de sal en forma de almohadillas y “*rollers*” (Padilla y Sánchez, 2007).

La Era Cenozocia también se caracteriza por una gruesa secuencia de clásticos y para finales de esta Era y el inicio del periodo Cuaternario, los clásticos provenientes del Macizo de Chiapas causaron el depósito de un gran espesor de sedimentos, cuya sobrecarga dio origen a grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con bloques caídos hacia el norte.

Las mayores fallas lítricas normales del Plio-Pleistoceno se formaron en las cuencas de Macuspana y de Comalcalco-Salina del Istmo, mientras que espesores menores de

sedimentos clásticos eran depositados también sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal. Una diferencia que es notable entre estas cuencas consiste en que, mientras en la cuenca de Comalcalco-Salina del Istmo se desalojaba sal, en la de Macuspana se desalojaba arcilla (Padilla y Sánchez, 2007).

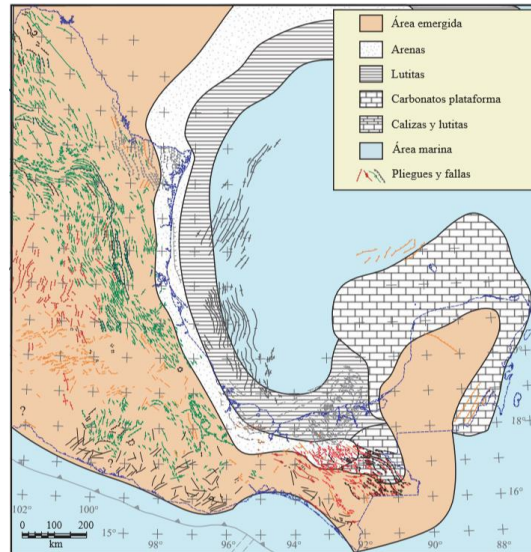


Figura 2.1. 6. Paleografía del Mioceno Superior (Padilla y Sánchez, 2007).

Finalmente podemos decir que la evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México, estuvo marcada principalmente por el proceso de Rift que dio lugar su apertura, empezando en el Triásico Superior hasta principios del Cretácico. La existencia de dos masas de sal que se extienden a lo largo de la cuenca debido a que el movimiento del Bloque de Yucatán influyó en la separación de estas masas de sal. El depósito de gruesos paquetes de carbonatados producto de la invasión de aguas marinas someras provenientes del Pacífico en la cuenca y al cambio en el dominio de sedimentación a clásticos. Cabe mencionar que el régimen de sedimentación en la cuenca fue cambiando a lo largo del tiempo debido a los eventos tectónicos que afectaron la cuenca, siendo un claro ejemplo la orogenia Laramide, la cual que influyó en el depósito de clásticos a lo largo del Cenozoico. Y a su vez el depósito de grandes paquetes de clásticos dio lugar a una sobrecarga que facilitó el desarrollo de fallas a lo largo de la cuenca, siendo estas fallas, fallas normales características y que conforman los límites de las cuencas de Comalcalco, Salina del Istmo y Macuspana. Por lo tanto, podemos concluir que la cuenca estuvo sujeta a una subsidencia lenta que hasta la fecha continua; estando bajo un régimen tectónico extensivo que proporcionó su morfología característica. Sin olvidarnos

que la cuenca del Golfo de México es una Provincia Petrolera de México, siendo esta de gran importancia económica para el país debido a la producción de aceite. Resaltando la Cuenca del sureste y Chiapas-Reforma-Akal, en donde se ubican el 89% de las reservas probadas de petróleo crudo y el 92% de producción total de petróleo crudo del país.

2.2.-MARCO GEOLÓGICO LOCAL

2.2.1.-LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Es importante mencionar que los datos proporcionados para la realización de este trabajo son confidenciales, por lo tanto, los datos exactos de la ubicación, así como el nombre real del campo petrolero y de sus respectivos pozos no será mencionados a lo largo del trabajo, y estos serán sustituidos por nombres ficticios, es decir, el campo petrolero a estudiar en este trabajo llevará por nombre “Pérez”. El campo Pérez se ubica frente a las costas del estado de Tabasco, limitando tanto al SE y NE por otros campos petroleros. Éste se encuentra aproximadamente al NW de la Terminal Marítima Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, México.



Figura 2.2.1. 1. Mapa de localización del campo Pérez.

Este campo cuenta con dos yacimientos, el más importante debido a su volumen original de hidrocarburos y su productividad es el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), el otro yacimiento es el Cretácico Medio (KM) el cual se está comenzando a desarrollar con buenos resultados, dicho campo está representado por una estructura anticlinal alargado con rumbo NW-SE, delimitado hacia el SW por una falla inversa paralela a la estructura,

hacia el Sur por una falla tipo normal con dirección E-W y al Norte y Este, presenta cierre estructural propio, esta estructura fue producto de tres principales factores geológicos: Tectónica salina, evento compresivo de la Orogenia Laramide y el efecto de la carga litostática del Mioceno (PEMEX, 2016).

El campo Pérez pertenece a la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste. Esta provincia es la más prolífera de aceite y de gas del país y comprende la Planicie Costera del Golfo de México, mientras que en la porción terrestre abarca sur del estado de Veracruz, norte del estado de Chiapas y casi todo el estado de Tabasco.

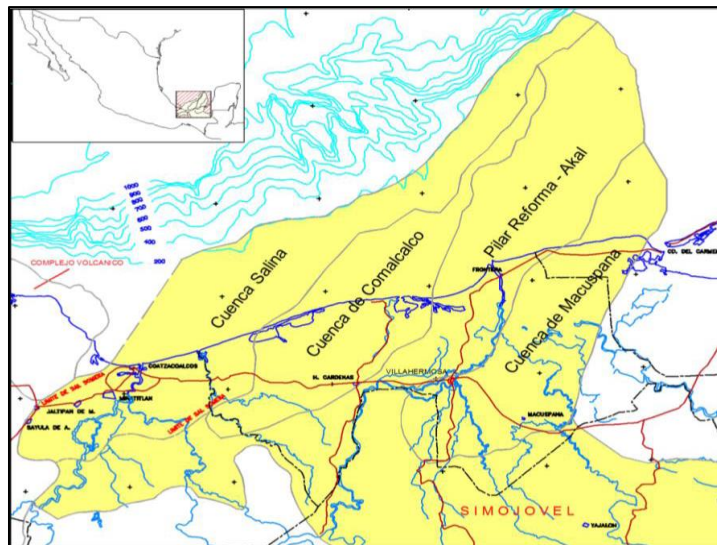


Figura 2.2.1. 2. Cuencas del Sureste (CNH, 2016).

La Provincia Petrolera del Sureste se divide en tres provincias geológicas: Salina del Istmo, Pilar Reforma-Akal y Macuspana. De las cuales, el campo Pérez se encuentra ubicado en la Cuenca Salina del Istmo, con un total de 20 pozos perforados, siendo 14 pozos productores fluyentes, 6 pozos cerrados (4 cerrados con posibilidades y 2 taponados temporalmente).

2.2.3.-GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

La geología del Campo Pérez se encuentra explicada en la siguiente figura en donde se muestra la columna geológica del campo.

Unidad Litológica (Formación)	Descripción Litológica.
Reciente Pleistoceno	Arena y grava de cuarzo blanco, ámbar y traslúcido subredondeado mal clasificada con porosidad primaria intergranular buena: arenisca blanca y gris claro de grano fino a medio subredondeado mal cementada en material calcáreo con porosidad primaria intergranular regular, trazas de lutita gris verdoso suave ligeramente calcárea, trazas de bentonita verde olivo, abundantes restos de conchas y moluscos.
Plioceno Superior	Lutita arenosa gris verdoso, en ocasiones gris claro suave poco calcárea; arenisca de cuarzo blanca y gris claro de grano fino a medio subredondeado a subanguloso cementada en material calcáreo con porosidad primaria intergranular regular
Plioceno Medio	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea; trazas de arena descrita, esporádicos restos de bivalvos y gasterópodos
Plioceno Inferior	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea.
Mioceno Superior	Lutita gris claro, suave a semidura, ligeramente calcárea, en partes ligeramente arenosa; trazas de arenisca de cuarzo de grano fino subredondeado, con cementante calcáreo; abundante pirita diseminada.
Mioceno Medio	Lutita gris claro a gris verdoso, suave a semidura, en partes arenosa y ligeramente calcárea; esporádicos fragmentos de lutita gris oscuro compacta; esporádicos fragmentos de arenisca gris de grano fino de cuarzo subanguloso con porosidad primaria intergranular regular; esporádicos fragmentos de mudstone color crema, compacto; se observa pirita diseminada.
Mioceno Inferior	Arenisca gris claro a gris verdoso, semicompacta, de cuarzo de grano fino a medio, subanguloso a subredondeado, regular a bien clasificado, con matriz arcillosa y cementante ligeramente calcáreo, con porosidad primaria intergranular regular con intercalaciones de Lutita gris verdoso, suave, en ocasiones ligeramente arenosa y ligeramente calcárea
Oligoceno Medio	Lutita gris claro y gris oscuro de aspecto bentónico, semidura, ligeramente calcárea; trazas de mudstone blanco a crema claro suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable; esporádicos fragmentos de bentonita.
Eoceno Superior	Lutita gris claro y café claro de aspecto bentónico, semidura, en partes calcárea; con horizontes de mudstone blanco a crema claro suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable; trazas de bentonita verde olivo.
Eoceno Medio	Lutita gris claro en partes café rojizo de aspecto bentónico, semidura, ligeramente calcárea; trazas de mudstone café claro a crema en partes gris claro, suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable; trazas de bentonita verde olivo
Eoceno Inferior	Lutita gris claro a gris verdoso de aspecto bentónico, semidura, ligeramente calcárea, lutita café rojizo, suave a semidura, ligeramente calcárea; trazas de mudstone café claro a crema en partes gris claro suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable.
Paleoceno Superior	Lutita café claro a gris verdoso y café rojizo, semidura, calcárea, laminaciones de bentonita gris verdoso;
Paleoceno Inferior	Lutita gris claro a gris verdoso y en partes café rojizo, semiduro y calcáreo. Trazas de marga café rojiza, intercalaciones de mudstone
Cretácico Superior	Mudstone crema a café claro y café oscuro, con porosidad en fracturas y en cavidades por disolución, con intercalaciones de lutita negra y presencia de pedernal.
Cretácico Medio	Mudstone wackestone crema claro, blanco compacto parcialmente recristalizado, porosidad secundaria en microfracturas, regular, algunas rellenas por calcita y aceite residual,
Cretácico Inferior	Mudstone wackestone café claro y gris verdoso compacto, porosidad secundaria en algunas fracturas rellenas por calcita y aceite residual pobre; trazas de mudstone - wackestone arcilloso negro suave, de aspecto carbonoso, presenta impregnación de aceite pesado y residual.
Jurásico Superior Tithoniano	Mudstone arcilloso, gris oscuro a negro, ligeramente carbonoso, semiduro, con microfracturas rellenas por calcita, con porosidad secundaria en microfracturas y lutita negra, carbonosa, ligeramente calcárea
Jurásico Superior Kimmeridgiano	Calizas dolomitizadas, originalmente tipo Packstone-Grainstone de oncolitos y estromatolitos café claro con impregnación de aceite en porosidad intergranular e intercrystalina, además se tienen intercalaciones de dolomías en color gris.

Tabla 2.2.3. 1. Columna geológica tipo del campo Pérez. (PEMEX, 2016)

2.2.4.-ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Como ya se mencionó anteriormente, el campo Pérez, cuenta con dos grandes yacimientos, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio. Ambos están

representados por una estructura anticlinal alargada con rumbo NW-SE, siendo la tectónica salina uno de los principales factores que propició su formación, ya que plegó e inyectó sal fracturando intensamente las rocas preexistentes del Cretácico en especial los horizontes de Cretácico Medio e Inferior, donde se observa un fracturamiento intenso. Los horizontes de Cretácico Medio e Inferior corresponden al yacimiento del campo Pérez a nivel Cretácico mientras que a nivel Jurásico Superior el horizonte productor es el Kimmeridgiano.

De acuerdo con el trabajo de Ángeles Aquino (1983) y la clasificación de PEMEX, se pueden sintetizar las unidades litoestratigráficas del Cretácico del campo Pérez, de la siguiente manera:

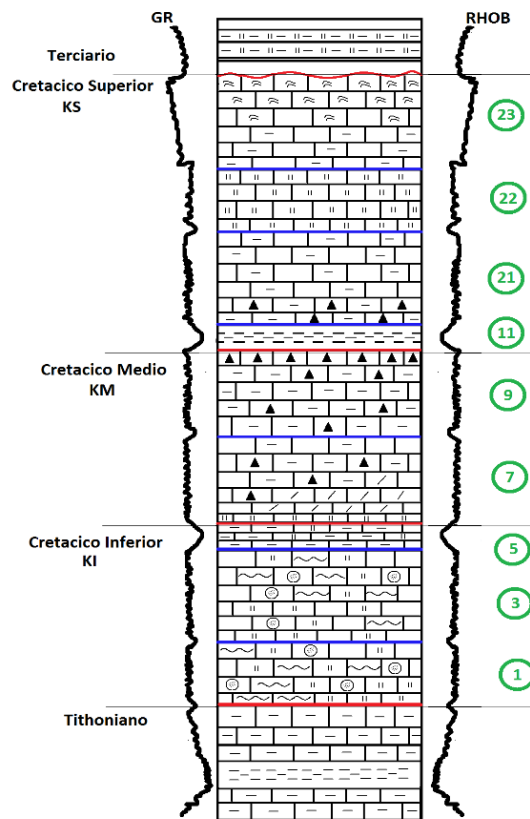


Figura 2.2.4. 1. Columna estratigráfica que sintetiza las unidades del Cretácico e ilustra el comportamiento de los perfiles geofísicos ante cada una de ellas.

Cretácico inferior

Lo constituyen calizas micríticas bentoníticas (mudstones a wackestones bentoníticos), de color gris olivo. Está constituido por tres miembros denominados informalmente 1, 3 y

5. Las rocas de esta edad son por lo general impermeables con una porosidad primaria muy baja con escasas posibilidades de almacenar hidrocarburos, sin embargo, en condiciones fracturadas pueden tener buena porosidad secundaria y funcionar como rocas almacenadoras aceptables. Precisamente uno de sus rasgos característicos es la presencia de abundantes estilolitas, lo que muestra que existieron condiciones de fracturamiento que generaron estas estructuras sedimentarias, lo que la hace tener buena porosidad secundaria que la ubican como buena roca almacén.

Edad y ambiente sedimentario

La presencia de fauna tal como *Nannoconus* y *Tintinidos* presente en los pozos que han cortado esta unidad la sitúan en esta edad y en un ambiente sedimentario marino profundo típico de cuenca oceánica.

Cretácico Medio

Lo constituyen dos unidades litoestratigráficas 7 y 9. En contraste con el Cretácico Inferior, las rocas de esta unidad se observan más arcillosas y con la presencia de pedernal en forma de lentes o nódulos lo que indica sus condiciones reductoras y su gran posibilidad como roca generadora de hidrocarburos. Estas rocas están limitadas por las unidades 5 y 11 que las enmarcan constituyendo horizontes índices que indican el inicio del Cretácico medio o el fin del mismo, lo integran cuerpos delgados, arcillosos, caracterizados por calizas arcillosas y lutitas negras bituminosas que invariablemente se observan en todos los pozos perforados, no solo en el campo Pérez sino en toda la Sonda de Campeche. La unidad 5 es ambivalente, es decir se puede encontrar tanto en la base del Cretácico medio como en la cima del Cretácico Inferior como ocurre en el campo Pérez. Por lo que respecta a las unidades 7 y 9 son unidades que se presentan muy adelgazadas o ausentes por falla, sin embargo, su importancia consiste en que al observarse dolomitizadas o en condiciones de fracturamiento y relacionándose con la impermeabilidad de la cima (unidad 11) y de la base (unidad 5), pueden llegar a ser una zona potencial de yacimiento que marque un área de oportunidad y un posible valor agregado a la producción del campo Pérez.

Edad y ambiente sedimentario

La presencia de fauna planctónica de los géneros Rotalliporas y Colomiellas las sitúan en esta edad. Así mismo, la presencia de radiolarios calcificados la sitúan en un ambiente sedimentario marino profundo típico de cuenca oceánica.

Cretácico Superior

Lo integran las unidades 11, 21, 22 y 23 constituidas por calizas micríticas (mudstones) parcialmente dolomitizadas. La unidad 11 se localiza en la base del Cretácico Superior estratigráficamente hablando (Turoniano), lo constituyen calizas arcillosas de color oscuro con nódulos de pedernal y abundante materia orgánica. Suprayace concordantemente a la unidad 9 del Cretácico Medio y subyace a la unidad 21 del Cretácico Superior. La distribución de esta unidad es amplia y ha sido cortada por casi todos los pozos del campo Pérez.

Las unidades 21, 22 y 23 suprayacen a la unidad antes mencionada, cubriendo todo el campo, están caracterizadas por calizas micríticas, bentoníticas y arcillosas. Presentan porosidad secundaria en fracturas e intercrystalina por dolomitización, debido a esto se observa que estas rocas a lo largo del campo Pérez presentan dolomitización en diferentes grados, haciéndolas altamente facturables, constituyendo rocas con buena posibilidad de almacenar hidrocarburos.

Edad y ambiente de depósito

La presencia de fauna planctónica del género de las Globotruncanas presentes en todos los pozos que cortaron esta unidad la sitúan en esta edad. Así mismo, la presencia de radiolarios calcificados y los sedimentos arcillosos integrados con el lodo calcáreo propio de una cuenca oceánica permiten ubicarla en la misma.

Jurásico Superior Kimmeridgiano

De acuerdo al trabajo de Ángeles Aquino (1988), la columna sedimentaria del Jurásico Superior Kimmeridgiano ha sido dividida en cuatro miembros: “B, C, D y E” pertenecientes a la formación Akimpech. Resaltando que el área donde se sitúa nuestro campo, solo se ha cortado la unidad “E”, por lo que PEMEX ha dividido la unidad “E” en tres unidades litoestratigráficas a saber: Litofacies E1, E2 y E3.

La unidad “E”, es la unidad estratigráfica más importante desde el punto de vista económico petrolero, dado que casi toda la producción petrolera de la Sonda de Campeche en el Jurásico Superior, está concentrada en este miembro.

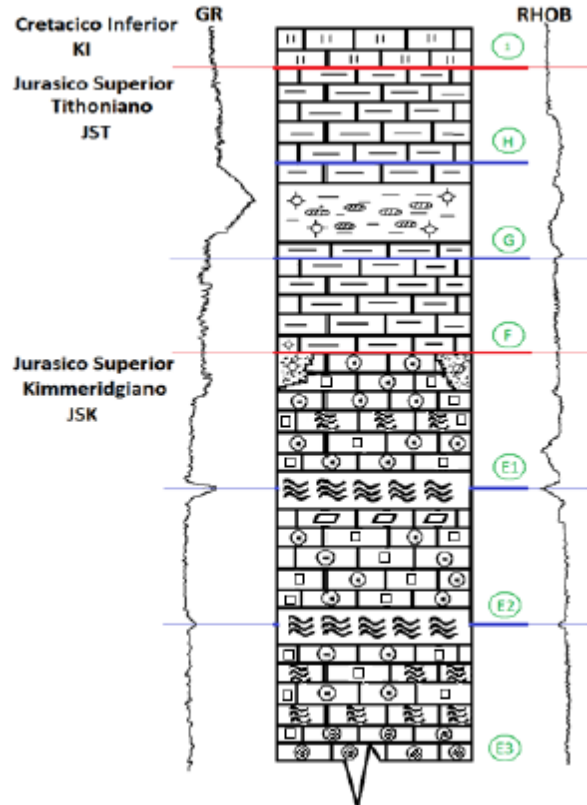


Figura 2.2.4. 2. Columna estratigráfica que sintetiza las unidades del Jurásico Superior e ilustra el comportamiento de los perfiles geofísicos ante cada una de ellas.

En el campo la unidad “E” se comporta como una unidad transicional, formada por una gran cantidad de material alóctono, producto de la destrucción de los bancos oolíticos formado por litoclastos y bioclastos y material autóctono constituido por material algáceo, en una matriz micrítica, que indican la energía del medio de depósito propio de canales de marea y destrucción de bancos

A continuación, se describen las unidades litoestratigráficas de acuerdo a la clasificación dada por PEMEX:

- **E1.**-La constituyen calizas de litoclastos y bioclastos (rudstones y Packestone) y material algáceo (Bindstone), de color café claro a oscuro, de textura granular, con

estructuras de flujo, líneas estilolíticas, inclusiones de litoclastos, presenta diagénesis tardía evidenciada por estructuras de compresión disolución, porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas y cavidades de disolución, con impregnación de aceite ligero en fracturas.

- **E2.**-En el área esta unidad la constituyen calizas recristalizadas y dolomitizadas de color gris a café claro, de texturas meso a macrocristalinas, constituidas por cristales euhedrales a subhedrales y calizas con litoclastos y bioclastos atrapados en material algáceo (Bindstone), de color café claro a oscuro, de textura granular con estructuras de flujo, líneas estilolíticas, inclusiones de litoclastos, presenta diagénesis temprana evidenciada por el desarrollo de mesocristales, porosidad secundaria intercristalina, en fracturas y cavidades de disolución, y primaria de tipo fenestral, con impregnación de aceite ligero intercristalina, en fracturas, cavidades de disolución y fenestrales.
- **E3.**-En este campo esta unidad se presenta como una caliza de Oncolitos, litoclastos y bioclastos (rudstones y Packestone) y material algáceo (Bindstone), de color café claro a oscuro, de textura granular, con estructuras de flujo, líneas estilolíticas, inclusiones de litoclastos, presenta diagénesis tardía evidenciada por estructuras de compresión disolución, aunque también se observa diagénesis temprana por desarrollo de mesocristales en una matriz micrítica, tiene porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas y cavidades de disolución, con impregnación de aceite ligero en fracturas.

2.2.5.- MODELO SEDIMENTARIO DEL ÁREA DE ESTUDIO

La interpretación de ambientes sedimentarios en el campo Pérez está basada en los resultados del estudio de los núcleos del pozo PEREZ-101 que consta de 5.92 metros de núcleo ubicados dentro del yacimiento Cretácico, tomando en consideración también a las muestras de canal, registros geofísicos e información sísmica.

Modelo Sedimentario Conceptual del Cretácico Superior

Basados en la integración de datos paleontológicos, bioestratigráfico, descripciones petrográficas de muestras de canal y núcleos, correlaciones estratigráficas e interpretación de registros geofísicos, se elaboró el modelo sedimentario conceptual del yacimiento del Cretácico Superior del campo Perez.

Los carbonatos fracturados están ampliamente distribuidos en la región y su gran extensión, así como su sistema de fracturamiento y los procesos diagenéticos a los que estuvieron sujetos, les confieren características potenciales como roca almacén, los cuales están asociados a la tectónica salina. Hacia el área del campo Perez, estas rocas carbonatadas se interpretan como brechas tectónicas.

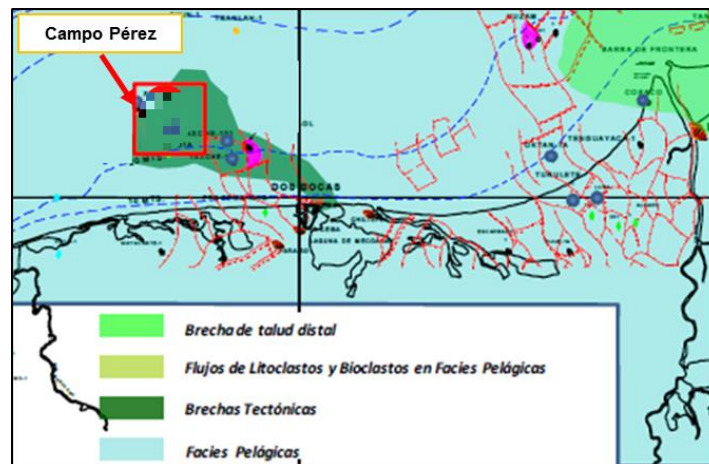


Figura 2.2.5. 1. Mapa de distribución de facies del Cretácico Superior del campo Pérez.



Figura 2.2.5. 2. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Superior del campo Pérez.

Modelo Sedimentario Conceptual del Cretácico Medio

El Cretácico Medio está caracterizado por ser uno de los niveles estratigráficos más importantes como roca almacén, en algunas áreas la cima de este nivel se encuentra sobreyaciendo por un cuerpo de flujos submarinos representados por carbonatos fracturados con intraclastos y bioclastos con buena impregnación de aceite. Se tienen texturas de packstone y en ocasiones grainstone de peloides y calizas recristalizadas, hacia la parte alta, como se dijo anteriormente, los depósitos de cuenca tienen una mayor extensión y solo se presenta el desarrollo de algunos flujos turbidíticos.

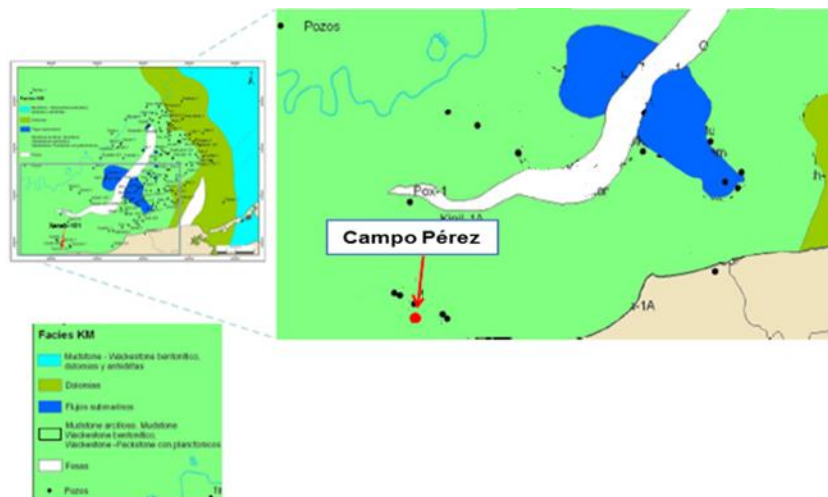


Figura 2.2.5. 3. Mapa de facies del Cretácico Medio del campo Pérez.

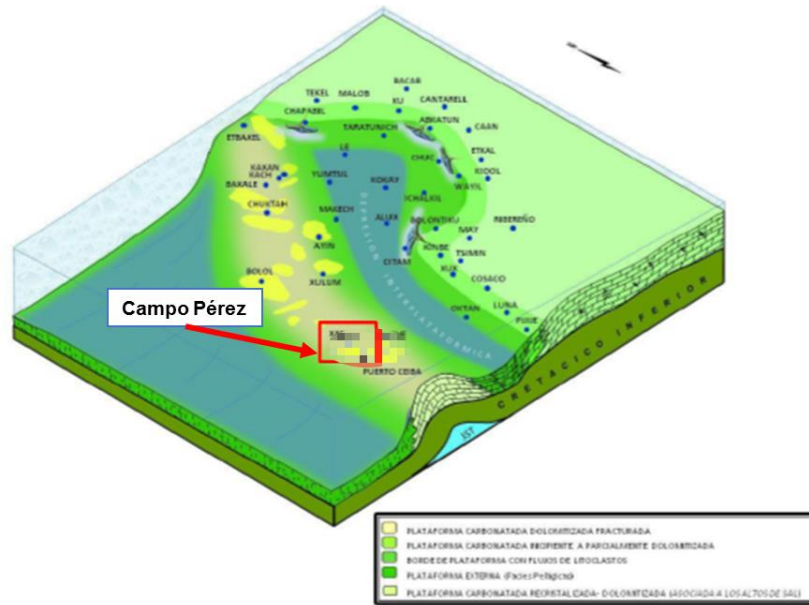


Figura 2.2.5. 4. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Medio del Campo Pérez.

CAPITULO III "FUNDAMENTOS TEÓRICOS"

Un paso fundamental para comenzar a realizar la interpretación son entender las bases del método sísmico, sus fundamentos, su procesamiento y los productos que se generan en cada etapa, en este trabajo se abordaron las bases de la interpretación sísmica, también se analizó temas como lo son las propiedades físicas de las rocas que afectan a la velocidad de las ondas P y S, la generación de sismogramas sintéticos, entre otros temas de interés, para tener un conocimiento amplio al momento de realizar la interpretación sísmica.

3.1.-PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA SÍSMICA DE EXPLORACIÓN

El método de exploración sísmica consiste en la generación de ondas por medio de una fuente externa, las cuales se propagan por el subsuelo donde se mide el tiempo que tardan las ondas en viajar desde la fuente hacia un receptor o receptores, conocidos como geófonos. De acuerdo, al tiempo de viaje de las ondas se identifican las velocidades para diferentes tipos de rocas que permitirán conocer la distribución de estas a lo largo del subsuelo.

El principal objetivo de la exploración sísmica es dar información de las rocas que se encuentran en el subsuelo, por lo que es considerado un excelente método, diferenciándolo con otros métodos geofísicos debido a su alta precisión, resolución y penetración.

La información estructural que se obtiene a partir de la sísmica está relacionada con el tipo de trayectoria en las ondas viajan y que son registradas por lo geófonos, siendo estas refractadas o reflejadas. La primera indica que la trayectoria de la onda viaja es a lo largo de la superficie entre dos capas de rocas y segunda es cuando la onda viaja y ésta es reflejada en algún punto haciendo que la onda regrese a la superficie.

La sísmica de reflexión es el método principal en la exploración de hidrocarburos debido que la información obtenida permite evaluar las reservas con mayor certeza y desarrollar sus prospectos con más efectividad. Por lo tanto, la sísmica tiene un gran impacto en la industria petrolera ya que es esencial para la afinación del modelo geológico de un área prospectiva que permite conocer mejor el sistema petrolero. A su vez el manejo de los

datos sísmicos juega un papel importante desde su adquisición, procesamiento e interpretación para obtener información crucial de las estructuras y ubicaciones de los yacimientos para la explotación efectiva del hidrocarburo.

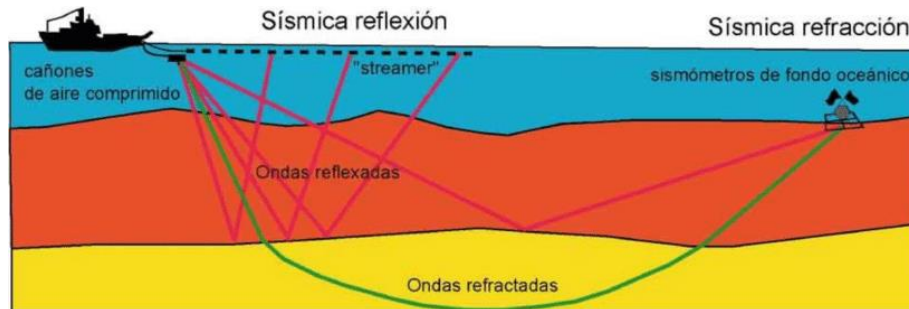


Figura 3.1. 1. Métodos de sísmica marina. Sísmica de reflexión y Sísmica de refracción imagen extraída de https://www.researchgate.net/publication/321481167_Estudio_de_Riesgo_Geologico_del_Bloque_3_del_Golfo_de_Guayaquil

La sísmica de reflexión consiste en generar ondas sísmicas que viajan por el subsuelo, donde se mide el tiempo que tarda la onda sísmica en viajar desde la fuente (localización conocida) hacia el receptor que también se conoce su localización. Este tiempo es conocido como tiempo doble, TWT, por sus siglas en inglés (Two-way Travel Time). La sísmica de reflexión puede ser terrestre o marina, tienen el mismo principio solo que cambia el tipo de fuente, en el caso terrestre son vibradores y en el marino se utilizan pistolas de aires, también cambia el receptor (geófono o hidrófono) y el tipo de arreglo.

Para que la onda sea reflejada debe de existir un contraste de impedancia acústica, la cual está dada por la fórmula $I_a = v \cdot \rho$, el producto de la velocidad y la densidad. Cuando la onda viaja y se encuentra una interfaz de dos capas de diferente material, debido al contraste de densidades y velocidad de los materiales hace que parte de la energía de la onda sea refractada y la otra parte reflejada.

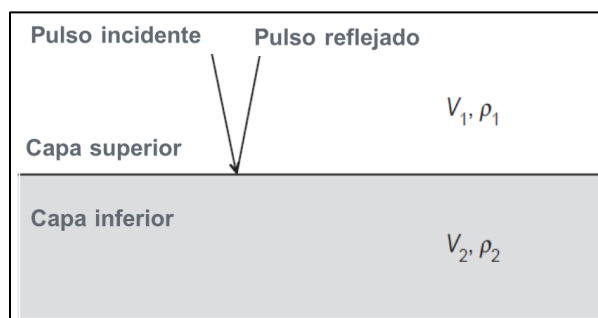


Figura 3.1. 2. Principio de la sísmica de reflexión (Lines, 2004).

Ley de Snell

La ley de Snell indica la relación entre los ángulos de incidencia, los de reflexión y los de refracción cuando las ondas cuando se transmiten de un medio a otro. Se considera dos medios con diferentes velocidades separados por una interfaz, por lo cual la ley de Snell está dada por la relación entre los senos de los ángulos de incidencia y de refracción de la onda.

$$\frac{\sin \theta_1}{v_1} = \frac{\sin \theta_2}{v_2} \quad (1)$$

Donde θ_1 representa el ángulo de incidencia y reflexión, θ_2 el ángulo de refracción, v_1 velocidad del primer medio y v_2 la velocidad del segundo medio.

En la siguiente figura se observa la geometría de la trayectoria de un rayo cuando es transmitida (A) y cómo se comporta el ángulo de refracción de acuerdo al contraste de velocidades en los medios. Siendo del caso (B), cuando $v_1 < v_2$, en el caso (C) cuando $v_1 = v_2$, donde no hay cambio de velocidad en los dos medios por lo tanto no existe variación en el ángulo de refracción y por último cuando $v_1 > v_2$ (D).

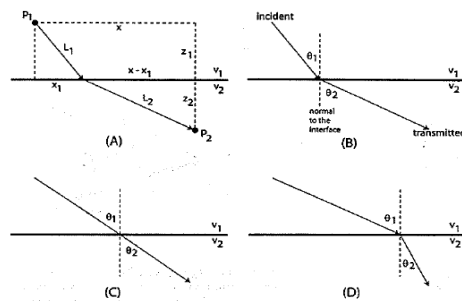


Figura 3.1. 3. Ley de Snell (Liner, C., 1999).

Al mismo tiempo que la onda es transmitida parte de la energía de la onda también es reflejada de acuerdo con la ley de Snell, el ángulo con el cual la onda es reflejada es la misma con la que ésta incide sobre la interfaz.

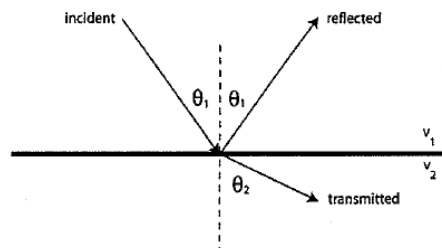


Figura 3.1. 4. Onda reflejada (Liner, C., 1999).

De acuerdo con la presión litostática que aumenta proporcionalmente con la profundidad se espera que la velocidad de propagación de las ondas de las capas subyacentes sea mayor. Cuando ocurre esto existe un ángulo de incidencia, denominada ángulo crítico. El resultado será una onda que se refracte críticamente a través de la capa de mayor velocidad. Por lo tanto, la ley de Snell para ángulo de incidencia crítico está dado por la siguiente ecuación, siendo este ángulo de refracción de 90° .

$$\frac{\sin \theta_c}{v_1} = \frac{1}{v_2} \quad (2)$$

La símica se basa en el principio de Huygens y el principio de Fermat, dichos principios son importantes para comprender la propagación de las ondas. El principio de Huygens menciona que cada punto de una frente de onda puede considerarse como una fuente secundaria que da lugar a otros frentes de ondas. En la figura 3.1.5 se muestra el principio de Huygens de acuerdo con Linner (1999) donde cada punto del frente de onda W_1 en el tiempo 1 es considerado ser el centro de una fuente secundaria esférica (representado como un círculo en 2D). Después de un pequeño intervalo de tiempo, cada radio está determinado por una velocidad y conforme se van sobreponiendo dan lugar a un nuevo frente de onda W_2 en el tiempo 2. El principio de Fermat indica que la trayectoria real de un rayo es aquella en que se realiza en el menor tiempo.

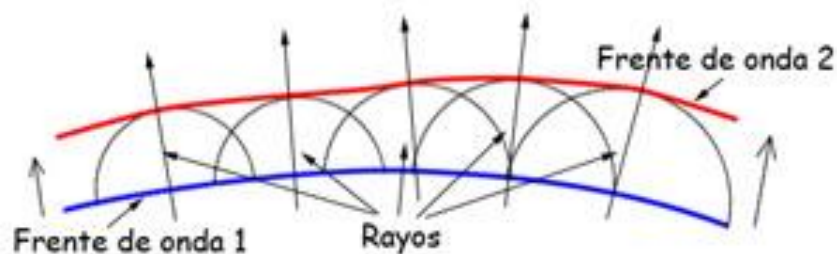


Figura 3.1. 5. Principio de Huygens (Liner, C., 1999 y modificada por CatEDU).

3.2.-ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D Y 3D

El objetivo de la adquisición de datos sísmicos y su procesado es dar una imagen realista de las estructuras que se encuentran en el subsuelo de la Tierra. Por lo que es muy importante conocer la geometría a usar para el levantamiento porque depende de la complejidad estructural. Sabemos que la sísmica 3D está en constante evolución y que hoy en día la industria petrolera basa su desarrollo en ella dejando a un lado la sísmica 2D.

Recordando que la sísmica 2D y 3D tienen el mismo principio físico, el cual consiste en generar ondas que viajan al subsuelo, donde se transmiten por las rocas con cierta velocidad hasta que estas ondas son reflejadas y regresadas a la superficie donde esta energía es registrada por streamers (cable con hidrófonos) para la sísmica marina, mientras que en la sísmica terrestre los geófonos son los detectores y éstos se encuentran plantados en el suelo.

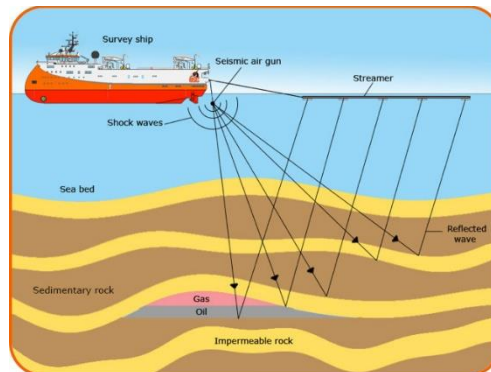


Figura 3.2. 1. Adquisición sísmica marina de reflexión con los componentes de la adquisición (<http://www.osc.co.uk/sectors/seismic/>)

Los datos de la sísmica 2D pueden proporcionar una imagen engañosa de las estructuras, por ejemplo, en la figura 3.2.3, muestra un reflector que tiene un echado con dirección perpendicular a la dirección de tiro de una línea sísmica 2D.

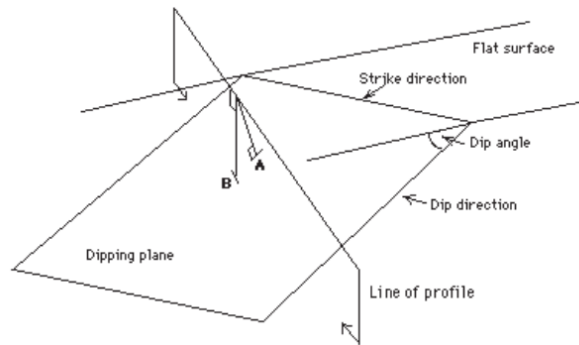


Figura 3.2. 2. Perfil sobre un plano con echado. La reflexión para el punto A aparece en el punto B por debajo de la línea 2D (Evans, B. J., 1997).

Cuando los datos son procesados, existen dos problemas. El primero, la parte del reflector que está siendo dibujado no es la parte que yace verticalmente bajo la línea 2D. El segundo, la profundidad del reflector es incorrecta. La solución para este tipo de problemas es realizar una sísmica 3D, donde su adquisición es a lo largo de toda el área, dando como resultado una correcta visualización del reflector, dando la información correcta de la estructura y de su posicionamiento.

Otro ejemplo en el cual se puede observar las diferencias entre la sísmica 2D y 3D, es con el modelo French (Evans, 1997), el cual muestra una falla normal en la primera capa mientras que entre la capa de en medio y la última tiene un canal y una cresta. Sobre este modelo se realiza un perfil sísmico.

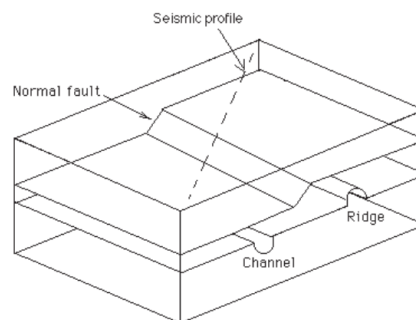


Figura 3.2. 3. Modelo French (Evans, 1997)

Para comprender mejor las diferencias, tomando como referencia el modelo de French se muestra en la siguiente figura, el perfil sísmico, donde la primera sección corresponde a una sección 2D en tiempo que está tomada a 45° sobre el modelo de French. La segunda sección corresponde a una migración 2D. La última sección muestra una migración 3D,

donde se observa que la falla, el canal y la cresta han sido posicionados correctamente dando lugar una imagen mejor.

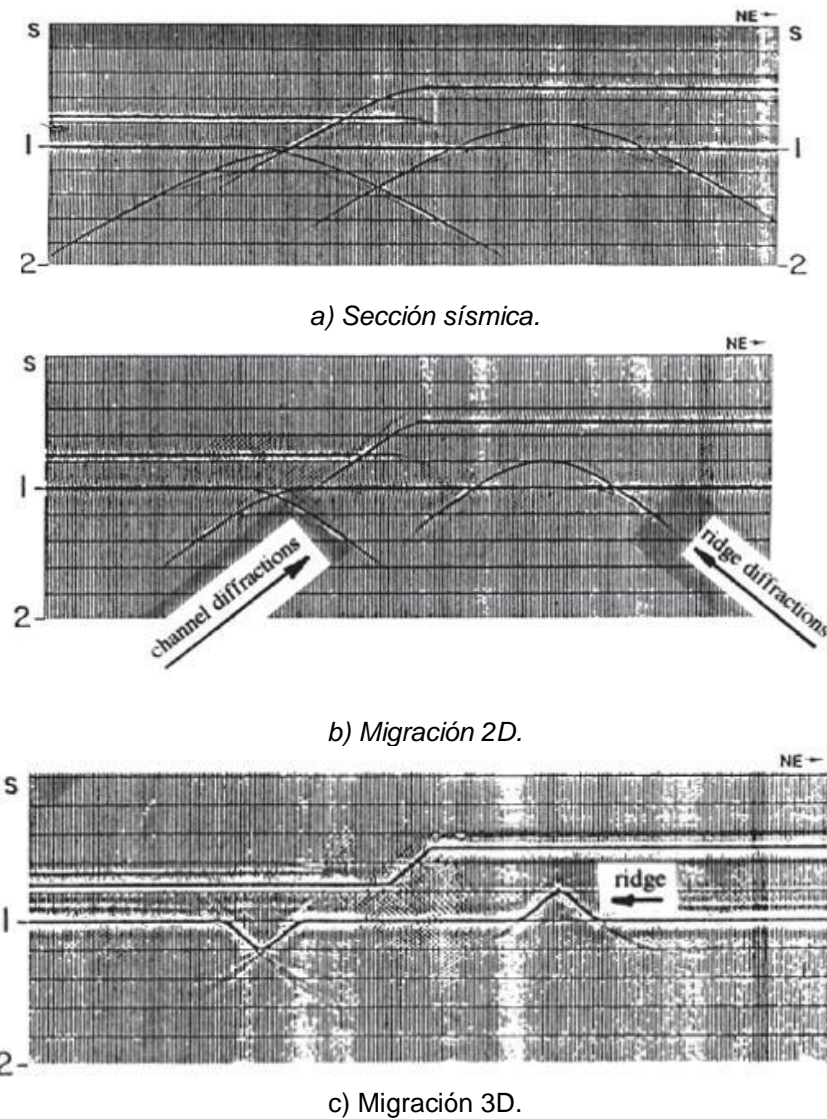


Figura 3.2. 4. Secciones a partir del modelo de French (Evans, 1997).

SÍSMICA MARINA 3D

La adquisición estándar mariana consiste en un barco, el cual remolca uno o más fuentes de energía y uno o más cables con receptores para registrar las ondas. Actualmente la fuente viene siendo pistolas de aire que dan lugar a un pulso de energía de corta duración con la característica de que la energía se concentre verticalmente hacia abajo. Por lo que la burbuja de aire en el agua actúa como una fuente acústica que manda ondas a través

del agua hacia las capas de rocas debajo del lecho marino. Cuando exista un cambio de impedancia acústica parte de la energía de la onda es reflejada de regreso a la superficie y es ahí cuando es registrada por los receptores y transmitidas hacia el barco para un rápido procesamiento o almacenamiento.

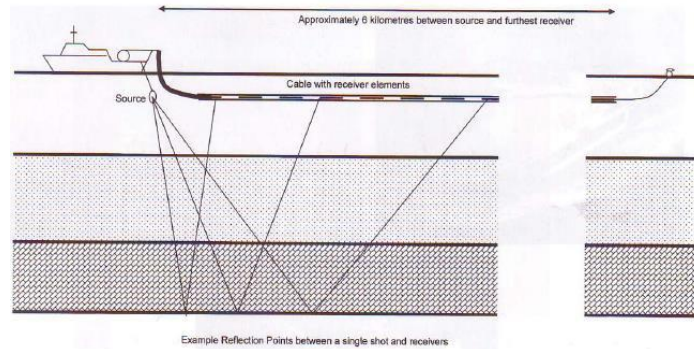


Figura 3.2. 5. Principio básico de la sísmica marina (Bacon, 2003).

Otra adquisición básica o convencional marina es cuando el barco remolca cierto número de líneas, después de disparar una línea, el bote gira con un cierto radio antes de disparar otra línea, pero en dirección opuesta. El bote vuelve a girar y dispara, pero en una línea adyacente a la línea original. Esto se repite varias veces hasta que vuelva a regresar a la dirección original de la línea.

En la figura 3.2.6 se muestra la trayectoria de esta adquisición. El estudio completo con este tipo de adquisición puede que contenga varias repeticiones del diseño básico.

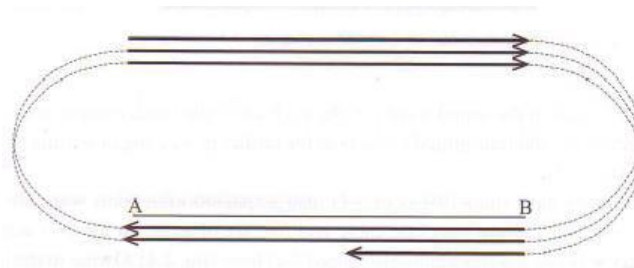


Figura 3.2. 6. Adquisición convencional (Bacon, 2003).

Otras adquisiciones convencionales son con trayectoria espiral o circular. El primero es usado alrededor de cuerpos simétricos circulares como los domos salinos. El segundo hace referencia a círculos sobrepuestos, con este tipo de arreglo se tenía la intención de reemplazar el convencional mostrado en la figura 3.2.6 debido a que en ese tipo de

adquisición cuando el barco está girando para cambiar de dirección, pero éste deja de disparar, por lo que el circular mantiene los disparos aun cuando está girando.

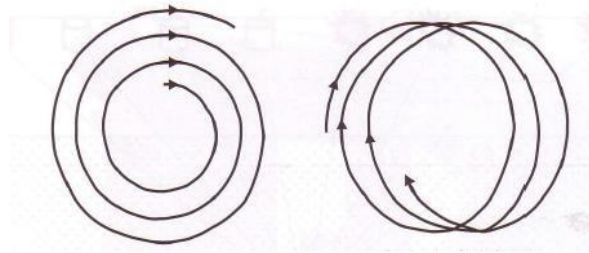


Figura 3.2. 7. De lado izquierdo, trayectoria espiral y de lado derecho, trayectoria circular (Bacon, 2003).

La adquisición básica multicomponente consiste en tener cuatro cables de receptores y dos fuentes de energía (pistolas de aire). Las pistolas de aire disparan alternadamente mientras el bote navega. Observando la siguiente figura se explica este tipo de adquisición. Se tienen dos pistolas de aire, roja y azul, cuando la pistola de aire roja dispara, las líneas de rojas son registradas y cuando la pistola de aire azul dispara se registran las líneas azules. La configuración muestra ocho superficies por línea de navegación del barco, con una separación de 25m cada una.

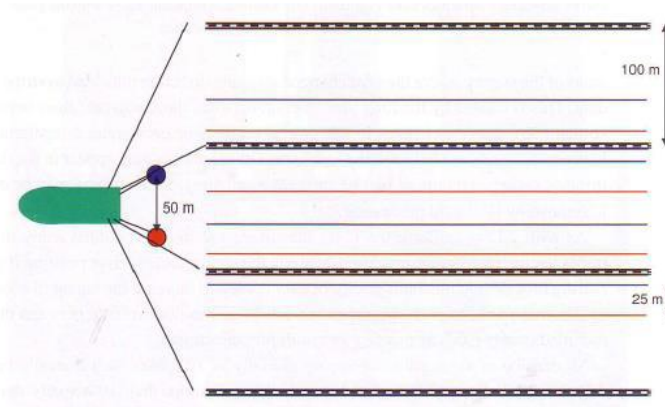


Figura 3.2. 8. Adquisición básica multicomponente (Bacon, 2003).

La sísmica multicomponente es una tecnología reciente en la exploración sísmica y la aplicación de éste es útil para la obtención de imágenes estructurales, en determinación litológica y fluidos de saturación y en general en la caracterización del yacimiento.

Otros diseños de adquisición de acuerdo con John M. Reynolds (1997) de manera general son:

- Wide-Line Layout, el cual consiste en una línea con grupos de geófonos montados oblicuamente por cuatro puntos de tiros cada uno con un offset diferente.
- Zigzag, cuando se tiene un barco con la fuente donde su trayectoria es en forma de zigzag respecto a una línea recta de streamers.
- Bloc Layout, cuando varias líneas paralelas de geófonos son registradas simultáneamente a partir de líneas de tiros ortogonales.
- Seisloop, cuando geófonos y puntos de tiro son localizados alrededor de un perímetro de un cuadrado.

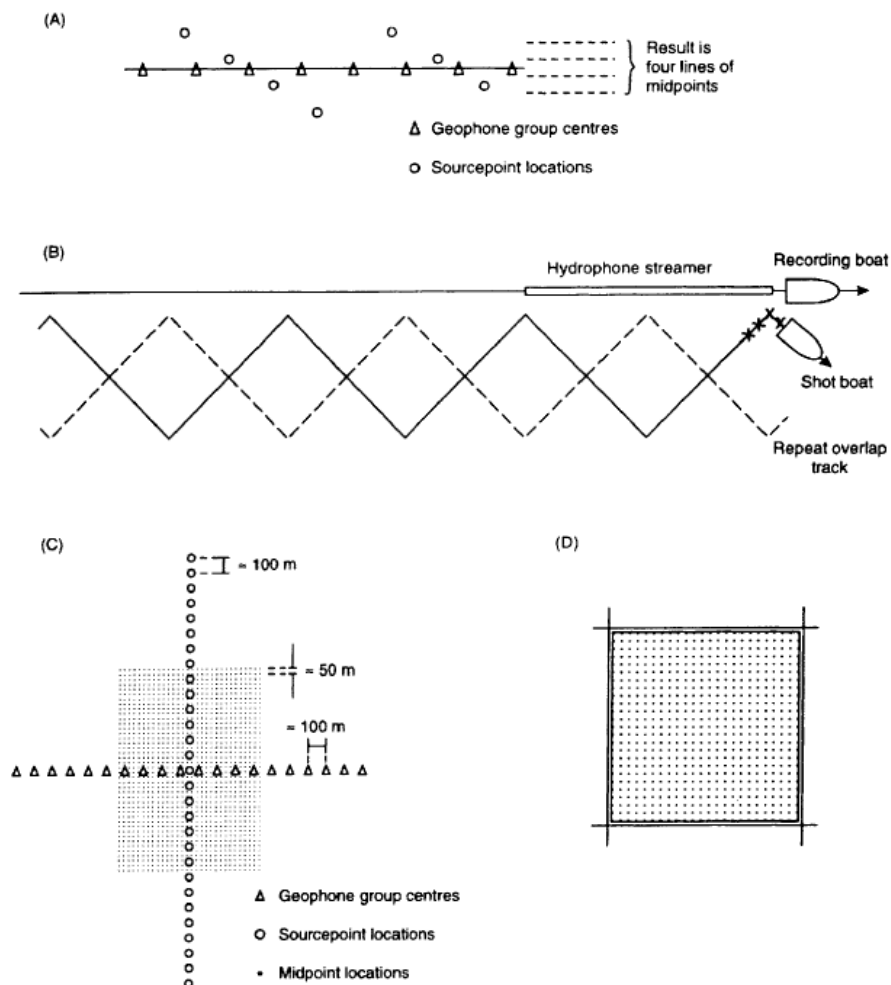


Figura 3.2. 9. Geometrías de adquisición de acuerdo con Reynolds (1997). A) Wide- Line Layout, B) Zigzag, C) Block Layout y D) Seisloop (Reynolds, 1997).

3.3.-PROCESAMIENTO GENERAL DE DATOS SÍSMICOS

El campo del procesamiento de datos sísmicos es enorme y existen secuencias o rutinas para llevar a cabo dicha acción, las cuales han evolucionado. Existen tres grandes etapas del procesamiento de los datos sísmicos, los cuales son:

- 1) Etapa pre-apilamiento (pre-stack); en donde se aplican procesos matemáticos para mejorar la relación señal/ruido, uno de los más importantes es la Deconvolución.
- 2) Etapa de apilamiento (stack) donde el análisis de velocidad es el proceso fundamental.
- 3) Etapa de post-apilamiento (post-stack); siendo la migración uno de los algoritmos que se aplican finalmente.

Los principales objetivos del procesamiento sísmicos son:

- Mejorar la señal-ruido
- Aislar la señal deseada
- Obtener una imagen real
- Obtener información confiable del subsuelo

Existen varios flujos de procesado establecidos por diversos autores para lograr un procesado adecuado que refleje una imagen geológica significativa del subsuelo. Se debe de tener en mente que el éxito del procesado no solo depende de la elección correcta de los parámetros y algoritmos adecuados a los datos sísmicos adquiridos, sino también de la efectividad de previas etapas de procesado (Yilmaz, 1987).

A continuación, se muestra un flujo general de procesado a partir del trabajo de Yilmaz (1987). El cual muestra las principales etapas de procesado requeridos para convertir los datos crudos a datos sísmicos que puedan ser interpretados.

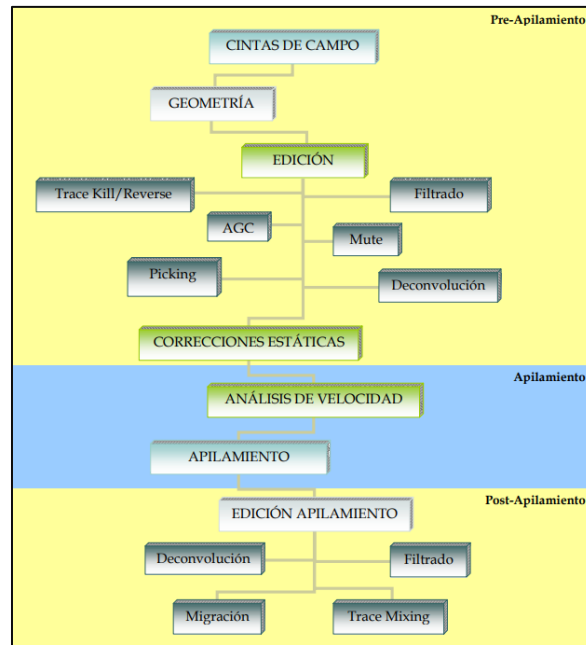


Figura 3.3. 1. Flujo de procesamiento básico de datos sísmicos (Yilmaz, 1987).

PRE-PROCESADO SÍSMICO

Una de las primeras etapas del procesamiento, consiste en un pre procesamiento en donde se realiza:

- Demultiplexado.
- Edición de trazas.
- Ganancia.
- Correcciones estáticas.

De manera general en esta etapa, el dato crudo es grabado en un modo multiplexado usando cierto tipo de formato. Matemáticamente, demultiplexado es visto como una transposición de una matriz grande por lo que las columnas del resultado de la matriz puedan ser leídas como trazas sísmicas con diferentes offsets con un punto de tiro común. También la información es convertida a un tipo de formato conveniente que es usado a lo largo del procesamiento, este tipo de formato es determinado por el tipo de procesamiento a realizar y por la compañía que hará el procesamiento.

A su vez, el pre procesado también se encarga de edición y eliminación de aquellas trazas que sean ruidosas que puedan ser corregidas, editadas o eliminadas parcialmente o totalmente con el fin de obtener un registro con alta calidad.

Una función de ganancia también es aplicada a los datos para corregir los efectos de la pérdida de amplitud de la ondícula. Este fenómeno es conocido como divergencia esférica, el cual se entiende como la pérdida de energía de la onda a medida que se propaga. Por lo que la función de ganancia se encarga de restaurar las amplitudes de las señales con el incremento del tiempo doble. Una de las desventajas de este paso es que al incrementar las ganancias también se incrementa el ruido.

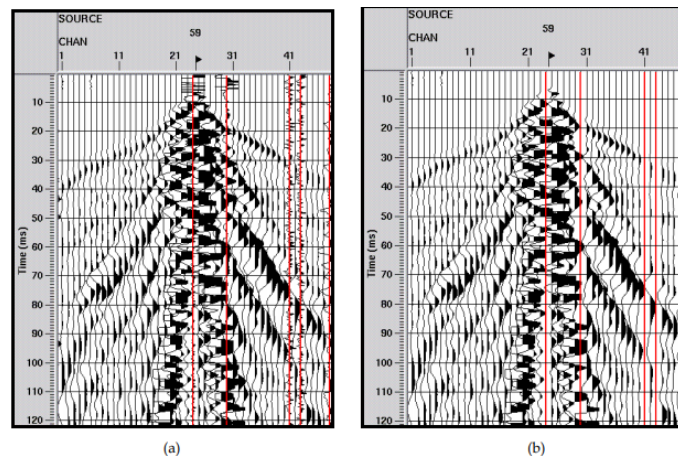


Figura 3.3. 2. Ejemplo de un tiro de campo (a) en el que se observan las trazas con alto contenido de ruido que deben ser eliminadas (b) en la primera fase del procesamiento. Tiro correspondiente al perfil PS-1. Espaciado entre trazas 5 m. (<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/3404/41205-9.pdf?sequence=9&isAllowed=y>)

El chequeo de geometría es importante porque se tiene que definir coordenadas de cada una de las estaciones, así como algunas otras características como el offset y el azimut, ya que estos datos deben de ser introducidos manualmente en el software, mientras que otros datos como las coordenadas deben de estar en la cabecera (Header) de los ficheros de cada registro sísmico. Una vez cargados los datos es de mucha importancia verificar que cada una de las fuentes y de los receptores se encuentren perfectamente ubicados. Un buen procesamiento de datos sísmicos se basa en una geometría correcta.

Las correcciones estáticas son realizadas para tomar en cuenta el efecto en los tiempos de viaje por topografías irregulares. Por lo que se asume que los receptores son colocados en el suelo o en el agua, en muchos casos la fuente o los receptores pueden estar colocados a diferentes niveles. Estas correcciones se aplican al procesado de datos para especificar que el Datum es tomado de forma que éste sea horizontal y que no contenga ninguna variación lateral en la velocidad sísmica.

DECONVOLUCIÓN

La Deconvolución es un proceso que mejora la resolución de los datos sísmicos comprimiendo la ondícula sísmica. Normalmente la deconvolución es aplicado antes del apilamiento, sin embargo, también es común su aplicación en datos apilados. La deconvolución a su vez hace más que una comprensión de la ondícula, éste también puede remover una significativa parte de la energía de múltiples dejando así una imagen clara de las reflexiones.

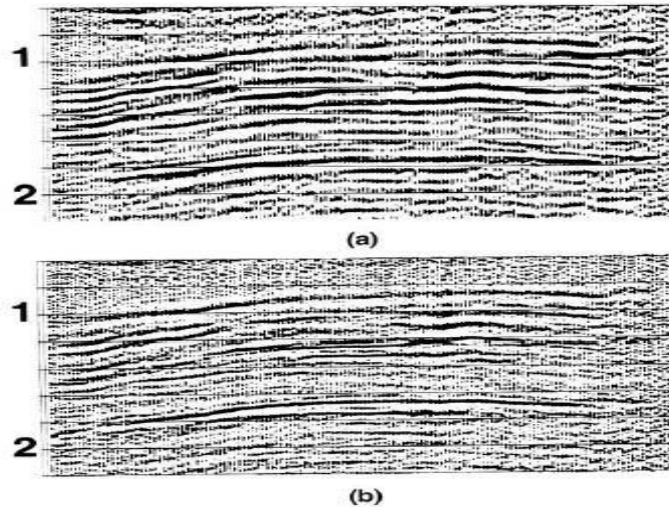


Figura 3.3. 3. Comparación de trazas de datos marinos antes (a) y después (b) de la deconvolución (Yilmaz, 1987).

La deconvolución es un proceso analítico el cual remueve los efectos de previos filtros. De acuerdo con John M. Reynolds (1997) existen varios tipos de procesos de deconvolución, como:

- **Reverberaciones:** el cual se refiere al proceso en donde el ruido es asociado con reflexiones de múltiples dentro de una capa de agua u otra superficie cerca es atenuada fuertemente.
- **Fantasmas (Deghosting):** está diseñado para remover los efectos de la energía el cual deja la fuente y viaja hacia arriba y es reflejada de regreso hacia abajo hacia el receptor. Los “fantasmas” son causados por el rebote de señales en la superficie inferior de la interface de aire de agua o la capa erosionada donde su límite inferior está bien definido.
- **Blanqueo (trace equalisation):** ajusta las amplitudes de todos los componentes de la frecuencia para ser iguales dentro de una pasa banda. El efecto de esto es hacer que las amplitudes de trazas adyacentes sean comparables sobre un intervalo de tiempo predeterminado.

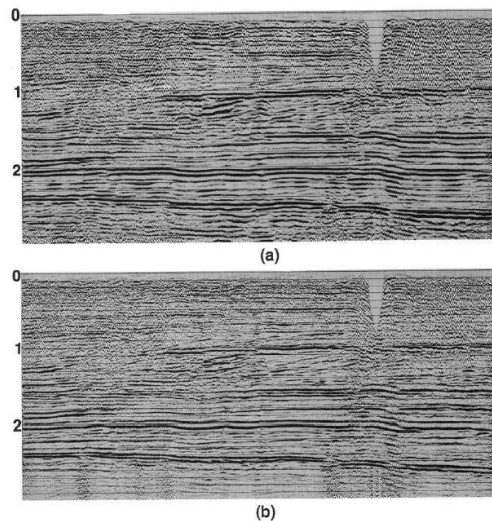


Figura 3.3. 4. La deconvolución ayuda a distinguir las reflexiones con facilidad. Sección sin deconvolución (a) y con deconvolución (b) (Reynolds, 1997).

MIGRACIÓN

La señal sísmica grabada por un receptor es asociada con la energía proveniente de un Punto Común de Reflexión (CRP por sus siglas en inglés) ubicado directamente debajo de dicho receptor o para un Punto Medio en Común (CMP). Tal suposición por lo general es incorrecta, ya que esta funciona solo con capas totalmente horizontales, mientras que

en la naturaleza la mayoría de las capas poseen inclinación, es decir son capas buzantes. Para corregir los errores producidos en la imagen por esta suposición es necesario aplicar una migración a los datos sísmicos.

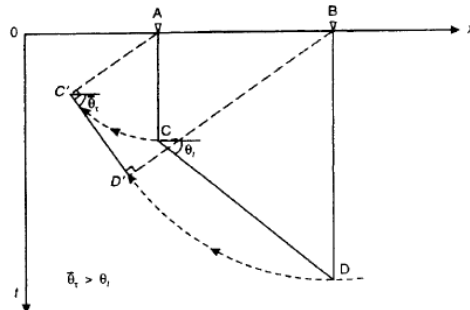


Figura 3.3. 5. Principio de migración. Reflector C-D en una sección apilada es migrada hacia su posición geométrica correcta C'-D' (Reynolds, 1997).

Para comprender el papel que juega la migración en el procesamiento de los datos sísmicos, se debe conocer su concepto. Según Yilmaz (2001) la migración se encarga de mover los reflectores buzantes a su verdadera posición en el subsuelo y colapsar las difracciones. Así mismo incrementa la resolución espacial produciendo una imagen sísmica del subsuelo. Mientras que Sheriff (2002) considera la migración como un proceso que consiste en reubicar elementos de datos para ajustar posiciones de los reflectores asociados o puntos donde las ondas sísmicas se dispersan o curvan a consecuencia de un obstáculo (puntos de difracción). En la siguiente figura se observa como la migración colapsa la energía en las difracciones y coloca los eventos en su verdadera posición.

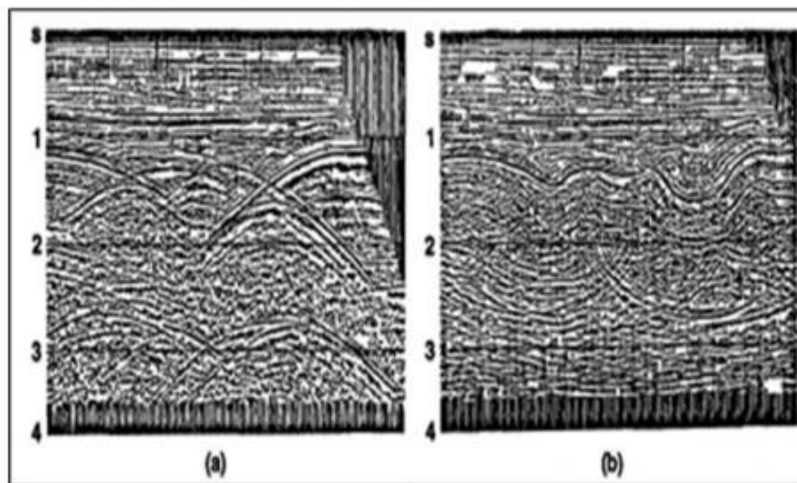


Figura 3.3. 6. Apilado de CMP (a) antes y (b) después de la Migración (YILMAZ, 2001).

El método de migración se basa en el principio de Huygens. Recordando dicho principio, cualquier punto de un frente de onda puede actuar como una fuente secundaria de frentes de ondas. Y como se mencionada anteriormente, el proceso de migración es colapsar los aparentes frentes de ondas secundarias para posicionar correctamente la estructura.

En las siguientes figuras se muestra la diferencia entre una sección no migrada y migrada. En la figura 3.3.8 se puede apreciar que al migrar la sección se define mejor el anticlinal y sinclinal. En la sección apilada aparentemente se observa que el tamaño del anticlinal es mayor que el sinclinal, al migrar es lo contrario por lo que se define mejor las estructuras, colocándolas en su posición correcta el tamaño real de éstas.

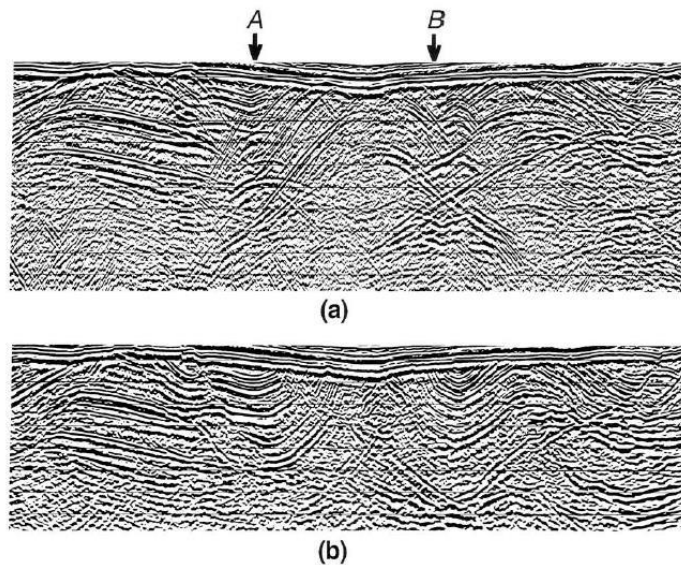


Figura 3.3. 7. Sección no migrada (a) y sección migrada (b) (Reynolds, 1997).

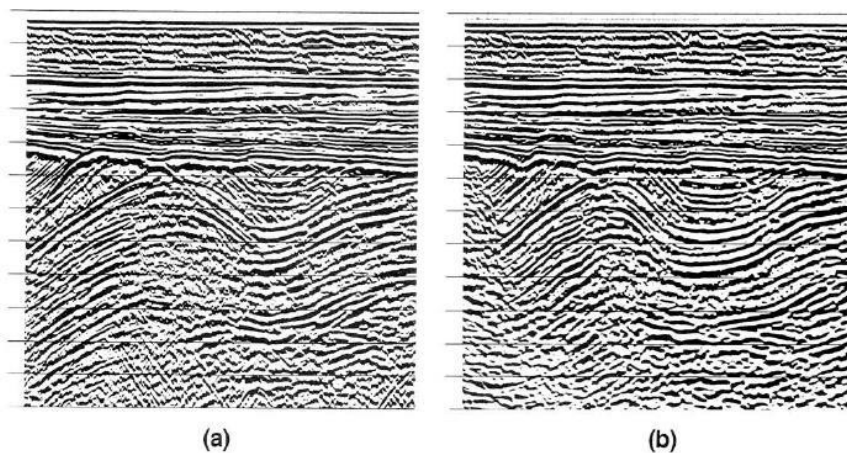


Figura 3.3. 8. (a) Sección apilada. (b) Sección migrada. (Reynolds, 1997)

TIPOS DE MIGRACIÓN.

La migración puede realizarse en dos dominios (tiempo o profundidad) y antes o después del apilamiento, por lo tanto, se puede elegir entre distintos tipos de migración según la complejidad del objetivo y las estructuras en cuestión. Por ejemplo, algunos problemas de generación de imágenes pueden ser resueltos en el dominio del tiempo, pero los más complejos requieren migración en profundidad.

- **Migración en Tiempo:** en esta el modelo de velocidad o campo de velocidad, puede variar lentamente. La velocidad aumenta con el tiempo de tránsito y las variaciones horizontales son graduales figura siguiente arriba. (Albertin et al; 2002)
- **Migración en Profundidad:** el modelo de velocidad puede tener fuertes contrastes en las direcciones horizontal y vertical. Por eso se elige este tipo de migración cuando hay pliegues, intrusiones o fallas de gran inclinación que se yuxtaponen con capas cuyas propiedades elásticas son muy diferentes. La migración en profundidad es una operación que demanda mucho tiempo de trabajo y necesita un modelo de velocidad preciso en escala de profundidad, figura siguiente abajo.

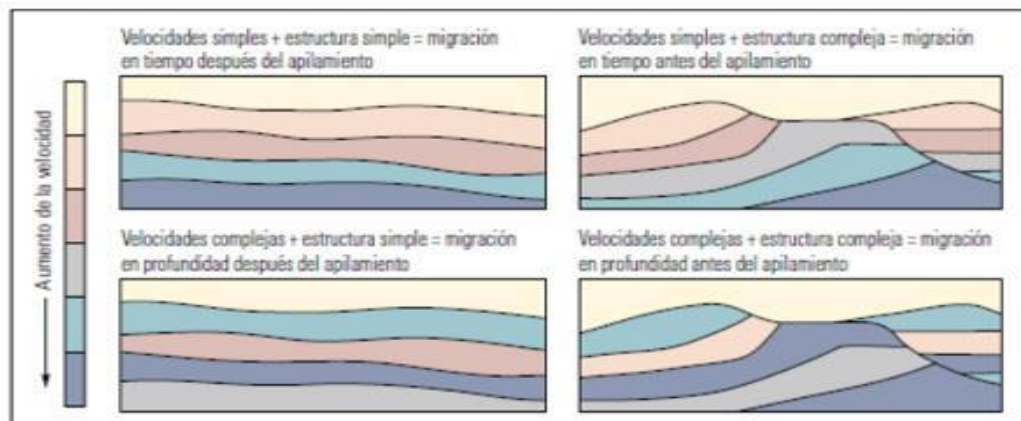


Figura 3.3. 9. Tipos de migración a usar en diferentes tipos de complejidades geológicas y de velocidades. Tomado de Albertin et al. (2002)

- **Migración Aplicada Después del Apilamiento (Post-Apilamiento):** toma menos tiempo que la migración antes del apilamiento. Porque el apilamiento reduce en un orden de magnitud la cantidad de trazas que deben procesarse. Para que la migración

después del apilamiento resulte exitosa, las suposiciones que se hacen deben estar bien fundamentadas. La amplitud de la traza de incidencia normal y los arribos deben ser aproximadamente hiperbólicos. Estas suposiciones son válidas sólo cuando se pueden ignorar las variaciones litológicas y el contenido de fluidos en el área cubierta por la colección de trazas y cuando la estructura es simple, figura anterior izquierda.

- **Migración Aplicada Antes del Apilamiento (Pre-Apilamiento):** puede aplicarse a las estructuras y los campos de velocidad más complejos. Hace algunos años, las principales restricciones sobre la migración antes del apilamiento eran la capacidad de computacional, así como el tiempo y la habilidad requeridas para la construcción del modelo de velocidad en un tiempo razonable. Los avances en materia de computación han permitido reducir estas restricciones.

DIFERENCIA ENTRE LAS SECUENCIAS DE PROCESAMIENTOS DEL PSDM Y PSTM.

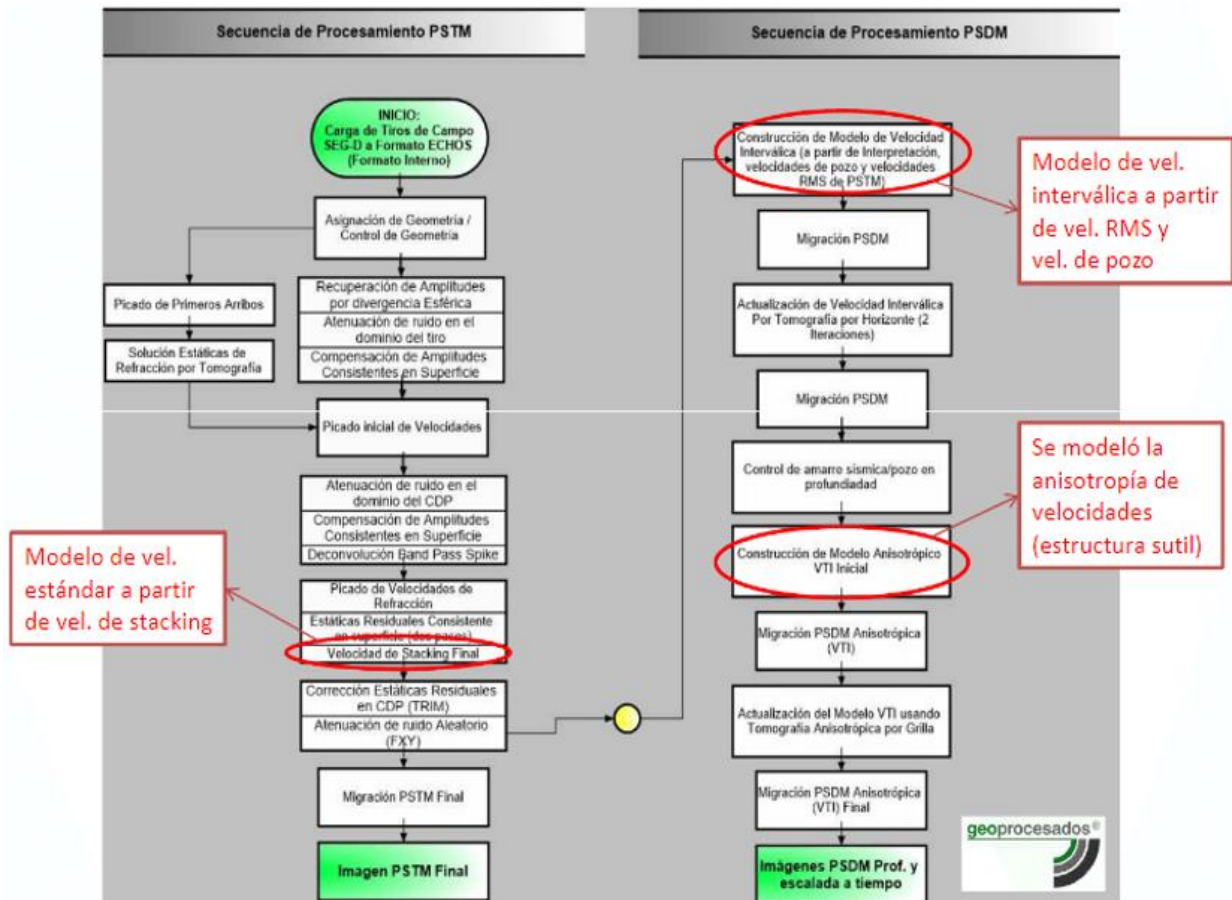


Figura 3.3. 10. Diferencia entre los flujos de procesamiento entre PSDM y PSTM. (Geoprocesados, 2009)

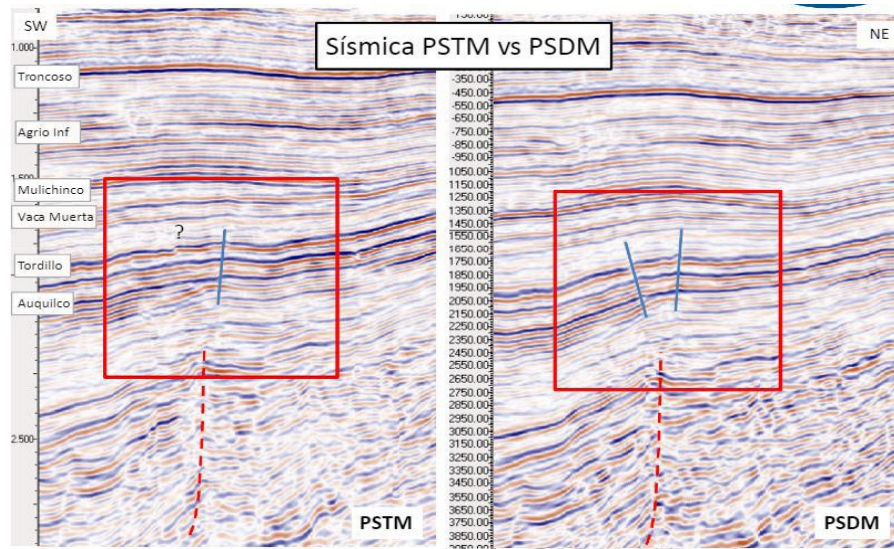


Figura 3.3. 11. Diferencia entre PSDM y PSTM apreciable en las estructuras de la sísmica. (Geoprocesados, 2009).

3.4.-ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo sísmico es una operación matemática que se le aplica a una traza esperando encontrar una información adicional. Como sabemos es importante interpretar dónde hay fallas, porque nos puede indicar una barrera en la migración de hidrocarburos y por ende una acumulación de ellos. Puede ser que en la amplitud ello no se note mucho, entonces lo que se debe hacer con un cubo sísmico es correrle algún atributo sísmico estructural (que resalte discontinuidades) para visualizar de mejor manera las fallas.

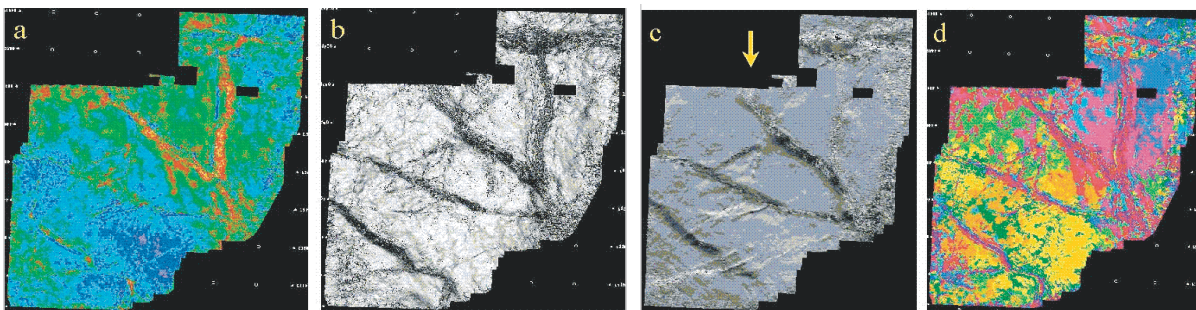


Figura 3.4. 1. Mapas de atributos calculados para el mismo horizonte. (a) Amplitud RMS calculada en una ventana de 40 ms sobre el horizonte; (b) Por inmersión instantánea extraída a lo largo del horizonte; (c) Inmersión computada en la dirección de la flecha y se extrae a lo largo del horizonte, de modo que los datos sísmicos se parece a terreno iluminado por la luz desde la parte superior; (d) Mapa de la forma de onda producida por agrupamiento difuso con 10 clases, calculadas en una ventana de 40 ms sobre el horizonte. (BARNES, 2001)

Existe una gran variedad de atributos sísmicos que fácilmente se pueden generar en los diversos software de interpretación sísmica, unos pueden ayudarnos en la interpretación de horizontes, otros en la definición de fallas, otros para la detección de cuerpos de sal, e inclusive existen atributos que pueden identificar presencia de hidrocarburos, pero es importante conocerlos en su fundamento físico-matemático, para conocer sus bondades y limitaciones y aplicarlos correctamente, por lo cual, a continuación se discutirán las diferentes clasificaciones de atributos sísmicos, sus fundamentos, sus beneficios y limitaciones.

Como sabemos, un atributo sísmico es cualquier cálculo matemático aplicado a la información sísmica básica, por lo cual, los atributos no son información independiente, más bien, los atributos son otra manera de representar la información básica de la sísmica de una manera delimitada, esta información sísmica básica es el tiempo, la amplitud, la frecuencia y la atenuación, a partir de estos cuatro ejes, Alistair Brown (1999) nos brinda una clasificación de los atributos sísmicos, la cual se muestra en la figura 3.38.

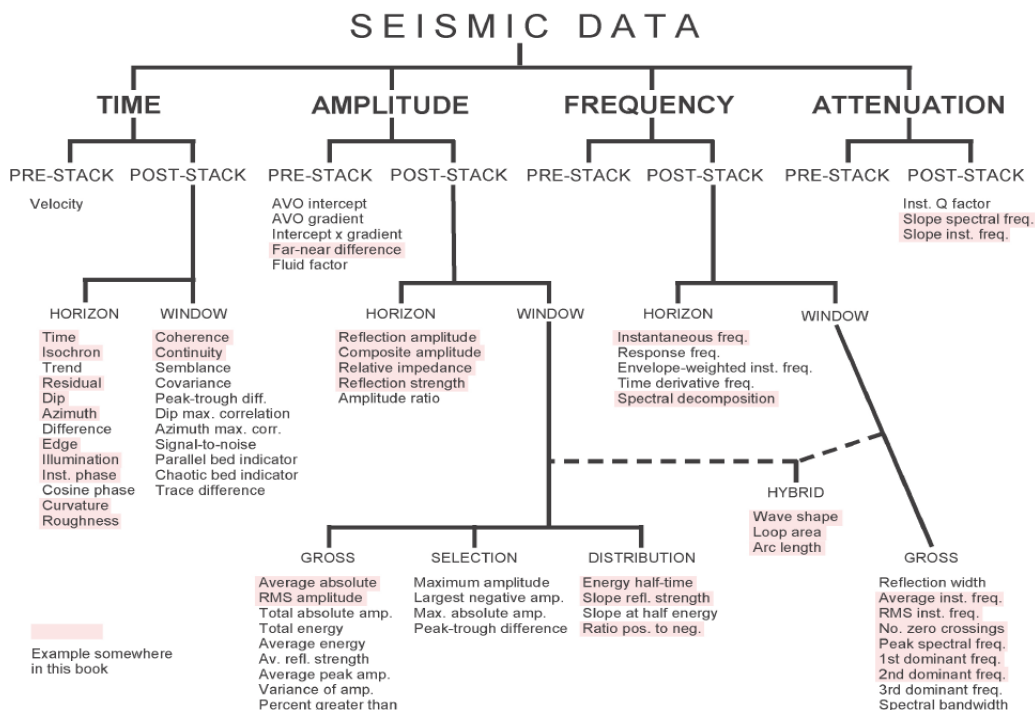


Figura 3.4. 2. Clasificación de Atributos sísmicos (Brown, 1999, Fifth Edition).

De una manera general los atributos derivados de información de tiempo nos brindan información estructural, los derivados de la amplitud nos brindan rasgos estratigráficos y

del yacimiento, los atributos basados en la información de frecuencia nos brindan información estratigráfica y del yacimiento y los de atenuación (que aún se encuentran en desarrollo) pretenden generar información de permeabilidad. La mayoría de los atributos se derivan de la información apilada y migrada, pero existen otros atributos como los AVO que provienen de la información pre-apilamiento (gathers sísmicos). Los atributos post-stack (post-apilamiento) pueden ser extraídos a lo largo de un horizonte, una ventana o bien, en un cubo 3D, esto gracias al avance en los equipos de cómputo con los que cuentan los intérpretes hoy en día. Los atributos híbridos se generan a partir de la combinación de información de amplitud y de frecuencia.

A continuación, se describen diversos atributos sísmicos:

-Residual (Residual): es también conocido como mapa residual de alta frecuencia espacial, es la diferencia aritmética entre un mapa de tiempo de alta precisión de seguimiento automático y su mapa espacial equivalente suavizado. Este atributo permite resaltar las fallas, aunque de igual forma resalta ruido, pero son bastantes distinguibles las fallas de los eventos de ruido, de igual forma puede ser utilizado para identificar eventos estructurales como grabens o inclusive puede ser utilizado para identificar cuerpos de mayor velocidad entre un cuerpo mayor, por ejemplo cuerpos de areniscas calcificadas dentro de cuerpos de areniscas, siendo crucial la identificación de estos cuerpos para el modelo de velocidades, pues los cuerpos calcificados generan anomalías de velocidad en los cuerpos de areniscas.

-Echado (Dip): también conocido como magnitud de echado, es otro atributo derivado de información de tiempo que nos brinda información estructural, De la superficie de tiempo conseguida con la herramienta de alta precisión de seguimiento automático se extrae un valor, el cual se relaciona con las superficies vecina (correlación entre reflectores sísmicos) generando un plano local donde con el echado verdadero se genera este atributo obteniendo de igual forma dirección del acimut el cual es el insumo para otro atributo que se mencionara más adelante. Un ejemplo de su uso es detectar conjunto de fallas, por ejemplo, las fallas que generan un horst o un graben.

-Acimut (Azimuth): también conocido como acimut del echado, es usado de manera similar al atributo de echado, y su principio radica en mostrar el acimut del echado calculado en el atributo de echado, mostrando patrones de fallas, es fundamental utilizar el atributo de Echado y de Acimut en conjunto para reducir la posibilidad de omitir cualquier falla, pues cuando una falla tiene el mismo echado que la estratificación, esta no sería vista por el atributo de echado, pero si por el atributo de acimut, por lo cual, estos atributos trabajan en equipo. Una posibilidad es desplegar ambos atributos al mismo tiempo, es decir hacer un encimado (merge) en un solo display para enfatizar fallas y discriminar ruido.

-Curvatura y Aspereza (Curvature and Roughness): estos atributos son derivados de los atributos de echado y acimut, enfatizando así aspectos estructurales como flexuras o puntos de inflexión de la roca derivado de trampas estructurales.

-Límite (Edge): conocido como atributo de detección de bordes, consiste en un operador espacial de 9 puntos el cual actúa como un filtro de suavizado espacial el cual tiene el efecto opuesto, pues resalta las diferencias espaciales o bordes, sin importar su orientación.

-Iluminación (Illumination): también conocido como atributo de soleado (sun shading) es una técnica que muestra aspectos topográficos, de los horizontes, pues ciertas porciones de una superficie auto detectadas se iluminan en relación a una fuente teórica de iluminación (especie de sol) generando zonas iluminadas y zonas oscuras lo cual permite resaltar aspectos estructurales como horsts, grabens y fallas.

-Coherencia (Coherence): También es conocido como atributo de continuidad, semblanza, covarianza, discontinuidad y muchos otros nombres similares. El objetivo de este atributo es convertir un volumen de reflectores continuos en un volumen de discontinuidad resaltando fallas y otros límites. Este atributo opera con una ventana de tiempo y usa una variedad de aproximaciones matemáticas similares a la correlación, por lo cual puede trabajar de buena forma en volúmenes generando en algunos softwares una identificación automática de fallas.

-Amplitud de Reflexión (Reflection Amplitude): También conocido como atributo de amplitud, la medición de la amplitud de la reflexión en un máximo o mínimo es el principio de este atributo, la amplitud extraída de un horizonte brinda información de carácter estratigráfico, como por ejemplo las detecciones de patrones de sedimentación de la estratigrafía de secuencias.

-Amplitudes compuestas (Composite amplitudes): es el valor absoluto de la suma de valores de amplitud de reflexiones delimitadas de la cima a su base, por ejemplo, en intervalos de yacimiento, permitiendo conocer características de los yacimientos.

-Atributos Híbridos (Hybrid Attributes): Estos atributos combinan componentes de amplitud y frecuencia, siendo estos atributos muy útiles para describir caracteres sísmicos. Forma de onda (Wave Shape) es una clasificación de red neuronal de forma de traza, esta se genera en una ventana holgada sobre un horizonte interpretado, generando así un modelo de traza pudiendo obtener así un análisis de facies a partir de la morfología de la traza sísmica, este principio utiliza la herramienta Stratimagic de Paradigm, la cual ha sido utilizado en otras zonas de interés del campo Pérez.

3.5.-CONCEPTOS UTILIZADOS EN LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA

RESOLUCIÓN SÍSMICA

La resolución sísmica es la capacidad de ver las características sísmicas de las diferentes interfaces del subsuelo, tanto vertical como horizontalmente. Sheriff & Geldart (1995) definen la resolución como la separación mínima entre dos eventos del subsuelo, de modo que se pueda decir que hay dos características separadas en vez de una.

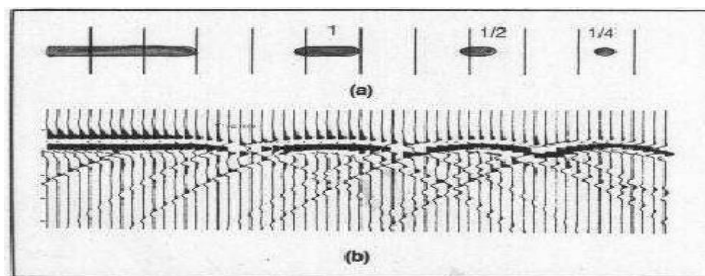


Figura 3.5. 1. Imagen donde se pueden apreciar varias resoluciones sísmicas, (Sheriff, 1995)

CRITERIOS DE RESOLUCIÓN SÍSMICA.

Las definiciones históricas de la resolución nos llevan a referirnos a los criterios estudiados por Rayleigh (1957), Ricker (1953) y Widess (1973). En cada caso se refieren los límites teóricos de la resolución a parámetros que pueden ser medidos en la ondícula que es convolucionada con una secuencia reflectiva (Kallweit y Wood, 1977).

(a) Criterio de Rayleigh

El criterio establecido por Rayleigh (Jenkins y White, 1957, p.300) es definido como la separación pico a valle ($b/2$), que es el límite de la resolución, es decir, la separación del lóbulo central a mínimo adyacente en un intervalo de tiempo de un patrón de difracción. En otras palabras, la imagen de dos objetos será resuelta ópticamente cuando su separación sea igual o exceda a la separación pico a valle del patrón de difracción del instrumento óptico.

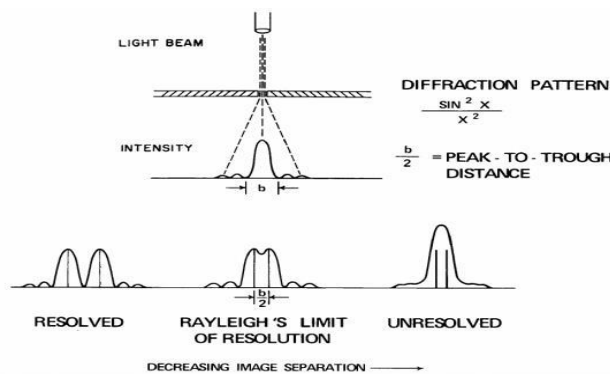


Figura 3.5. 2. Criterio de Rayleigh mostrando el límite de un instrumento óptico para distinguir imágenes separadas de objetos que caen cerca uno del otro.

(b) Criterio de Ricker

Ricker (1953) estudió la forma de onda compuesta como una función de la separación, y escoge el límite de resolución como la separación de la forma de onda compuesta que tiene una curvatura de cero a su lóbulo central, ej. "flat spot" (Figura 3.5.3). Ricker (1953, p.774) muestra que el límite de resolución puede ser determinado por la diferencia de una ondícula doble; es decir, un flat spot ocurre cuando dos impulsos están separados por un intervalo igual a la separación entre los puntos de inflexión en la parte central del lóbulo de la ondícula convolucionada. Ricker (1953) fue el primero en descubrir esta propiedad y la aplicó al caso de impulsos de igual amplitud con igualdad de polaridades.



Figura 3.5. 4. Variación de la resolución vertical asociada con las diferentes técnicas de exploración geofísica, con respecto a la fracción detectable de yacimientos de hidrocarburos (modificado de Harris y Lagan, 1997)

RESOLUCIÓN SÍSMICA HORIZONTAL

Es la distancia mínima entre dos rasgos requerida para distinguirlos como dos rasgos separados en un registro sísmico. Depende del espaciamiento de los receptores, la frecuencia dominante, la velocidad y el ángulo de inclinación. La resolución horizontal se deriva de la zona de Fresnel. La migración de los datos sísmicos concentra la energía distribuida en la zona de Fresnel, reacomoda las reflexiones fuera de lugar debido a la inclinación y remueve los patrones de reflexión de puntos y bordes. Esto mejora la resolución horizontal a aproximadamente 1/4 de la longitud de onda.

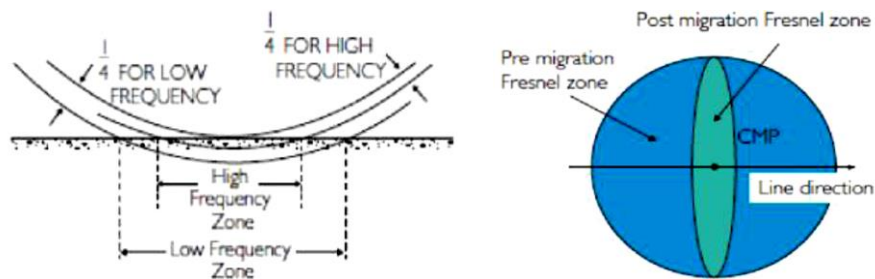


Figura 3.5. 5. Imagen de la resolución horizontal (izquierda) y Zona de fresnel (derecha). Robb Simm y Mike Bacon (2014)

Toda la energía reflejada desde la primera zona de Fresnel puede arribar dentro de 1/2 de longitud de onda y por lo tanto interferir constructivamente. El concepto de un área más que de un punto en un reflector involucrado en la reflexión, es la esencia de la resolución horizontal.

El radio de la zona de Fresnel está dado por:

$$R_F \cong \frac{1}{2} V_{ave} \left(\frac{t_0}{f_{dom}} \right)^{1/2}$$

donde t_0 es el tiempo de reflexión doble, V_{ave} como velocidad promedio y f_{dom} es la frecuencia dominante.

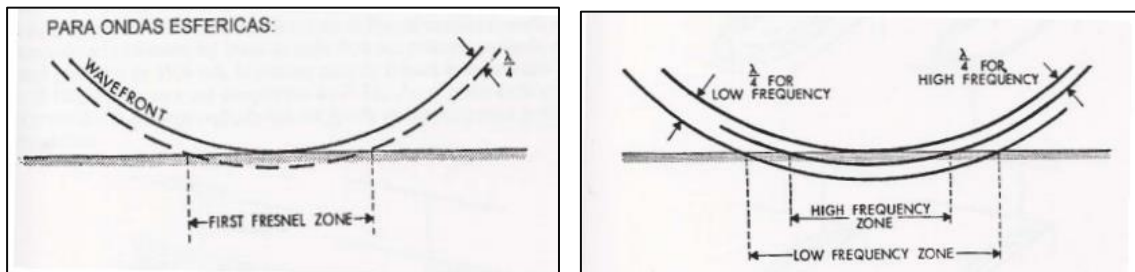


Figura 3.5. 6. (Izquierda) Ondas esféricas reflejadas de una interface plana. (Derecha) Aquí se muestra como el tamaño de la zona de Fresnel depende de la frecuencia. (Sheriff, 1977).

ONDÍCULA SÍSMICA

Una ondícula es un pulso unidimensional, considerada como respuesta básica de un reflector (Sheriff, 2002). Esta se origina como un paquete de energía desde la fuente, teniendo un origen específico en tiempo, y retorna a los receptores como una serie de eventos distribuidos en tiempo y energía. Las ondículas solo decaen debido a un proceso de pérdida de energía como calor durante el proceso de propagación. Esto se hace más notable a altas frecuencias, ya que la ondícula tiende a mantener menores altas frecuencias con relación a las bajas frecuencias (Schlumberger, 2008).



Figura 3.5. 7. Ondícula sísmica (Schlumberger, 2008)

La longitud total expresada en tiempo para cualquier ondícula será la misma independientemente de su coeficiente y vendrá determinada por la ondícula escogida en

la convolución, esto condicionara el grado de resolución del sismograma sintético de forma que aquellas capas cuya potencia expresada en tiempo sea inferior a la longitud en tiempo de la ondícula empleada no serán representadas en la traza sintética (Martínez, 1996).

Se pueden considerar únicamente las tres principales propiedades de la ondícula: la amplitud, contenido de frecuencia y fase.

-La amplitud se define como la cantidad de desplazamiento de la ondícula sísmica medida de pico a valle (Sheriff et al, 1991), es decir se trata de la diferencia entre el máximo desplazamiento de la onda y el punto de no desplazamiento, o punto nulo.

-La frecuencia es la tasa de repetición de longitudes de ondas completas de señales eléctricas, luz, sonido y ondas sísmicas medidas en ciclos por segundos, o Hertz (Sheriff et al, 1991).

-La fase es el argumento de una ondícula. Si la representación de una onda es una función:

$$kx = wt$$

SISMOGRAMA SINTÉTICO

Un sismograma sintético es una de las principales herramientas en el proceso de interpretación sísmica pues permite a los horizontes geológicos en profundidad ser asociados con a los reflejos sísmicos en tiempo. Un sismograma sintético busca reproducir la imagen de una traza sintética, en la dirección del pozo, a partir de datos geológicos y parámetros geofísicos (densidad, velocidad).

Esta asociación es posible gracias al Coeficiente de reflexión (CR):

$$CR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

Una vez que el coeficiente de reflectividad (CR) se ha estimado, este se debe convolucionar con una ondícula. De esta forma el sismograma sintético se construye

empalmando (matemáticamente) una forma de onda en cada uno de los horizontes reflejados.

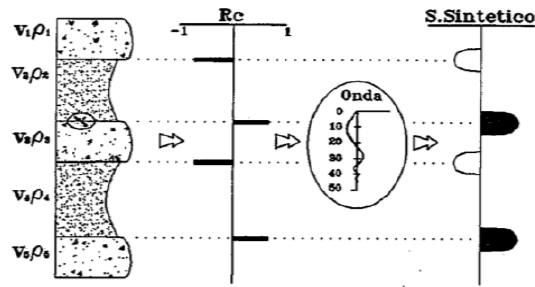


Figura 3.5. 8. Sísmograma Sintético (Martínez Cabañas, 1996).

Es fácil visualizar el sísmograma sintético cuando la geología es simple. El problema surge cuando capas finas contribuyen a complicar la imagen sísmica. Los sintéticos generan diferentes grados de confianza en la identificación de los límites que reflejan, dependiendo de la calidad de los datos observados.

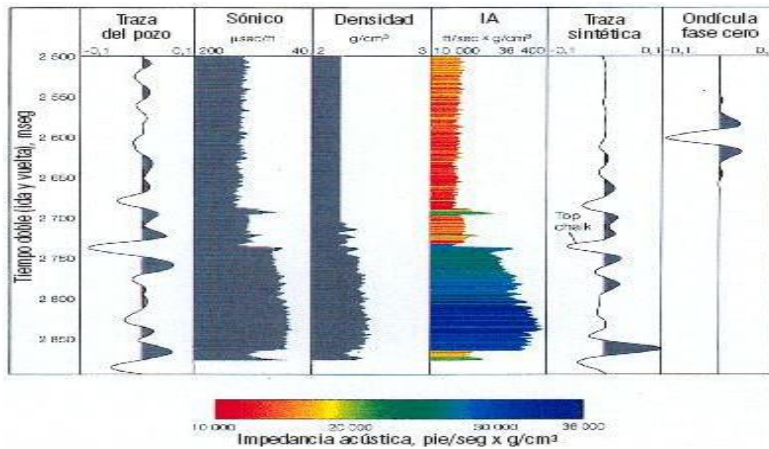


Figura 3.5. 9. Gráfico de impedancia acústica, trazas, registros de pozos y ondícula fase cero (Schlumberger, 2008)

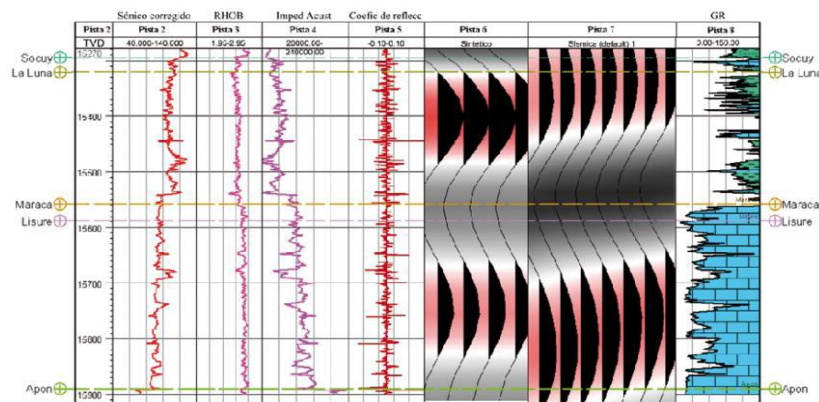


Figura 3.5. 10. Sísmograma sintético elaborado para realizar la calibración sísmica-pozo, a partir del pozo CLD-50, utilizando el programa Petrel.

CAPITULO IV " CARACTERIZACIÓN SÍSMICO- ESTRUCTURAL "

Para la caracterización sísmico-estructural del campo Pérez, se utilizó el flujo de trabajo que se muestra a continuación. Siendo el primer paso del flujo la revisión de la información previa, así como las características del volumen sísmico. Todas las etapas del flujo de trabajo se explicarán a detalle a lo largo de este capítulo.

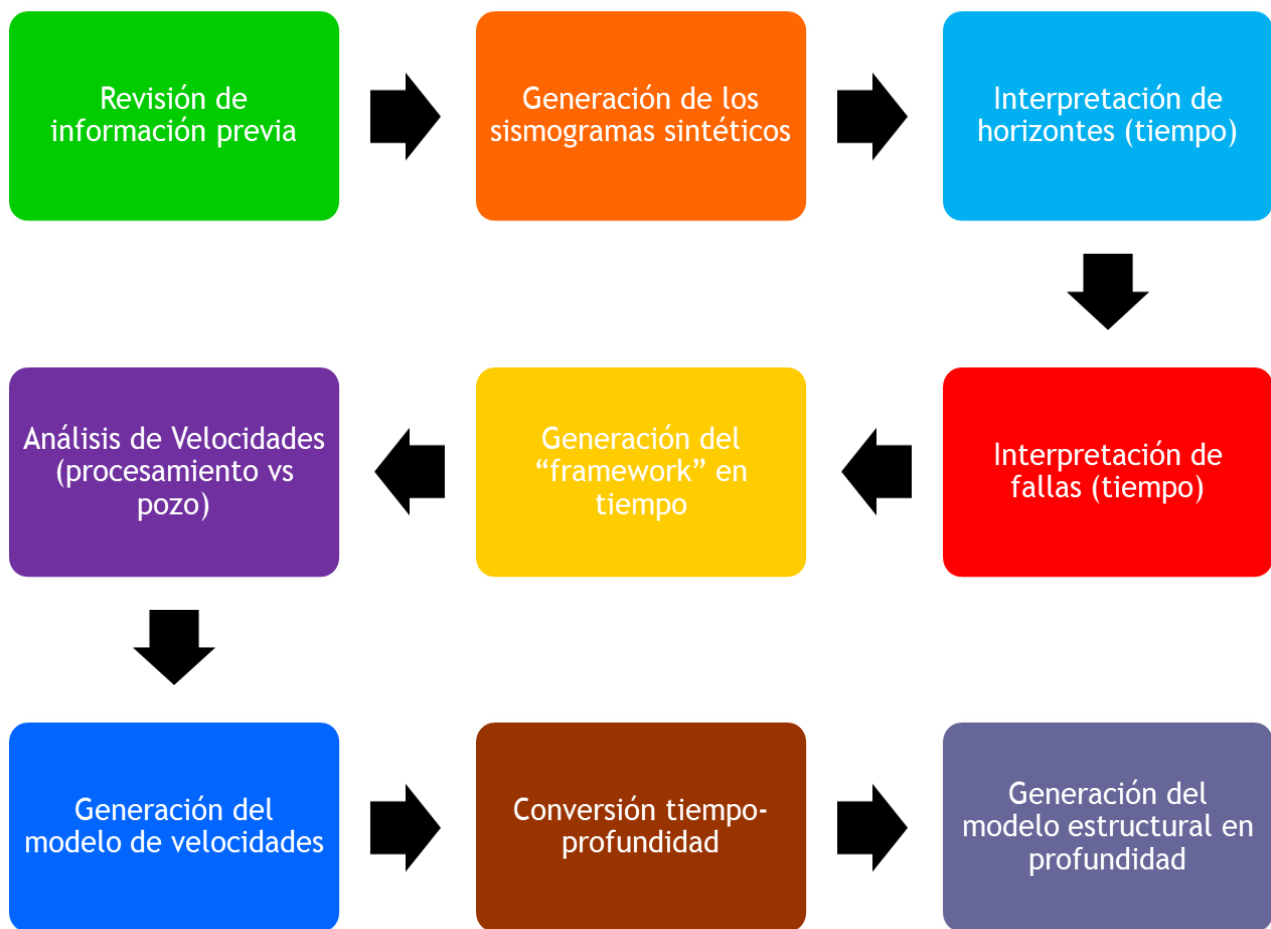


Figura 4. 1. Flujo de trabajo para la caracterización sísmico-estructural.

4.1.-CARACTERÍSTICAS DEL VOLUMEN SÍSMICO

El volumen sísmico utilizado tiene como nombre “TT” y se llevó a cabo frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, en un área total de 3,990 km² y 2, 917,244 “PT” (Puntos de Tiro) entre febrero de 2011 y noviembre de 2013.



Figura 4.1. 1. Localización del volumen sísmico TT.

La información sísmica utilizada para la interpretación del Campo Pérez corresponde al volumen sísmico TT del tipo VTI muti-azimutal cuyo procesamiento concluyó en diciembre de 2014, dicho volumen al ser una adquisición OBC permite una mejor recuperación de la señal sísmica, teniendo como ventaja el algoritmo de migración VTI RTM, el cual permite una mejora en la definición estructural en zonas donde predomina la tectónica salina, realizando el carácter estructural de los objetivos. En la siguiente figura se muestra las características de dicho volumen y su comparación con el cubo Unión UNKKT, siendo este un cubo sísmico que abarca el área de estudio de interés, pero con diferencias en la adquisición de datos, BIN, migración, entre otros parámetros.

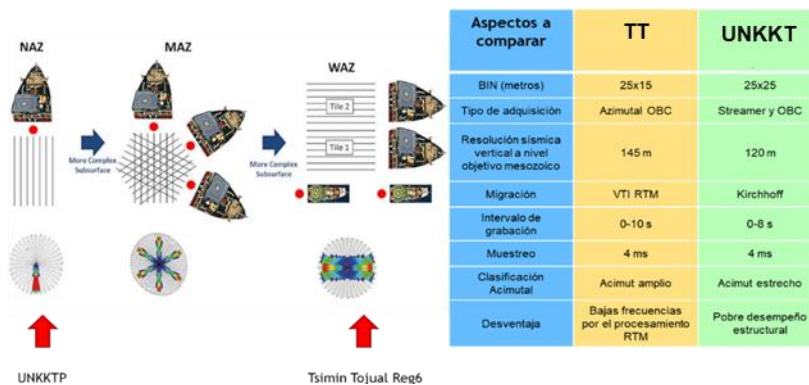


Figura 4.1. 2. Gráfico (izquierdo) muestra la configuración que se utilizó para la adquisición sísmica de los volúmenes sísmicos y tabla comparativa (derecha) donde se muestra la comparación de los diferentes parámetros utilizados en UNKKT y TT.

La versión sísmica utilizada para la interpretación es con migración, sin filtro y sin ganancia, ya que permite trabajar con las amplitudes y eventos sin ser alterados, respetando el comportamiento de las estructuras. Además, delimitado por las Inlines: 9022 a 9530 y Crossline 1084 a 1480, dando un área de 75.7 km².

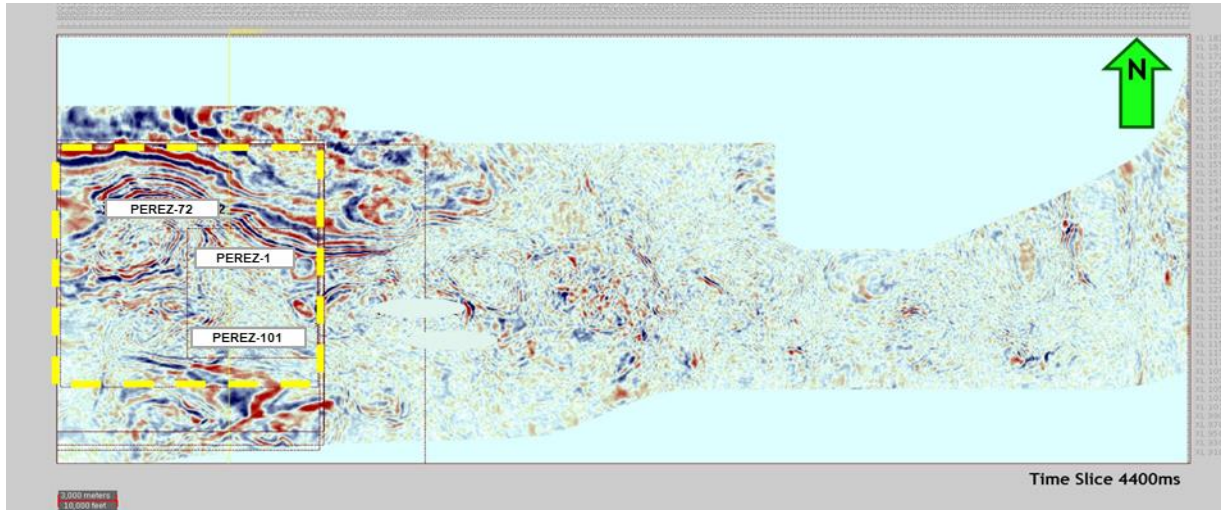


Figura 4.1. 3. Time slice donde se muestra toda la dimensión del cubo TT, encerrando el área de estudio en la línea punteada de color amarillo utilizando Landmark DecisionSpace®.

Por último, se realizó un análisis de frecuencias para ambos cubos, para conocer las frecuencias dominantes y así conocer su resolución vertical. Como se muestra en la siguiente imagen.

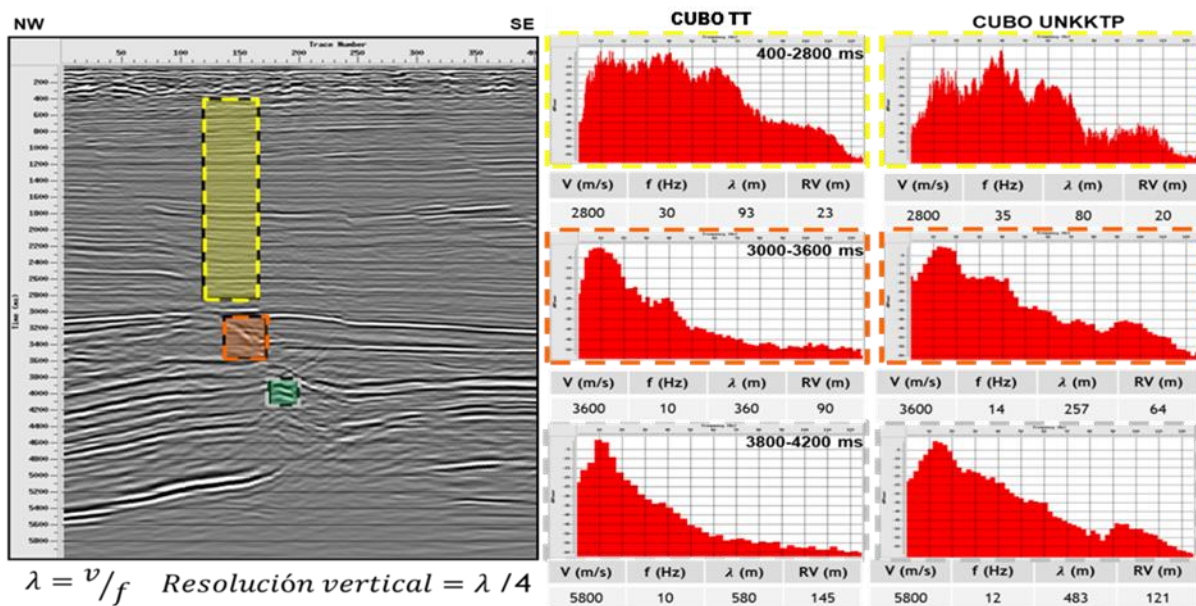


Figura 4.1. 4. Análisis de frecuencias y cálculo de la resolución vertical en diferentes ventanas de los cubos sísmicos usando Poststack/PAL de Landmark..

4.2.-GENERACIÓN DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

Los sismogramas sintéticos permiten realizar el amarre de la sísmica con los pozos basado en el principio de que el sismograma sintético es el producto de la convolución entre el coeficiente de reflexión con una ondícula teórica o extraída de la sísmica. A su vez el coeficiente de reflexión es el producto de la velocidad por la densidad generando la serie de impedancia acústica, de la cual se extraen los coeficientes de reflexión que al convolucionarse con la ondícula sísmica brindará una traza sintética la cual se puede comparar con la traza sísmica.

Para realizar la interpretación estructural es muy importante llevar a cabo la calibración sísmica-pozo mediante sismogramas sintéticos, para realizarlo se utilizaron los pozos del campo, siendo éstos los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101.

Para la elaboración de los sismogramas sintéticos se utilizó el módulo SynTool de la aplicación Open Works de Landmark.

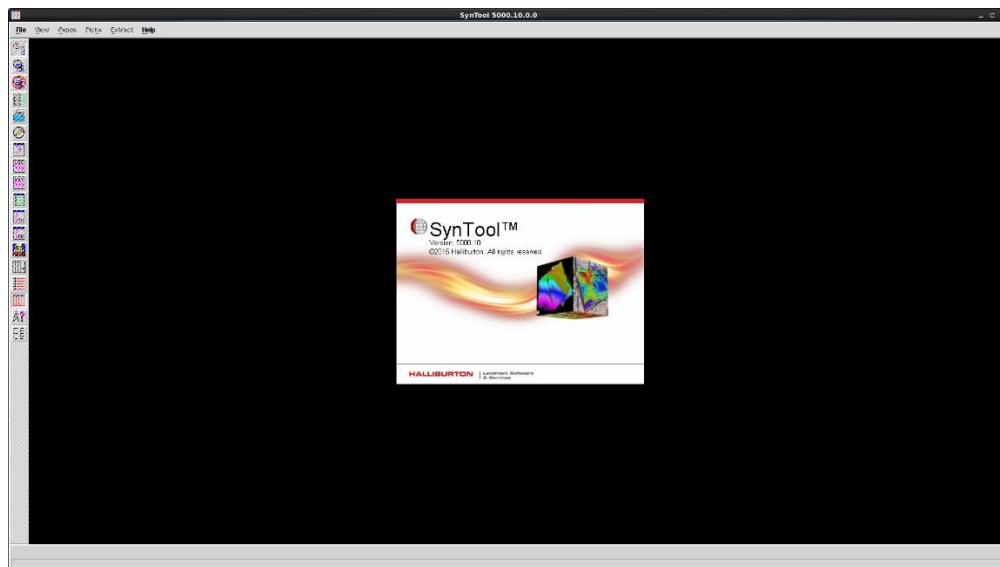


Figura 4.2. 1. Interfaz del programa SynTool de Landmark.

Para empezar a trabajar se necesitó el registro sónico y de densidad para cada pozo. Teniendo los registros se procede al cálculo de la impedancia acústica y los coeficientes de reflexión que el mismo programa realiza.

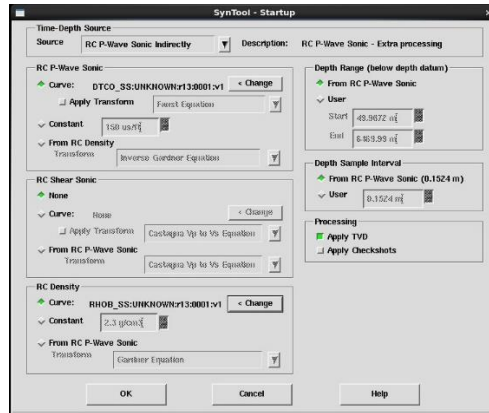


Figura 4.2. 2. Ventana donde se carga el registro sísmico y el de densidad en el programa SynTool de Landmark®.

Posteriormente, el programa generará un sismograma sintético pero que aún no tiene el amarre con la sísmica, para ello es necesario contar, ya sea con una ondícula teórica o extraída de la sísmica; para este caso se utilizaron ondículas extraídas de la sísmica.

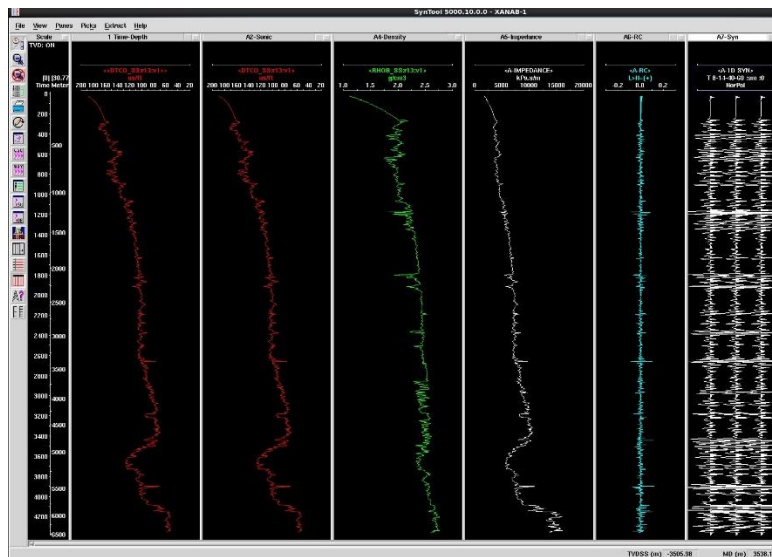


Figura 4.2. 3. Ventana donde se muestra la TZ, los registros cargados, impedancia, coeficientes de reflexión y el sismograma sintético en el programa SynTool de Landmark®.

Para obtener las ondículas extraídas de la sísmica se necesitó primero contar con la traza sísmica, la cual muestre la trayectoria del pozo y además permita realizar el amarre de la traza sintética y la sísmica. La traza sísmica fue diferente para cada pozo, ya que se trazaron secciones en la dirección de la trayectoria de cada pozo. Además, se realizó un análisis de frecuencias para determinar diferentes ventanas con el fin de obtener la frecuencia dominante de cada ventana y así obtener un mejor amarre del sismograma

sintético. Se muestra a continuación, el ejemplo la sección sísmica utilizada para el pozo PEREZ-1.

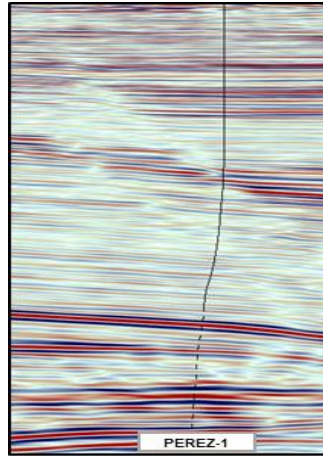


Figura 4.2. 4. Sección sísmica utilizada para el pozo PEREZ-1 utilizando Landmark DecisionSpace®.

A partir de la traza sísmica seleccionada, se procedió con la extracción de las ondículas, para cada pozo se extrajeron cuatro ondículas a diferentes ventanas de tiempo, éstas cuatro ondículas reflejaran las frecuencias de la sísmica para un mejor amarre.

Ventana de tiempo (ms)	PEREZ-1	PEREZ-101	PEREZ-72
Ventana de fondo marino a PLIM	100-1100 ms	100-1500 ms	100-1400 ms
Ventana de PLIM a PLII	1100-1800 ms	1500-2200 ms	1400-2000 ms
Ventana de PLIM a MI	1800-3450 ms	2200-3100 ms	2000-3000 ms
Ventana de MI a JSK	3450-4450 ms	3100-4468 ms	3000-4500 ms

Figura 4.2. 5. Ventanas de tiempo que se utilizó para extraer las ondículas de la sísmica para cada pozo. También, se muestra el comportamiento de las ondículas extraídas del pozo PEREZ-1 para observar la diferencia en el ancho de banda entre ellas.

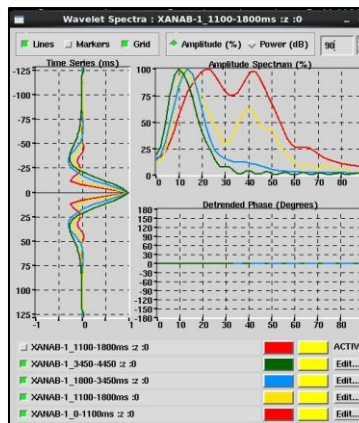


Figura 4.2. 6. Ondículas extraídas de la sísmica para el pozo PEREZ-1 utilizando Poststack/PAL®.

Una vez obtenida la traza sísmica con las ondículas extraídas se sobrepone en la traza sísmica para realizar el amarre de eventos. Esto permite comparar las trazas y así poder visualizar de mejor manera los eventos sísmicos facilitando la correlación. Como apoyo se agregaron los marcadores geológicos con el fin de reconocer la entrada de las cimbras de las formaciones representativas de acuerdo a la clasificación de PEMEX. Los marcadores usados son Plioceno Superior (PLIS), Plioceno Medio (PLIM), Plioceno Inferior (PLII), Mioceno Superior (MS), Mioceno Medio (MM), Mioceno Inferior (MI), Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM), Cretácico Inferior (KI), Jurásico Superior Tithoniano (JST) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

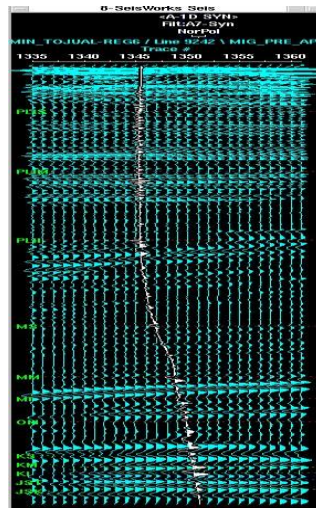


Figura 4.2. 7. Traza sísmica con el sismograma sintético y con los marcadores correspondientes a las formaciones del pozo PEREZ-1 en el programa SynTool de Landmark®.

Para el amarre se agregó el panel de las velocidades interválicas, este panel permite controlar y modificar las velocidades realizando ajustes donde se altera la velocidad con el fin de bajar o subir algún evento sísmico de la traza sintética para que ajuste con la sísmica. Cabe mencionar que dichos ajustes son realizados bajo consideración del intérprete, y las modificaciones que se realicen tiene que ser coherentes puesto que el amarre incorrecto de los eventos genera velocidades anómalas.

En la siguiente figura se observa a la izquierda el panel de velocidades interválicas, donde muestra dos curvas, siendo éstas, la velocidad real (a partir de la información del registro sísmico) en color azul y en color blanco la velocidad calculada de acuerdo al amarre de los eventos se debe de tener cuidado que estas curvas no difieran tanto, ya que esto indica un amarre no congruente entre los eventos.

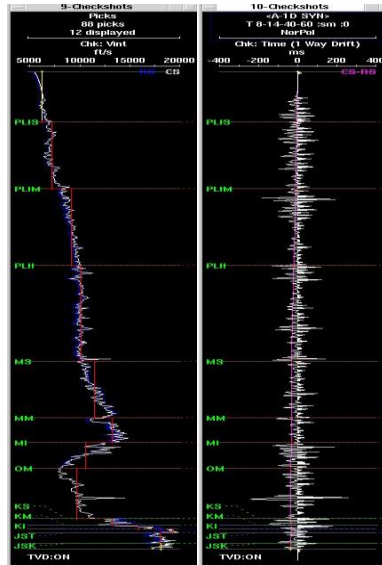


Figura 4.2. 8. Panel de velocidades intervállicas (izquierda,) y panel donde se modifican las velocidades en conjunto con el sintético (derecha) en el programa SynTool de Landmark®.

Quedando todas las ventanas cargadas y configuradas de la siguiente manera, para así proceder a realizar el amarre del sismograma sintético.

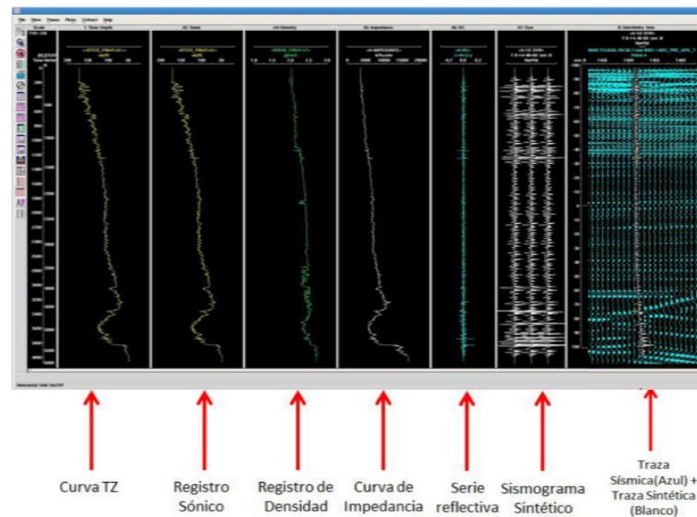


Figura 4.2. 9. Ventana de Trabajo final de SynTool para realizar el amarre del sismograma sintético en el programa SynTool de Landmark®.

La tendencia observada en las velocidades de los pozos durante la elaboración de los sismogramas sintéticos muestra un aumento de las velocidades conforme a la profundidad, sin embargo, al llegar por debajo de la cima MI es posible observar un cambio brusco en estos valores, lo cual es atribuido a un cuerpo de baja velocidad conocido como “Zona de Presiones Anormales”. La zona de presiones anormales consiste en lutitas presurizadas causado por la carga litostática ejercida sobre ellas, por

lo que estas tienden a contrarrestar la carga y debido a esto se genera una zona con presiones altas, con lo cual se explican las bajas velocidades. Este cuerpo se encuentra en todos los pozos del campo Pérez y sus velocidades oscilan entre 1500 m/s a 2200m/s y se extiende hasta Cretácico Superior.



Figura 4.2. 10. Zona donde se aprecia un cambio brusco en las velocidades atribuido a la zona de presiones anormales en el programa SynTool de Landmark®.

El rango de velocidades observadas va de 1524 m/s a 6500m/s. La velocidad de 1524 m/s hace referencia al tirante del agua, dicho tirante de agua varía por cada pozo siendo éste de 30 a 40m, esta velocidad es llamada velocidad de reemplazamiento.

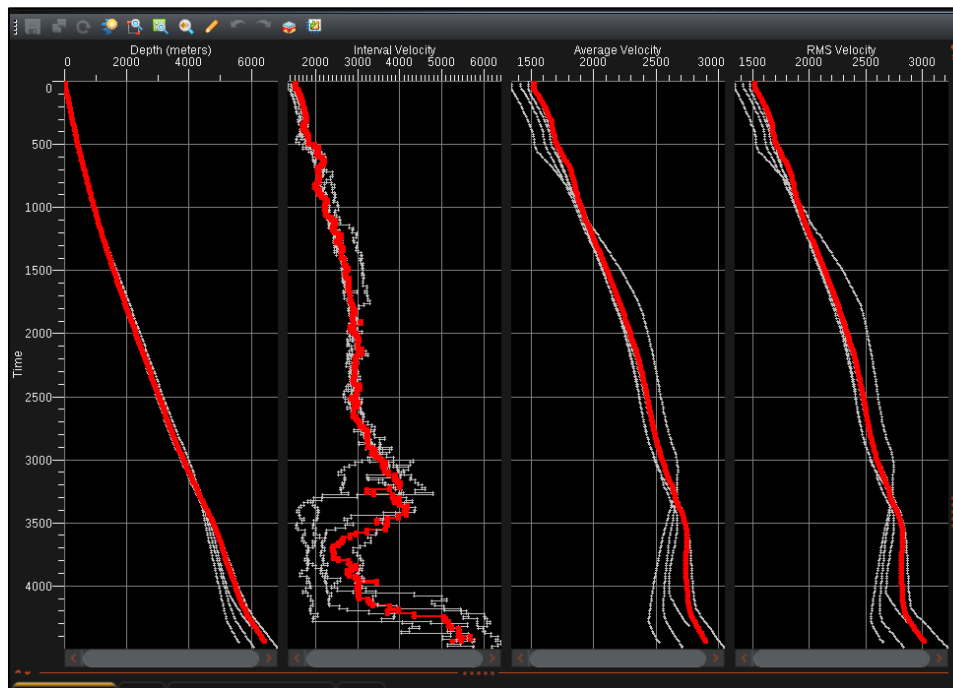


Figura 4.2. 11. Comparación de las velocidades de todos los pozos obtenidas a partir del sismograma sintético utilizando Landmark DecisionSpace®.

Después de la zona de presiones anormales tenemos el comienzo del Cretácico, este se caracteriza por un aumento notable en la velocidad. Este cambio fue muy importante

definirlo ya que representa el cambio en el tipo de depositación de terrígenos a carbonatos. La entrada al Jurásico Superior Kimmeridgiano se caracteriza también por un aumento en la velocidad con respecto al Tithoniano por lo que da lugar al amarre de eventos positivos.

Una vez finalizado el amarre se procedió a obtener una ventana de correlación a nivel objetivo (mesozoico), aproximadamente de 4000-4500 ms para cada pozo, este correlograma del sintético permite observar el rango de correlación de la traza sintética con la sísmica.

El correlograma del sintético también funciona como un control de calidad, ya que se puede tomar como un buen amarre por encima de un 60% de correlación, de igual forma las velocidades interválicas deben de respetar un rango de 1524 m/s cómo mínimo y un máximo que no supere los 6500 m/s pues en las rocas sedimentarias las velocidades difícilmente rebasan este límite.

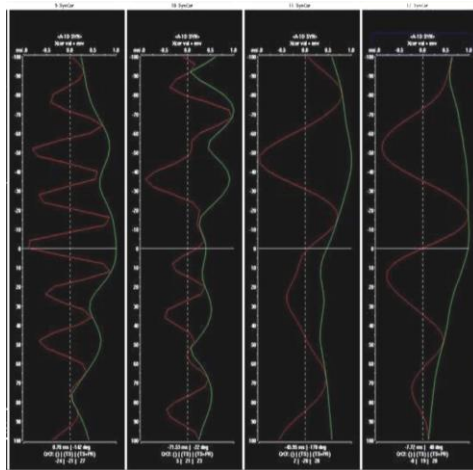


Figura 4.2. 12. Correlograma del sintético en diferentes ventanas del pozo PEREZ-1 (V1:100-1100 ms, V2:1100-1800 ms, V3:1800-3450 ms y V4:3450-4450 ms) en el programa SynTool de Landmark®.

En la elaboración de los sismogramas sintéticos se obtuvieron buenos resultados, ya que el amarre entre las trazas dio un buen valor de correlación. Siendo para el pozo PEREZ-1 de 88%, pozo PEREZ-101 de 72% y pozo PEREZ-72 de 63%. A continuación, se observa los sismogramas sintéticos obtenidos con sus ventanas de correlación.

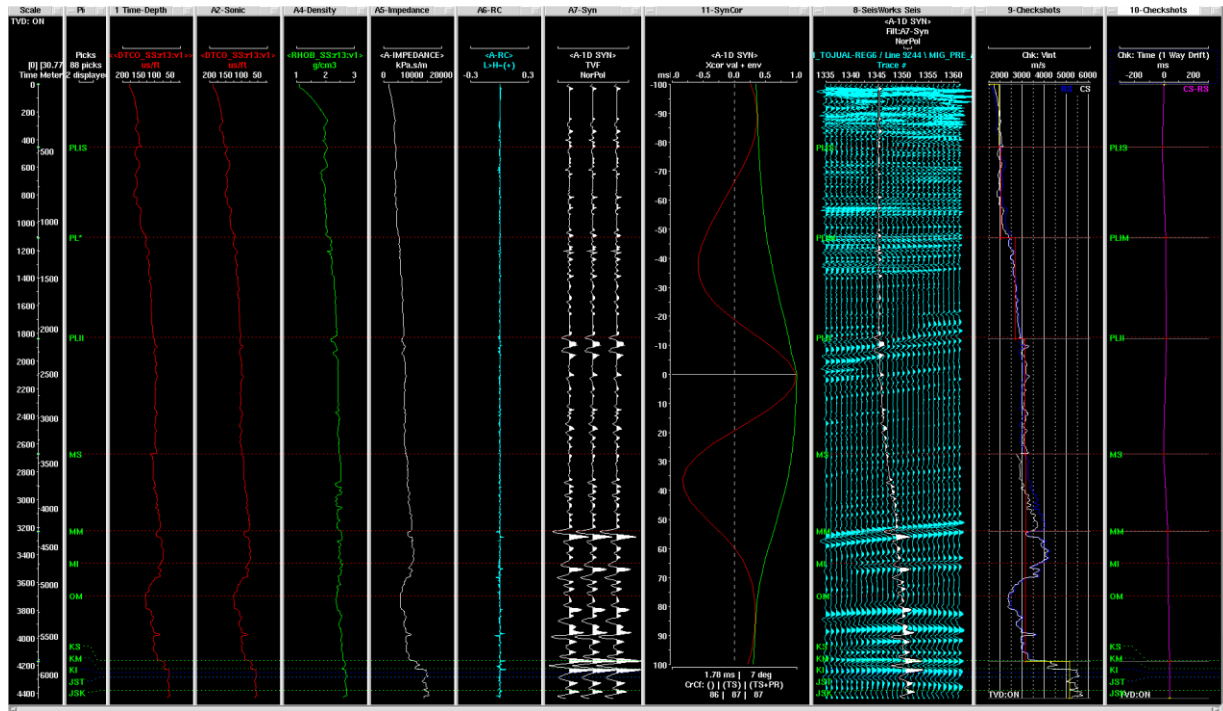


Figura 4.2. 13. Sismograma sintético del pozo PEREZ-1 utilizando SynTool de Landmark®.

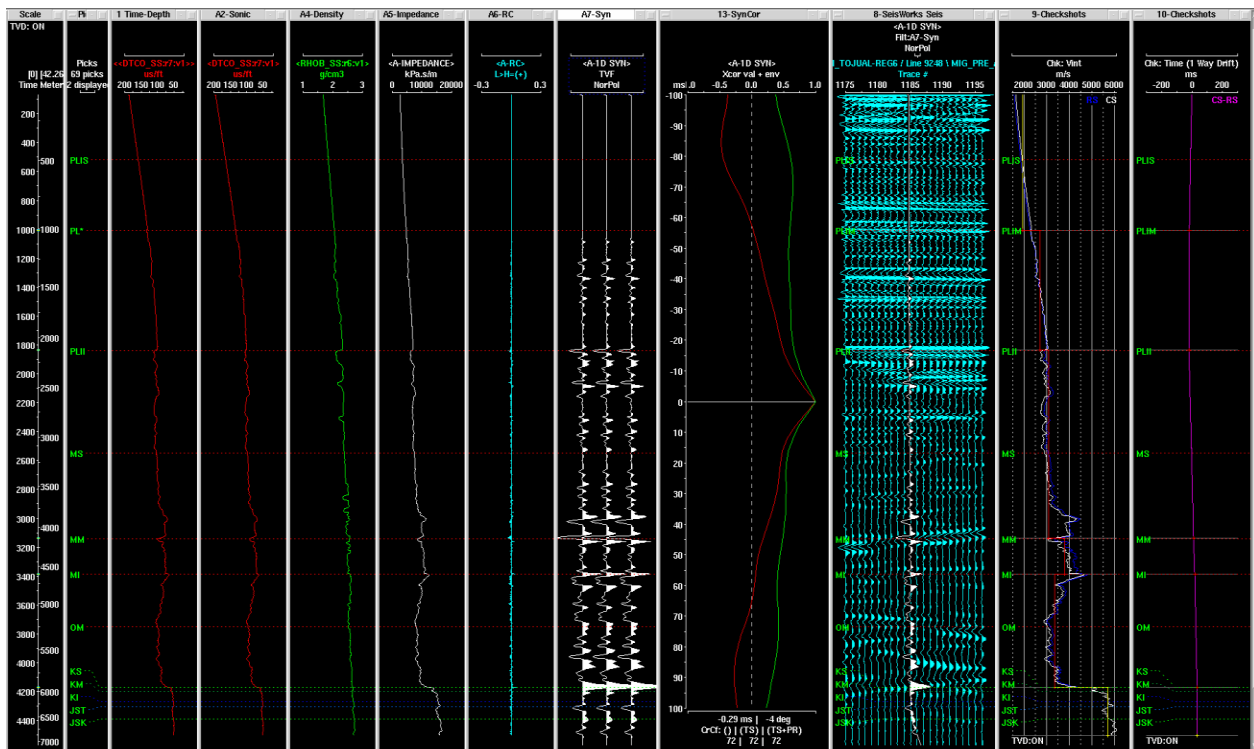


Figura 4.2. 14. Sismograma sintético del pozo PEREZ-101 utilizando SynTool de Landmark®.

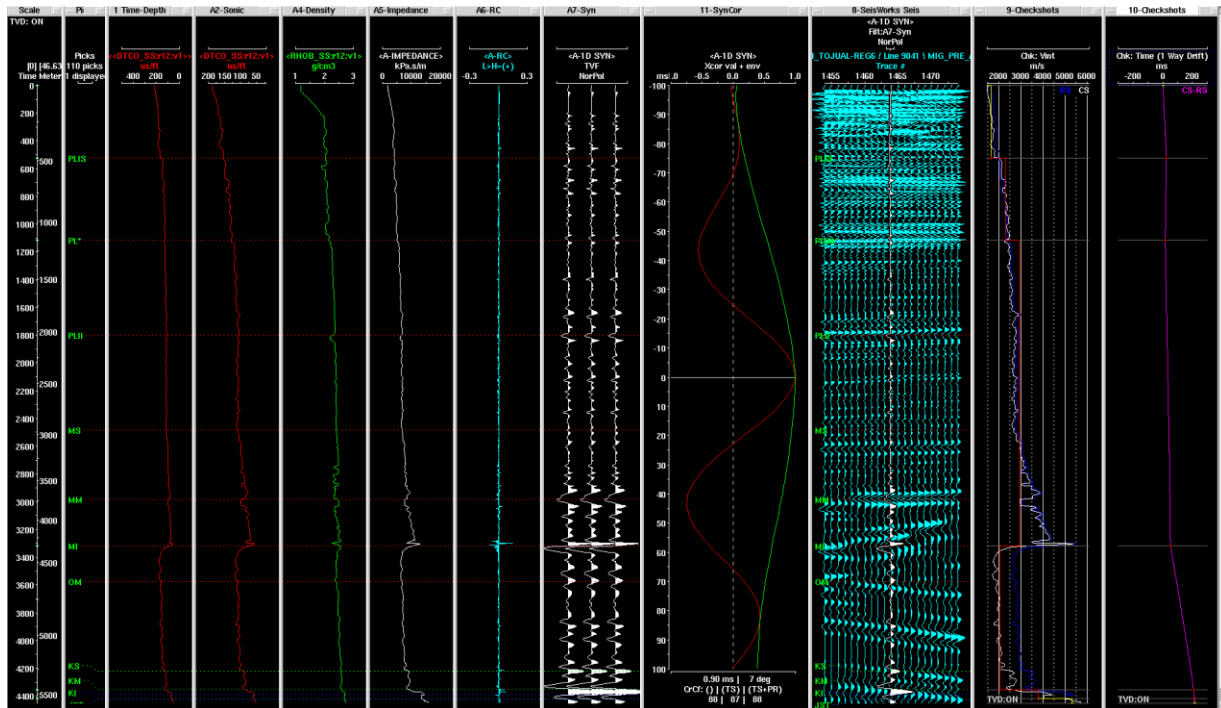


Figura 4.2. 15. Sismograma sintético del pozo PEREZ-72 utilizando SynTool de Landmark®.

A continuación, se muestra una sección sísmica compuesta en vista de traza con los tres pozos utilizados del campo Pérez, en los cuales se colocaron los sismogramas sintéticos donde se aprecia el amarre entre el sintético y la sísmica.

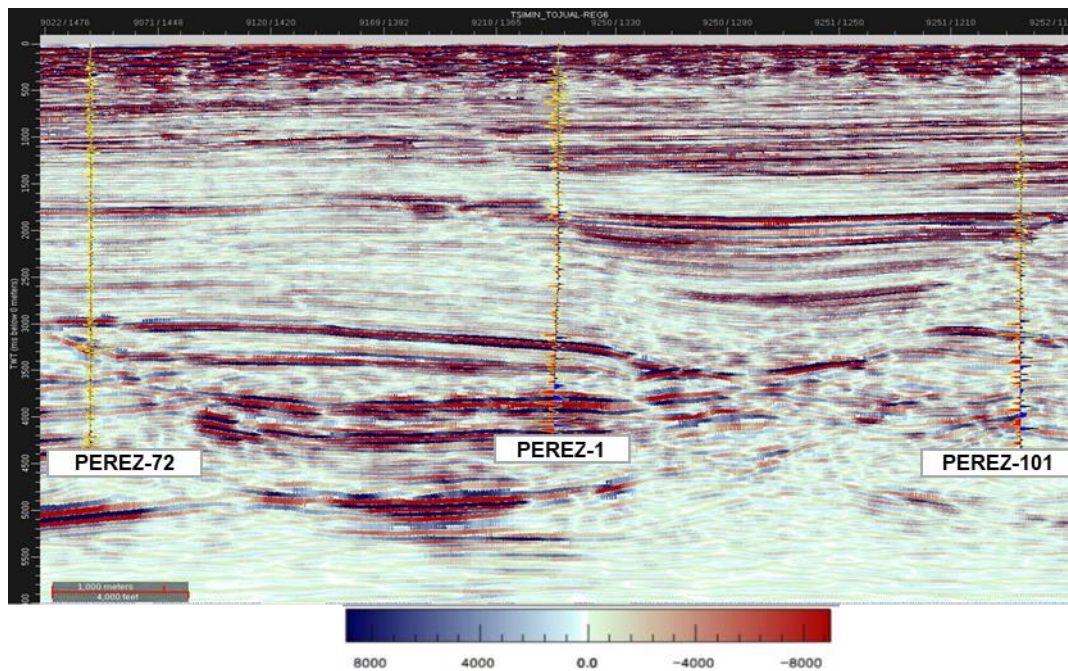


Figura 4.2. 16. Sección sísmica compuesta en vista de traza (Wiggle) con traza sintética del sismograma sintético de los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.3.- INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES EN TIEMPO

La interpretación sísmica nos permite conocer las estructuras del subsuelo, para la interpretación de horizontes en tiempo del campo Pérez, se utilizó la versión sísmica migrada en tiempo sin filtro y sin ganancia, con la escala de color “Blue-White-Red” y las curvas tiempo-profundidad (TZ) generadas a partir de los sismogramas sintéticos de los pozos verticales del campo.

El programa utilizado para la interpretación sísmica fue el DecisionSpace Geosciences de la aplicación OpenWorks de Landmark. Para interpretar los horizontes se utilizaron las herramientas que ofrece el programa las cuales son Auto-Track, Auto-Dip, Point, Correlation-Tool y Wiggle.

La herramienta Auto-Track, fue la principal usada en la interpretación, ya que sigue la amplitud de acuerdo a la polaridad del horizonte creado. Al usar esta herramienta se logra que los amarres entre línea y traza tengan un buen ajuste, evitando anomalías (en forma de picos) que se generan por cambio de reflector. Esta herramienta fue útil para seguir la amplitud de los reflectores continuos a lo largo del mallado y así tener un mejor detallado en las estructuras de la zona de estudio.

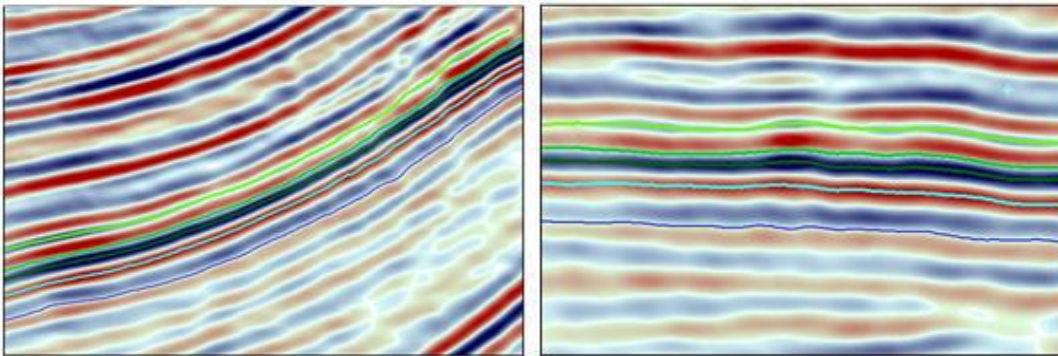


Figura 4.3. 1. Sección sísmica en Inline (derecha) y sección sísmica en Crossline (izquierda). Se observa los mismos reflectores continuos interpretados con Auto-Track en ambas secciones sin ninguna discontinuidad utilizando Landmark DecisionSpace®.

Las herramientas de Auto-Dip y Point, fueron herramientas secundarias que se usaron cuando el reflector dejaba de ser continuo, donde la herramienta Auto-Dip, además de seguir la amplitud permite seguir el reflector en zonas donde existe mayor buzamiento.

La herramienta de Point no sigue ninguna amplitud ni un buzamiento, por lo que se puede considerar como una herramienta que permite una interpretación “libre” sujeta al criterio del intérprete, esta herramienta fue usada en zonas donde la sísmica no era muy buena y perdía la amplitud del reflector, dando lugar a dos eventos o un evento con mayor amplitud, este caso en particular se conoce como Efecto Tuning.

El Efecto Tuning se refiere como un fenómeno de interferencia constructiva o destructiva de ondas desde eventos o reflejos estrechamente espaciados. A una separación de menos de un cuarto de la longitud de onda, las reflexiones experimentan interferencia constructiva y producen un solo evento de gran amplitud. Con espaciamiento mayor que ese, el evento comienza a resolverse como dos eventos separados (Schlumberger, 2017).

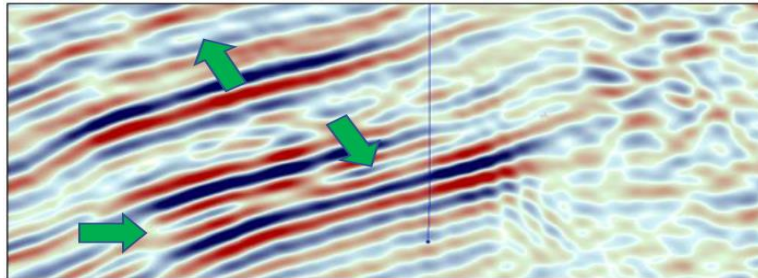


Figura 4.3. 2. Sección sísmica en la cual se muestra el Efecto Tuning utilizando Landmark DecisionSpace®.

Como apoyo en zonas con Efecto Tuning se utilizó la herramienta Wiggle, la cual nos permite ver la sísmica en vista de trazas. Esta opción nos ayuda a ver el comportamiento de las amplitudes de las trazas y apreciar de mejor manera el Efecto Tuning, por lo que al observar la sísmica en esta forma se puede seguir la amplitud real del reflector que se encuentra enmascarada y no marcar el horizonte en un reflector equivocado.

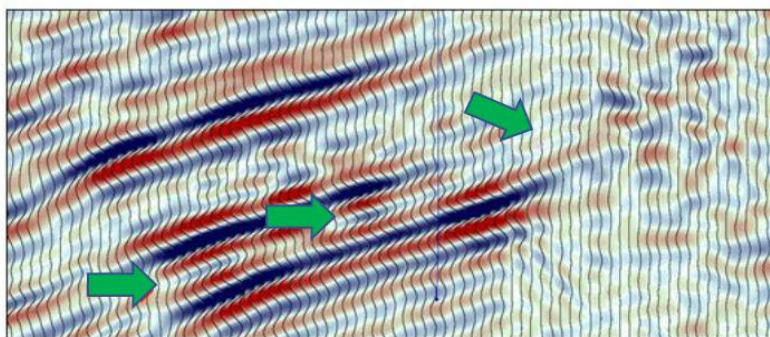


Figura 4.3. 3. Sección sísmica en vista de trazas (Wiggle) utilizando Landmark DecisionSpace®.

Otra herramienta utilizada para la interpretación es la de Correlation-Tool, esta herramienta permite recortar un paquete de reflectores, dicho recorte se puede llevar a lo largo de la sección u otras secciones, permitiendo seguir el reflector a interpretar correlacionado con espesores. Esta herramienta también posee la opción de poder inclinar el paquete de reflectores para ajustarlo y poderlo acomodar de acuerdo con la tendencia de los reflectores y así poder facilitar la correlación de estos.

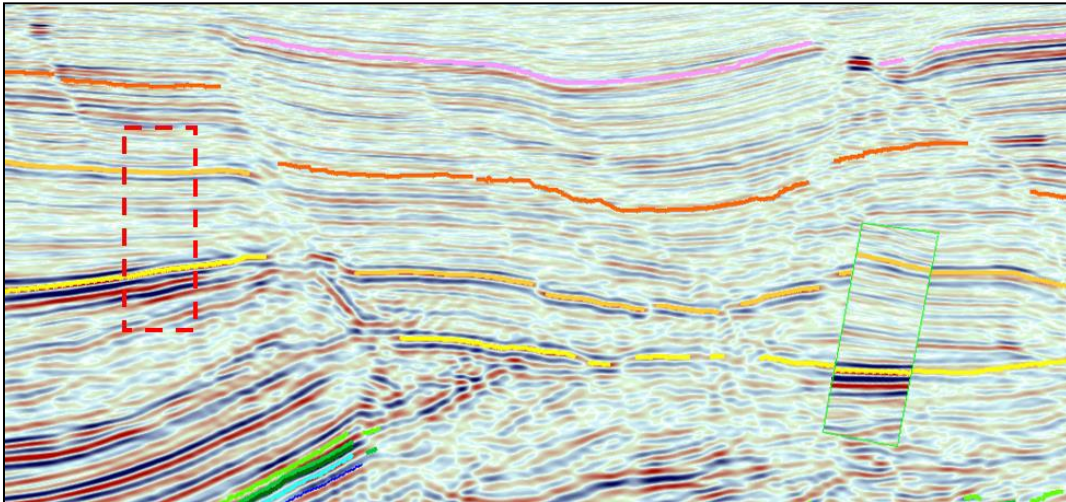


Figura 4.3. 4. Herramienta Correlation-Tool. Sección sísmica donde el área punteada en color rojo representa el lugar donde se recortó el paquete y el área punteada de color verde donde se desplazó el recorte utilizando Landmark DecisionSpace®.

Antes de empezar a realizar la interpretación de los horizontes se tuvo que definir la columna geológica a interpretar, se analizó la columna geológica del campo representada en la tabla 4.3.1 del apartado 3.3 del capítulo Marco Geológico, gracias a esto se pudo definir de manera general el período Cenozoico como terrígenos y Mesozoico como carbonatos.

Desde el punto de vista sísmico, se puede decir que en la sísmica no se alcanzan a ver los cambios de coloración e intercalaciones de material existentes entre cada formación, ya que el método sísmico consiste en cambios de impedancia (cambios de velocidad y densidad). Por lo que se definió la siguiente columna para fines sísmicos a partir de la columna geológica del campo.

FORMACIONES	LITOLOGÍA
RECIENTE PLEISTOCENO	ARENAS
PLIOCENO SUPERIOR	LUTITAS
PLIOCENO MEDIO	LUTITAS
PLIOCENO INFERIOR	LUTITAS
MIOCENO SUPERIOR	LUTITAS
MIOCENO MEDIO	LUTITAS
MIOCENO INFERIOR	LUTITAS
OLIGOCENO MEDIO	LUTITAS
EOCENO SUPERIOR	LUTITAS
EOCENO MEDIO	LUTITAS
EOCENO INFERIOR	LUTITAS
PALEOCENO SUPERIOR	LUTITAS
PALEOCENO INFERIOR	LUTITAS
CRETACICO SUPERIOR	MUDSTONE
CRETACICO MEDIO	MUD-WACKSTONE CON FRACTURAS
CRETACICO INFERIOR	MUDSTONE ARCILLOSO
JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	MUDSTONE ARCILLOSO
JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	PACKSTONE-GRAINTSONE

Tabla 4.3. 1. Columna geológica elaborada para fines sísmicos (cálculo de coeficientes de reflexión)

Como se planteó en un inicio el objetivo de este trabajo es realizar una interpretación sísmico estructural que permita generar un modelo de velocidades con la finalidad de obtener un modelo estructural, por lo tanto, no se interpretó toda la columna geológica del campo, ya que para fines prácticos se interpretaron ciertas formaciones. Del Cenozoico, los horizontes que se interpretaron fueron: Plioceno Superior (PLIS), Plioceno Medio (PLIM), Plioceno Inferior (PLII), Mioceno Superior (MS), Mioceno Medio (MM) y Mioceno Inferior (MI), los cuales, de acuerdo a la columna mencionada anteriormente en

la Tabla 4.3.1, representan lutitas. Del Mesozoico se interpretaron las formaciones que impactarían más en la creación del modelo de velocidades, siendo éstas, Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), recordando que el campo Pérez es productor a nivel Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, fue muy importante la interpretación del Mesozoico, ya que es el nivel objetivo del campo Pérez. Además, se interpretó una cima de sal autóctona, que sería el horizonte final de nuestra interpretación actuando como un basamento.

Por lo tanto, una vez fijado nuestra columna a interpretar se definió las respuestas sísmicas para cada formación de acuerdo con la impedancia acústica recordando que es el producto de la velocidad y densidad ($I = \rho \cdot v$).

El plioceno superior es un cambio de arenas correspondientes al Reciente Pleistoceno a lutitas por lo que se espera un cambio negativo debido al contraste en la velocidad (de mayor a menor). Para Plioceno Medio, Plioceno Inferior y Mioceno Superior se espera una respuesta positiva, como se había mencionado en el apartado 7.2 en la elaboración de sismogramas sintéticos, se observó un aumento gradual en las velocidades. Mioceno Medio e Inferior se asocian a respuestas negativas debidas a que en la elaboración de sismogramas sintéticos se obtuvo el amarre de las trazas en reflexiones negativas y además se observó la existencia de una falla que afecta al Mioceno Inferior dando lugar a su respuesta negativa.

La entrada de Cretácico Superior está marcada por una impedancia positiva porque es el cambio brusco en litología (de terrígenos a carbonatos). Cretácico Medio se identifica por una velocidad menor con respecto a Cretácico por lo que se espera un cambio negativo y para el Jurásico Superior Kimmeridgiano al ser calizas dolomitizadas y productor se espera un cambio positivo. La sal se interpretó en un negativo debido al cambio brusco en las velocidades de mayor a menor velocidad.

Se muestra a continuación una sección sísmica a nivel Cenozoico, con el pozo PEREZ-1 y la TZ obtenida a partir del sismograma sintético, donde se aprecia la asociación de los marcadores geológicos con las reflexiones sísmica de acuerdo con su impedancia, como se había mencionado.

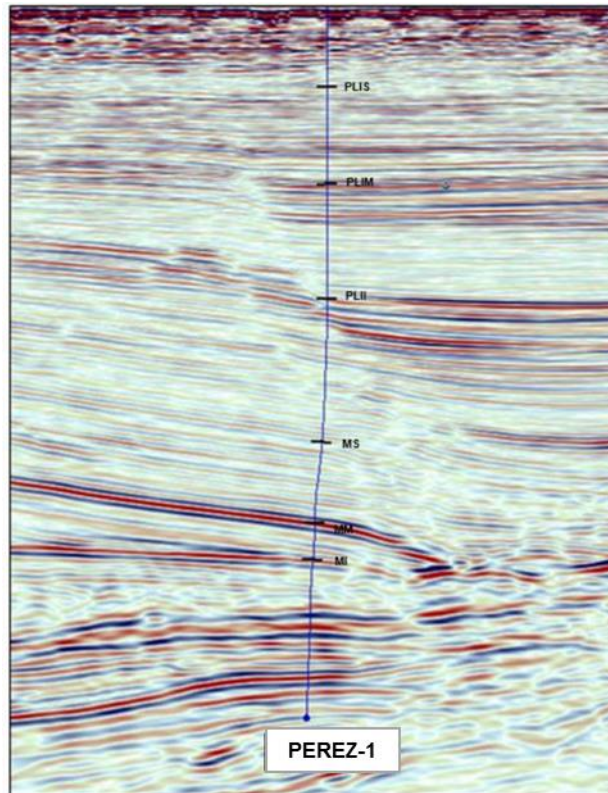


Figura 4.3. 5. Sección sísmica a nivel Cenozoico utilizando Landmark DecisionSpace®.

La siguiente sección sísmica es a nivel objetivo (Mesozoico) con el pozo PEREZ-1 y los marcadores geológicos a interpretar. Se puede observar que las reflexiones sísmicas están asociados a los marcadores.

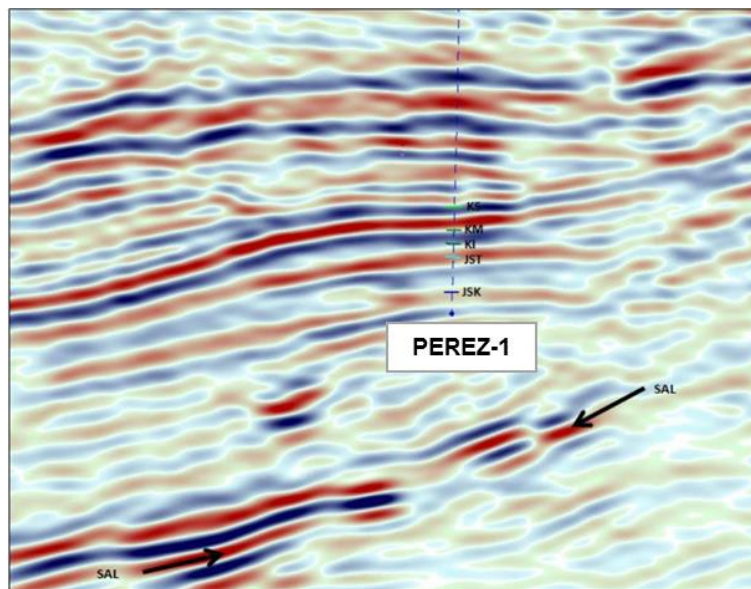


Figura 4.3. 6. Sección sísmica a nivel objetivo Mesozoico con pozo PEREZ-1 utilizando Landmark DecisionSpace®.

Analizando la sección sísmica, se puede observar que los marcadores KM y JSK se encuentran en un paso de polaridad (Zero Crossing), como se mencionó anteriormente, se esperaba que KM quede en un reflector negativo y JSK en un positivo, de acuerdo a la impedancia acústica. La posición de los marcadores en el cruce por cero se debe a que resolución sísmica no permite definir la cima y la base de estas formaciones, siendo KM un “Zero crossing” de negativo a positivo (-/+) y JSK un “Zero crossing” de positivo a negativo (+/-).

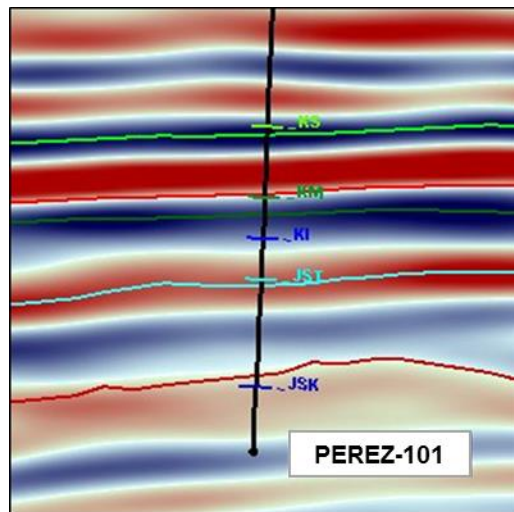
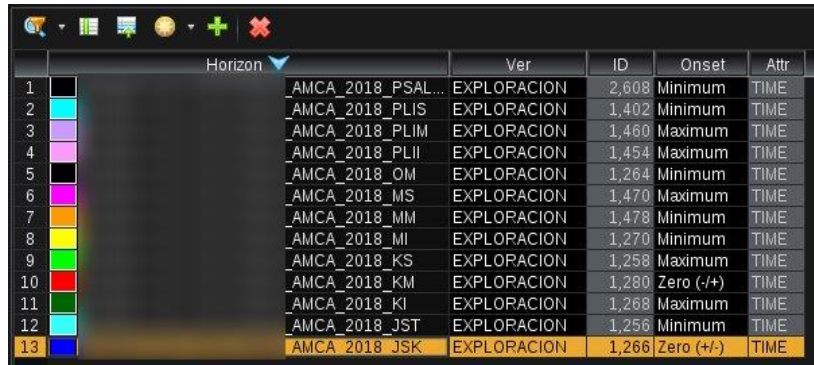


Figura 4.3. 7. Sección sísmica donde se aprecia las cimas del KM y JSK quedando en un paso de polaridad (Zero Crossing) utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.3.1.-DEFINICIÓN DE LA MALLA E INTERPRETACIÓN EN SECCIONES SÍSMICAS.

El tamaño del mallado de los horizontes sísmicos está en función del objetivo, siendo éste una interpretación sísmica estructural en tiempo a detalle, se decidió realizar un mallado de 4x4 (4 Inlines por 4 Xlines), el cual permitió conocer el marco estructural regional para construir el modelo de velocidades del campo. Cabe mencionar que el tamaño del mallado es elegido de acuerdo con el detalle que el intérprete desee obtener. Y se recomienda que las dimensiones de la malla sean medidas pares.

El primer paso de la interpretación fue crear los horizontes a interpretar con su respectivo nombre y polaridad.



Horizon	Ver	ID	Onset	Attr	
1	AMCA_2018_PSAL...	EXPLORACION	2,608	Minimum	TIME
2	AMCA_2018_PLIS	EXPLORACION	1,402	Minimum	TIME
3	AMCA_2018_PLIM	EXPLORACION	1,460	Maximum	TIME
4	AMCA_2018_PLII	EXPLORACION	1,454	Maximum	TIME
5	AMCA_2018_OM	EXPLORACION	1,264	Minimum	TIME
6	AMCA_2018_MS	EXPLORACION	1,470	Maximum	TIME
7	AMCA_2018_MM	EXPLORACION	1,478	Minimum	TIME
8	AMCA_2018_MI	EXPLORACION	1,270	Minimum	TIME
9	AMCA_2018_KS	EXPLORACION	1,258	Maximum	TIME
10	AMCA_2018_KM	EXPLORACION	1,280	Zero (-/+)	TIME
11	AMCA_2018_KI	EXPLORACION	1,268	Maximum	TIME
12	AMCA_2018_JST	EXPLORACION	1,256	Minimum	TIME
13	AMCA_2018_JSK	EXPLORACION	1,266	Zero (+/-)	TIME

Figura 4.3.1. 1. Horizontes creados con su nomenclatura y polaridad respectiva utilizando Landmark DecisionSpace®.

La interpretación en 3D se debe de hacer con gran detalle, ya que, al amarrar línea y traza no deben de existir puntos anómalos para evitar una interpretación estructural errónea, esto sucede cuando no se sigue el reflector correcto, por lo que al momento de realizar el modelo de velocidades dichos artefactos en la interpretación pueden causar problemas en la propagación de velocidades.

El área de estudio está definida con un área de 75.7 km², delimitado por coordenadas Xmin 458,176.23, Xmax 465,740.65, Ymin 2'043,021.24 y Ymax 2'052,901.55.

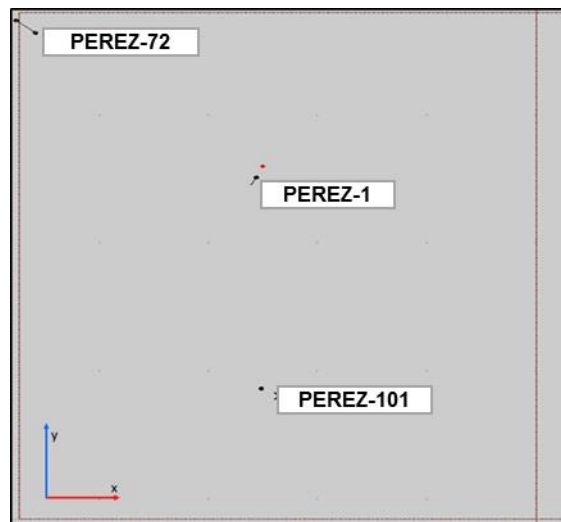


Figura 4.3.1. 2. Área de estudio con la distribución de los pozos verticales utilizando Landmark DecisionSpace®.

Antes de realizar el rayado de horizontes se observó el comportamiento de los bloques a nivel cenozoico. En la figura 4.3.1.3 se muestra una sección sísmica en la cual se encuentran señaladas con flechas el comportamiento de los bloques. Por lo tanto, se

puede apreciar que los bloques se encuentran delimitados por fallas que provocan el desplazamiento de los bloques.

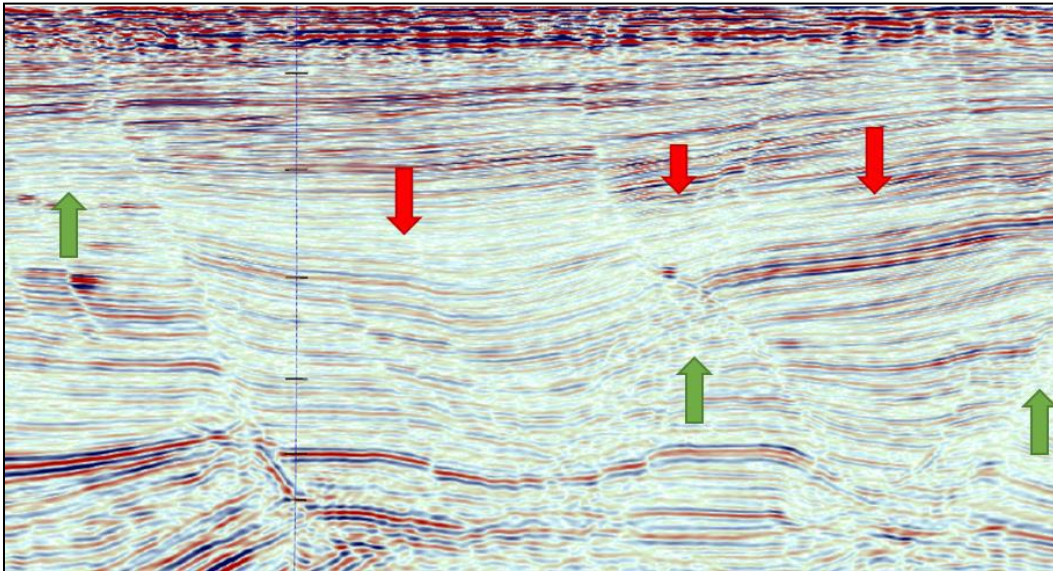


Figura 4.3.1. 3. Sección sísmica a nivel Cenozoico donde las flechas rojas señalan bloques hundidos y las flechas verdes bloques levantados utilizando Landmark DecisionSpace®.

Identificando el tipo de fallas existentes en el Cenozoico facilitó la interpretación de los horizontes ya que se respetaron los planos de fallas y sus respectivos saltos como se muestra en la siguiente figura.

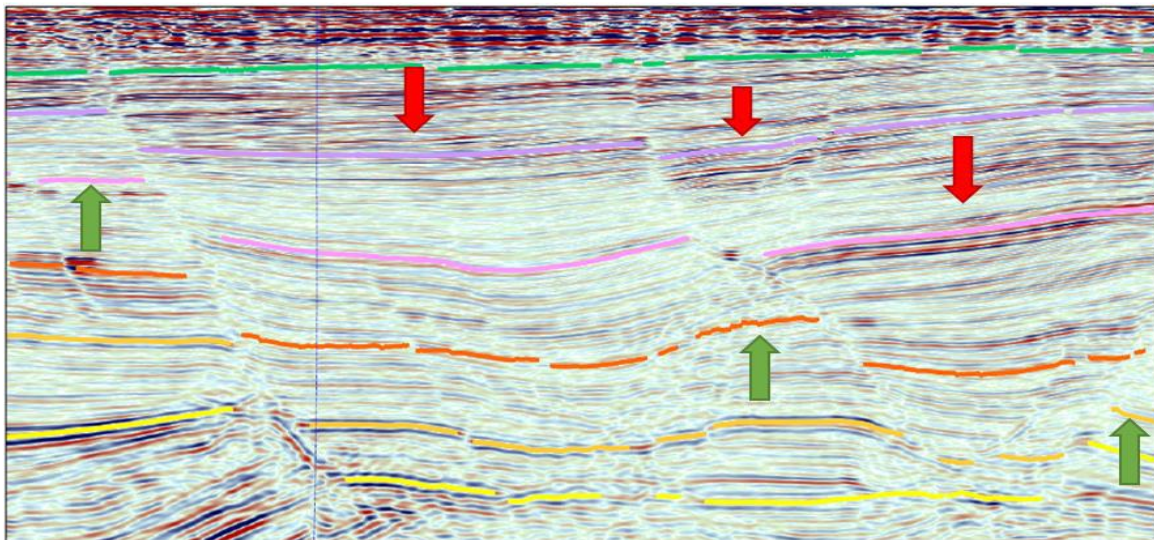


Figura 4.3.1. 4. Sección sísmica interpretada a nivel Cenozoico donde las flechas rojas señalan bloques hundidos y las flechas verdes bloques levantados utilizando Landmark DecisionSpace®.

Se concluyó que todas las fallas encontradas en el Cenozoico corresponden a fallas normales. En la figura 4.3.1.5 se puede observar una serie de fallas normales

escalonadas, las cuales se consideraron como fallas secundarias debido al pequeño salto de falla existente. La sección muestra la tendencia de los bloques a desplazarse hacia abajo. También se observa el hundimiento del bloque central, delimitado por dos fallas normales que divergen dando lugar a la formación de un graben. Por lo que la interpretación de los horizontes es afectada por estas fallas normales.

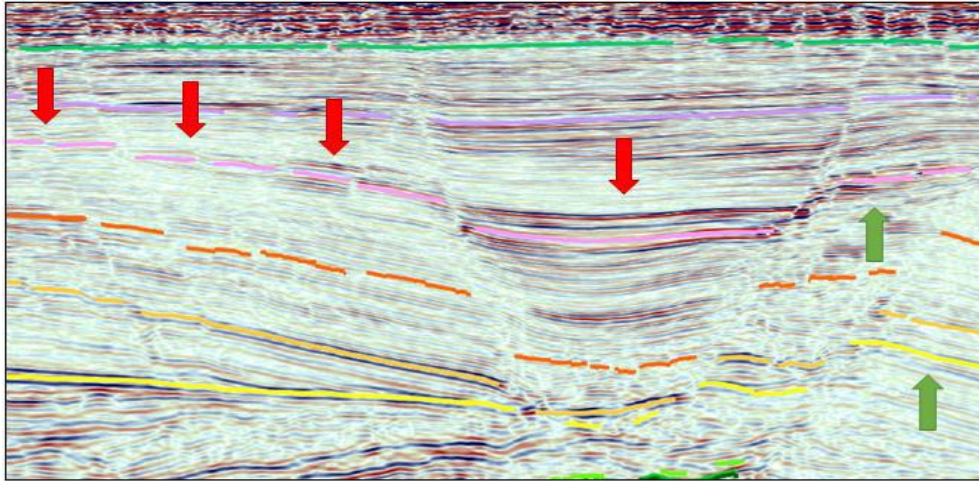


Figura 4.3.1. 5. Sección sísmica interpretada por la zona del pozo PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.

En la parte oeste del área de estudio se observó la existencia de una sal delimitada por una existencia de reflectores caóticos, la cual se identificará como Sal Autóctona. Esta sal provocó la inclinación de un bloque tal y como se muestra en la figura 4.3.1.6

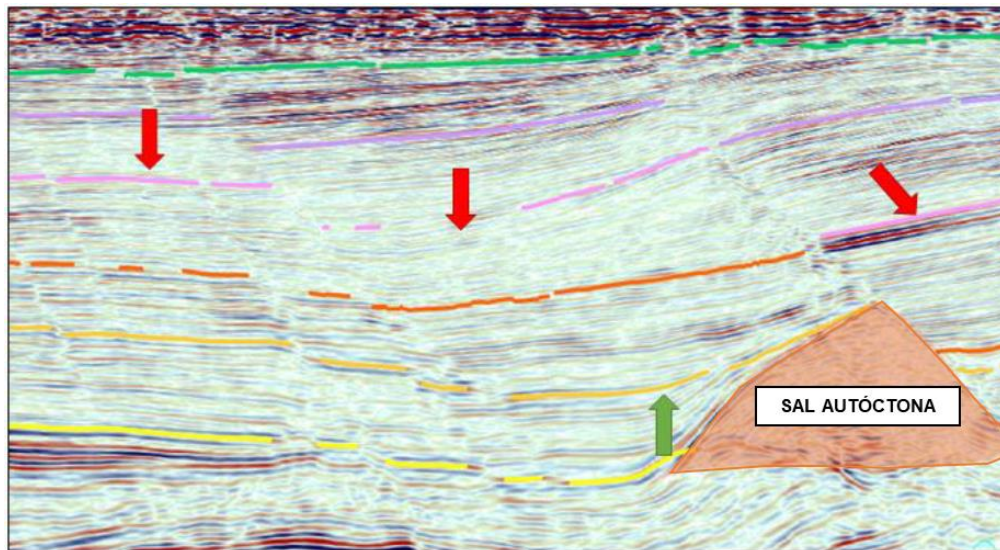


Figura 4.3.1. 6. Sección sísmica interpretada con sal Cenozoica sombreada utilizando Landmark DecisionSpace®.

La sal al desplazarse a la posición mostrada en la sección anterior provocó compresión dando lugar a que el bloque del lado derecho se desplazará. La sal a su vez provocó la pérdida del reflector del Mioceno Inferior, ya que al momento de que la sal intrusión hizo que el mioceno Inferior truncara contra ella. El efecto de la sal contra el Mioceno Medio fue que este se plegó de tal manera que se posicionó en la cima de la sal.

Como se había mencionado anteriormente el campo Pérez, está representado por una estructura anticlinal alargado con rumbo NW-SE, delimitado hacia el sur por una falla tipo normal con dirección E-W. Al realizar el rayado de los horizontes Mesozoicos se observó la tendencia del anticlinal, la interpretación en línea y traza, permitió visualizar de una mejor manera dicho anticlinal y también se observa claramente la existencia de una falla normal.

Es importante mencionar que, en la parte central del campo debido a la falla normal, se observa el desplazamiento hacia abajo del bloque Mesozoico, por lo tanto, los horizontes interpretados mantienen esa tendencia. En el lado Este de la zona de interés del campo existe otro anticlinal con dirección N-SE de acuerdo con la interpretación realizada. En esta estructura se encuentran los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101. De acuerdo la información obtenida del pozo PEREZ-1, este pozo es productor de aceite, por lo que esta estructura se considera de gran importancia para la producción de hidrocarburos, así como para futuras localizaciones.

En la figura 4.3.1.7 se muestra una sección por los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 donde se observa claramente en los reflectores interpretados la tendencia de un anticlinal.

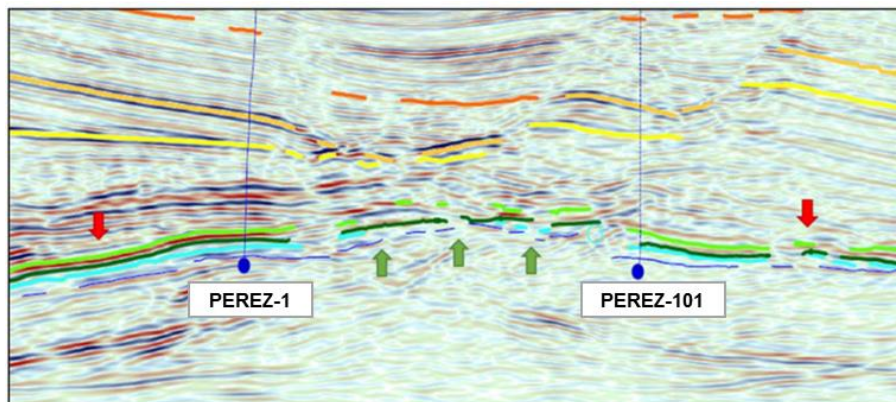


Figura 4.3.1. 7. Sección sísmica con los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.

En la figura 4.3.1.8 se puede observar los anticlinales interpretados del campo Pérez en 3D.

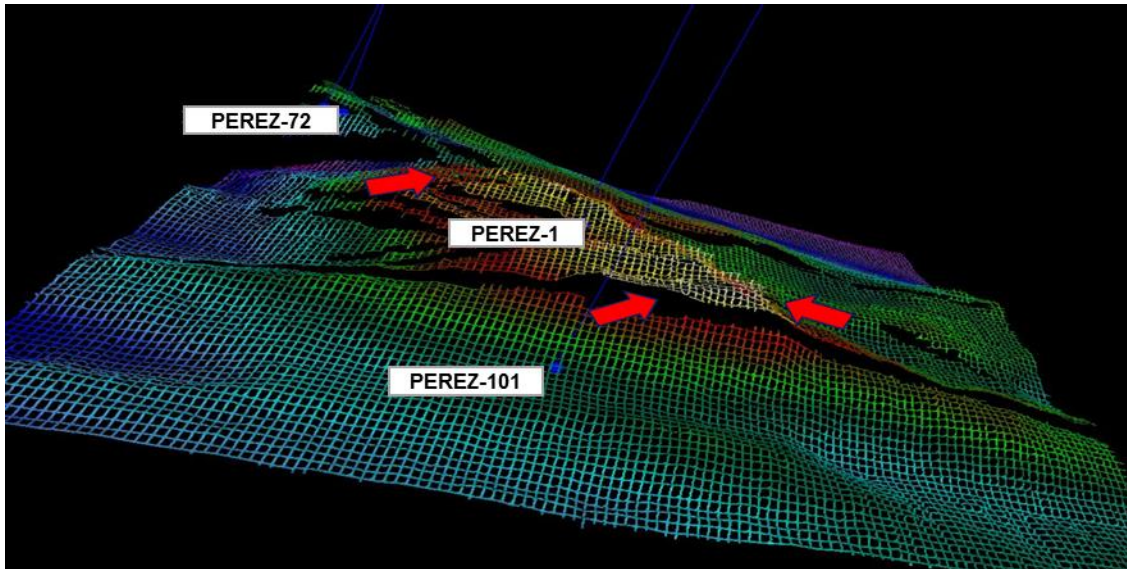


Figura 4.3.1. 8. Malla en 3D del KM con los anticlinales señalados utilizando Landmark DecisionSpace®.

A continuación, se mostrarán los mapas en 2D y 3D de las mallas de los horizontes interpretados.

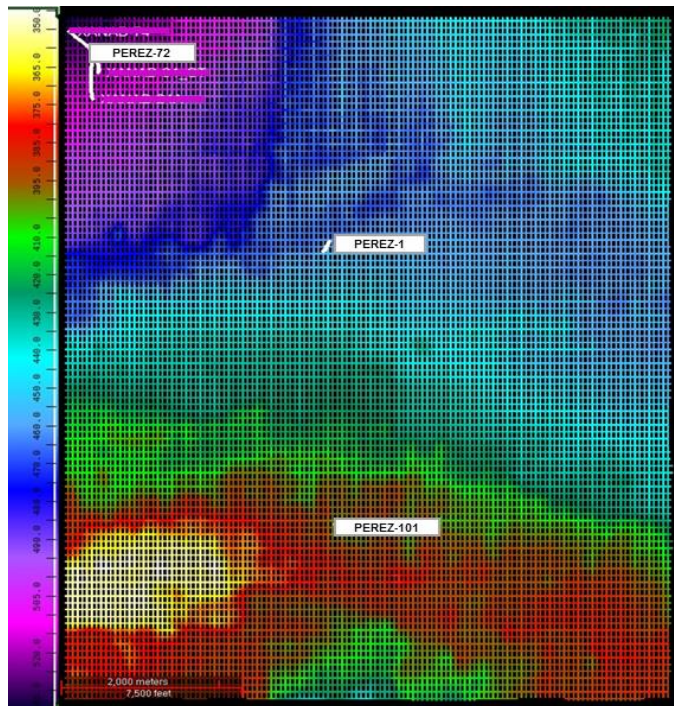


Figura 4.3.1. 9. Interpretación del horizonte PLIS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

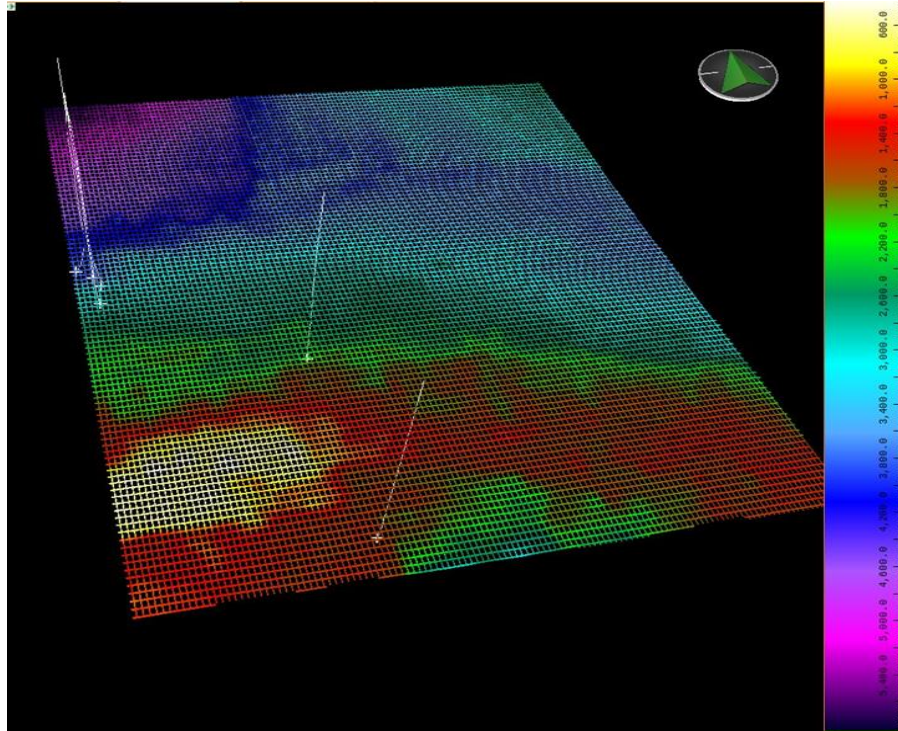


Figura 4.3.1. 10. Vista 3D del horizonte PLIS utilizando Landmark DecisionSpace®.

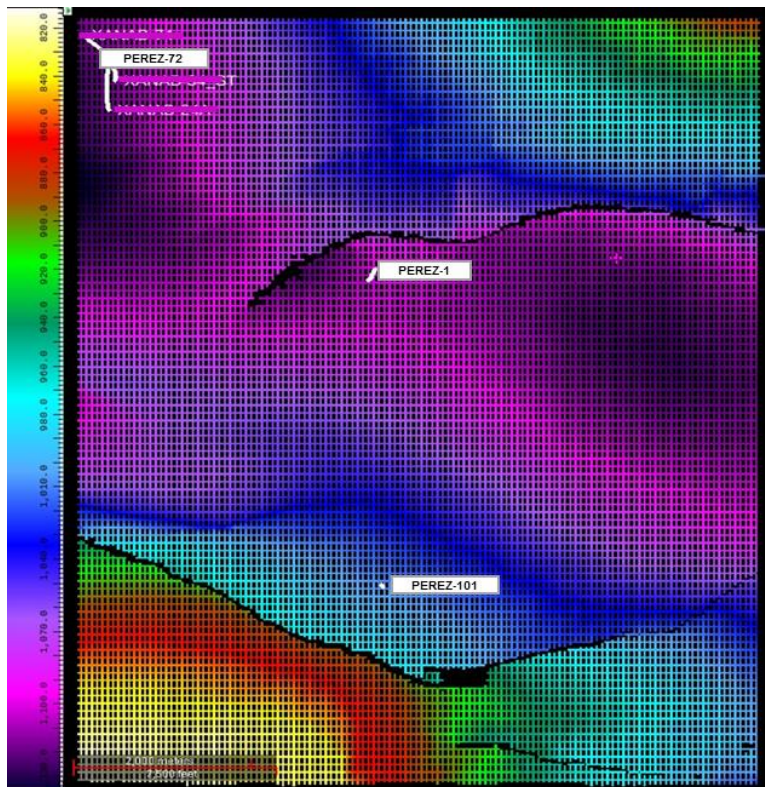


Figura 4.3.1. 11. Interpretación del horizonte PLIM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

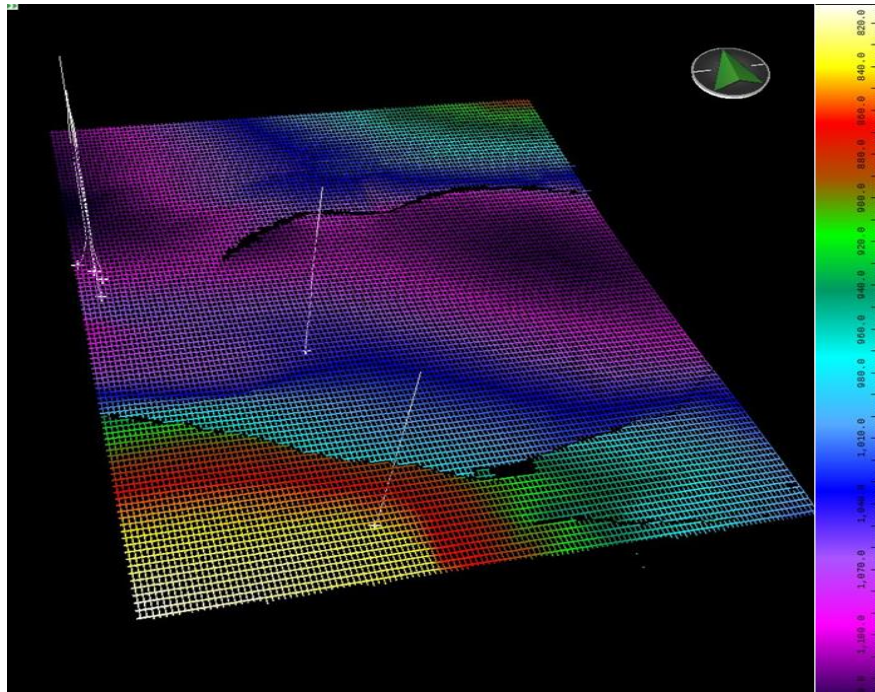


Figura 4.3.1. 12. Vista 3D del horizonte PLIM utilizando Landmark DecisionSpace®.

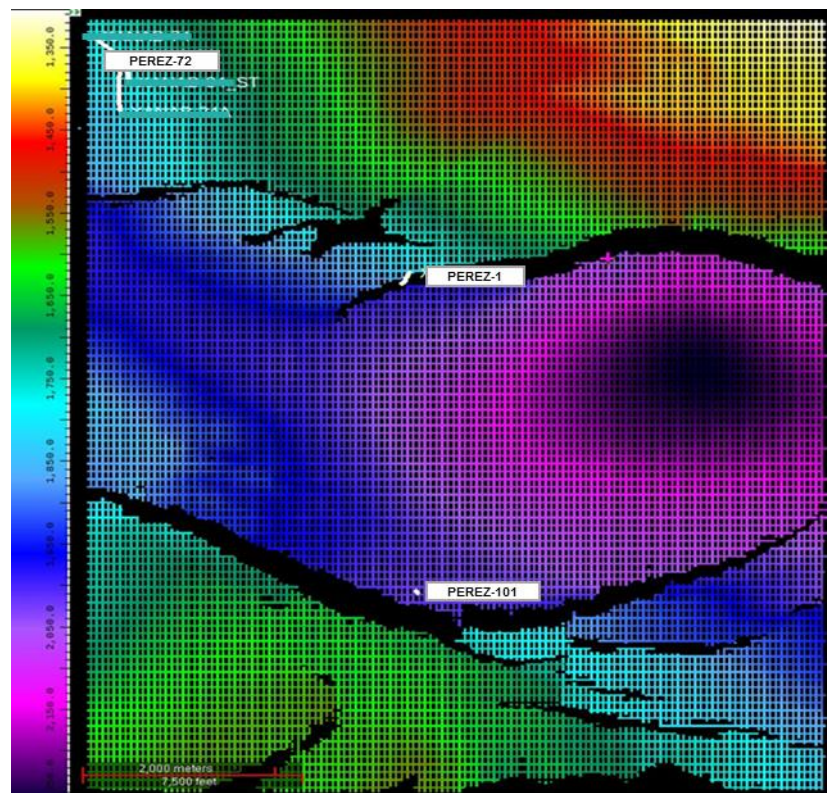


Figura 4.3.1. 13. Interpretación del horizonte PLII con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

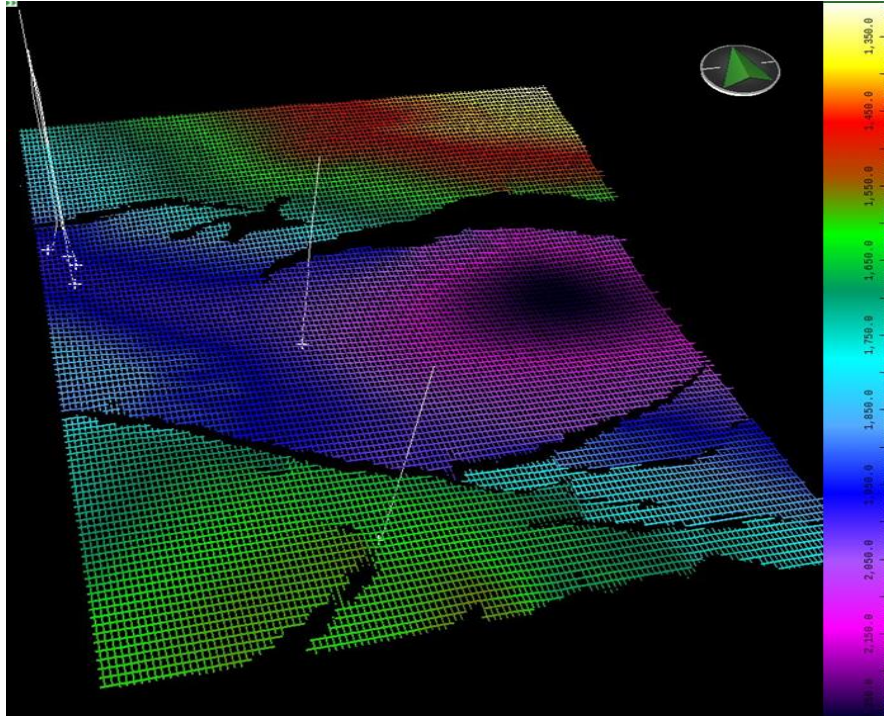


Figura 4.3.1. 14. Vista 3D del horizonte PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.

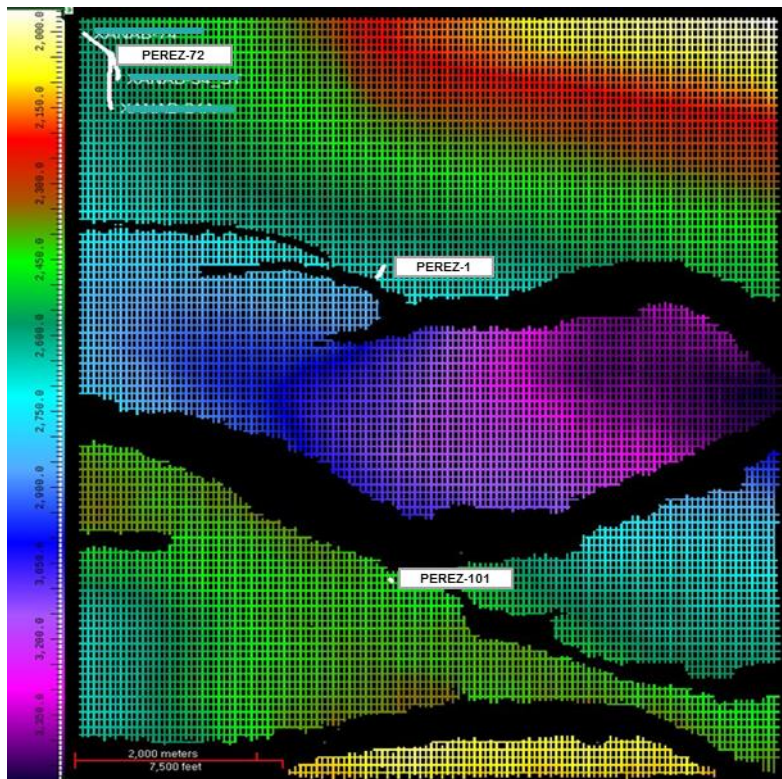


Figura 4.3.1. 15. Interpretación del horizonte MS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

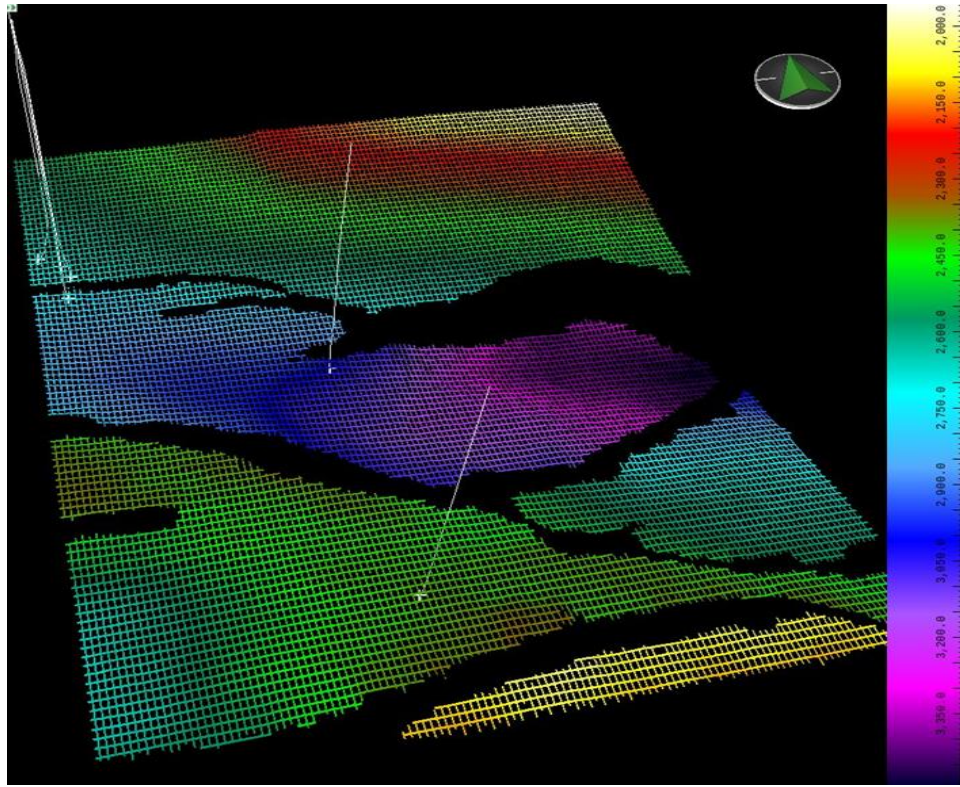


Figura 4.3.1. 16. Vista 3D del horizonte PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.

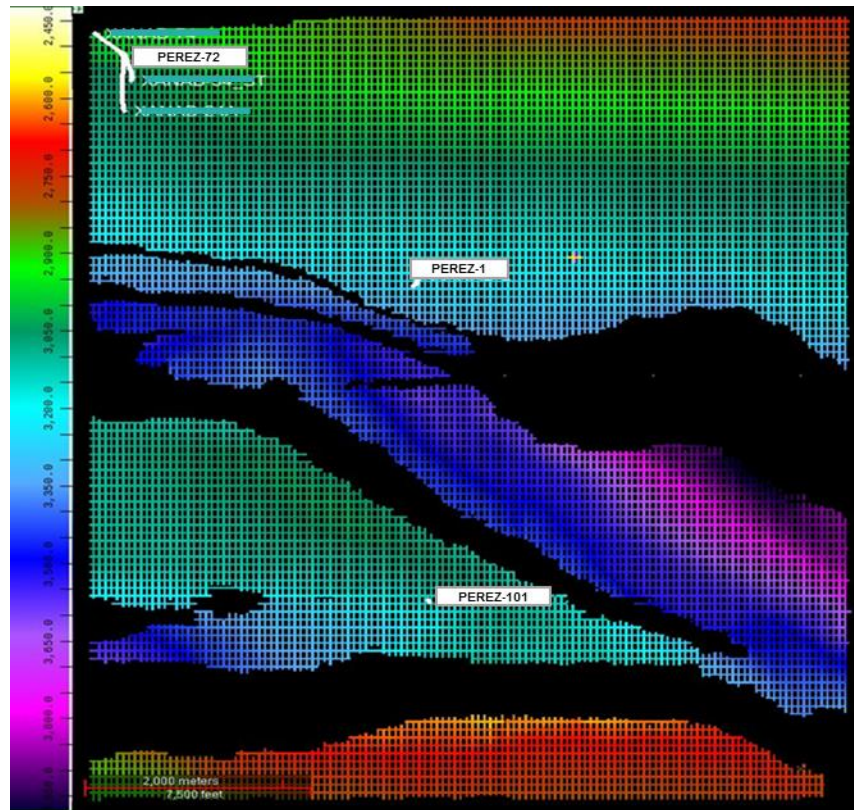


Figura 4.3.1. 17. Interpretación del horizonte MM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

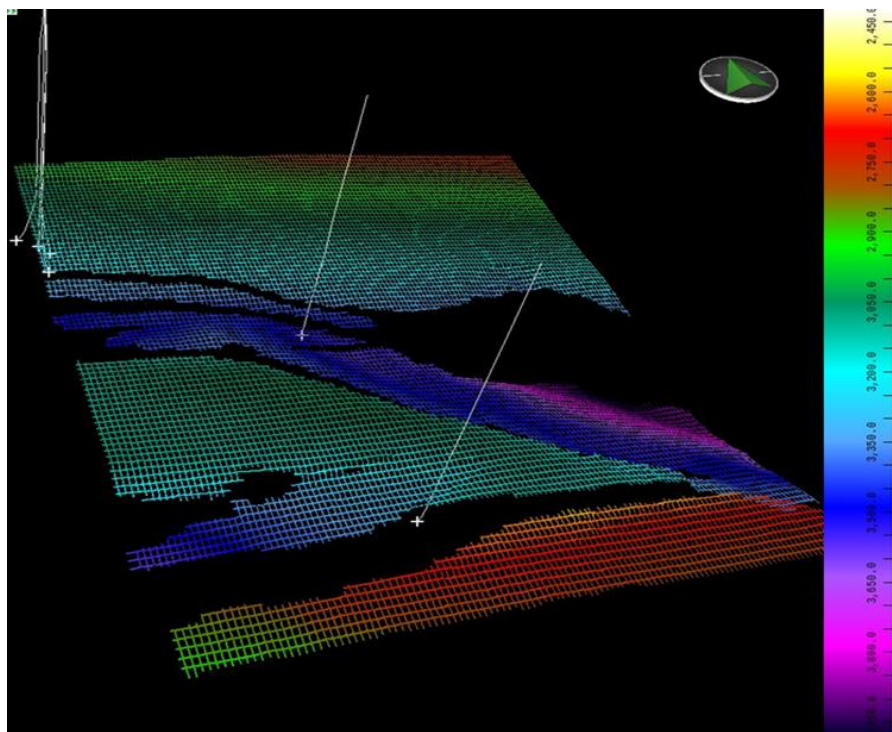


Figura 4.3.1. 18. Vista 3D del horizonte MM utilizando Landmark DecisionSpace®.

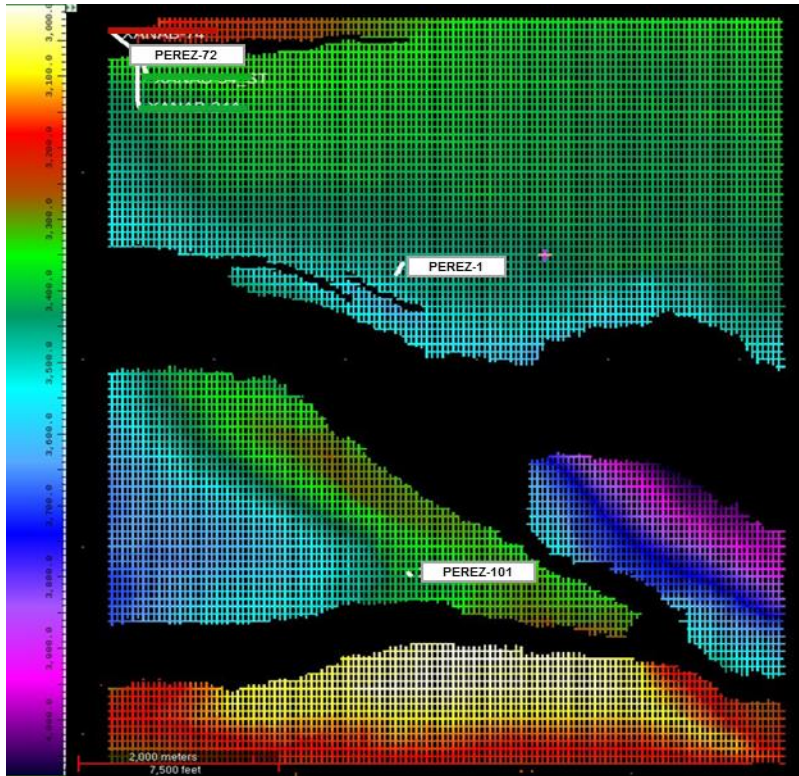


Figura 4.3.1. 19. Interpretación del horizonte MI con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

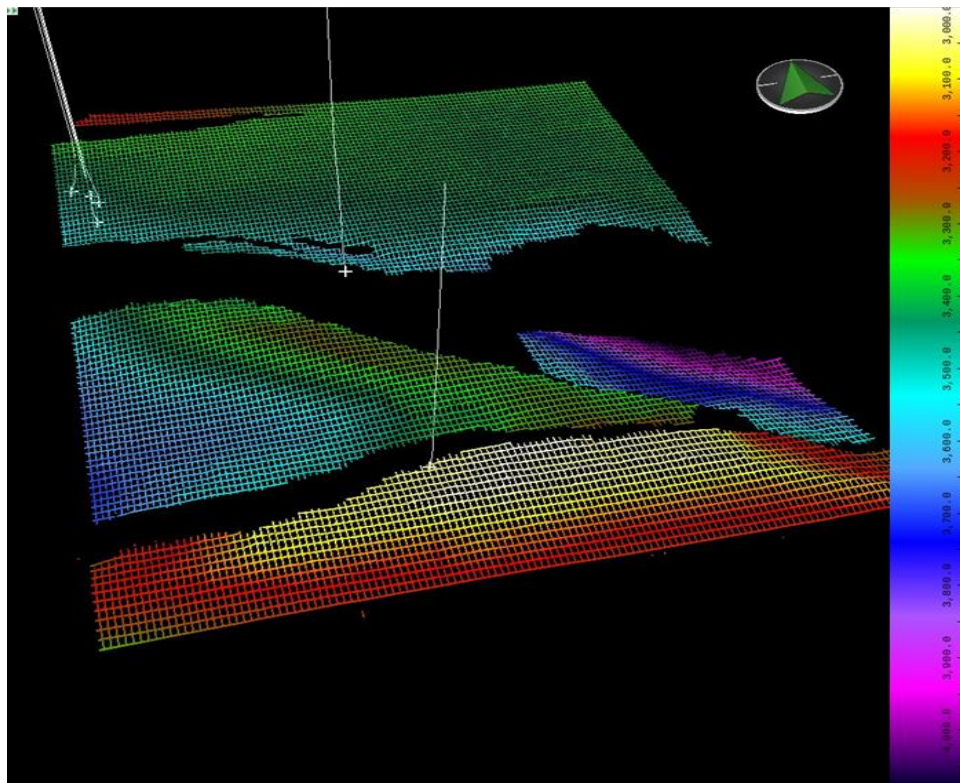


Figura 4.3.1. 20. Vista 3D del horizonte MI utilizando Landmark DecisionSpace®.

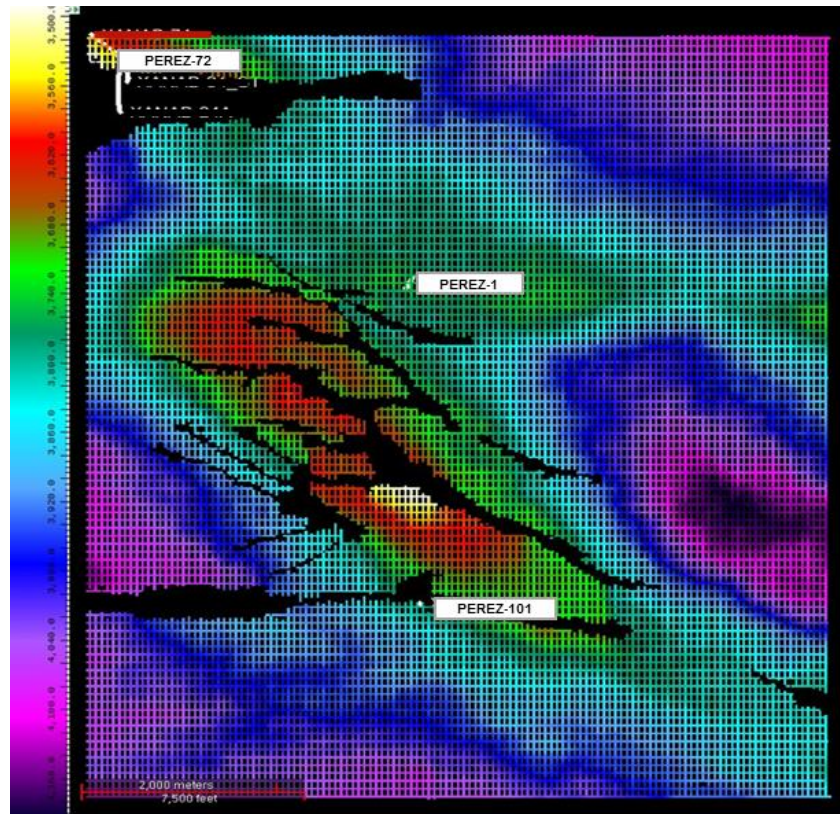


Figura 4.3.1. 21. Interpretación del horizonte OM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

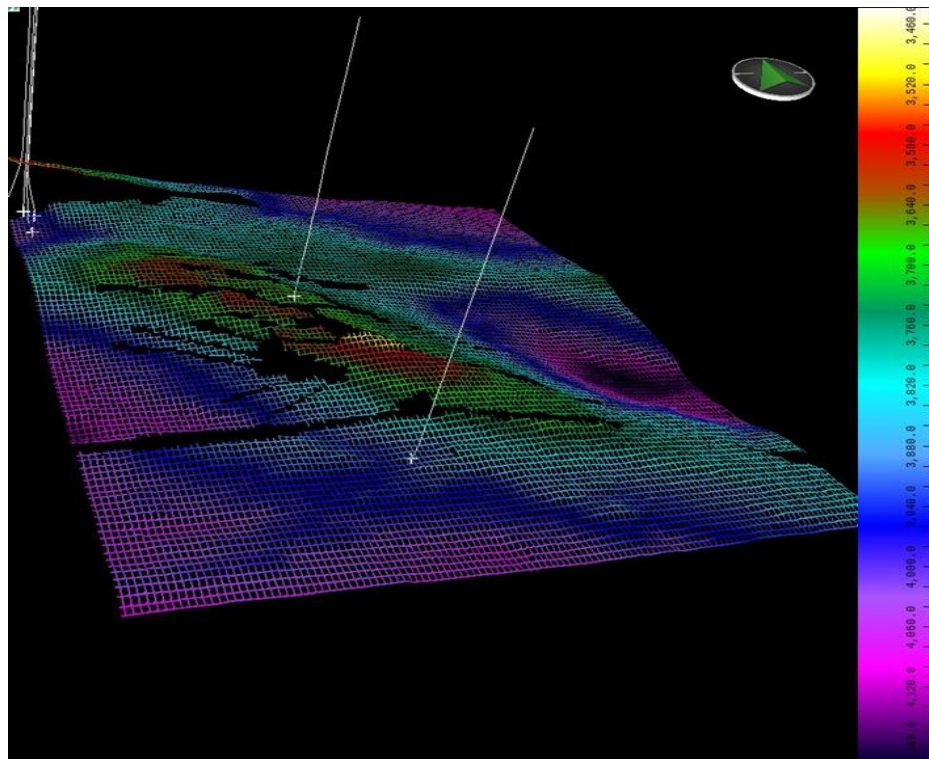


Figura 4.3.1. 22. Vista 3D del horizonte OM utilizando Landmark DecisionSpace®.

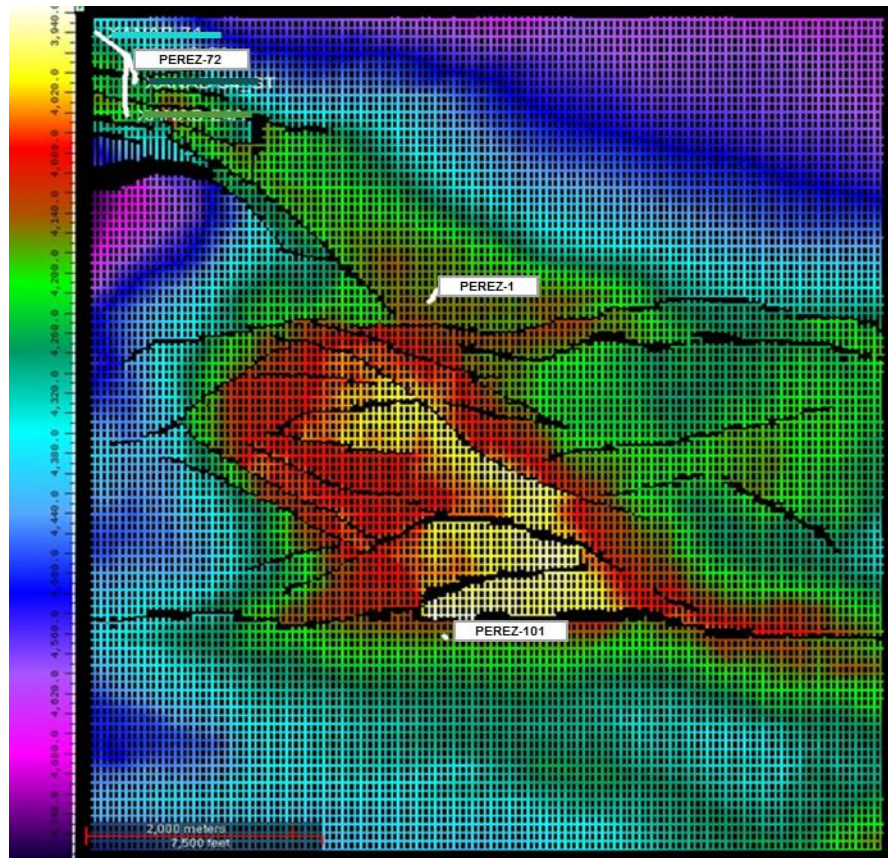


Figura 4.3.1. 23. Interpretación del horizonte KS con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

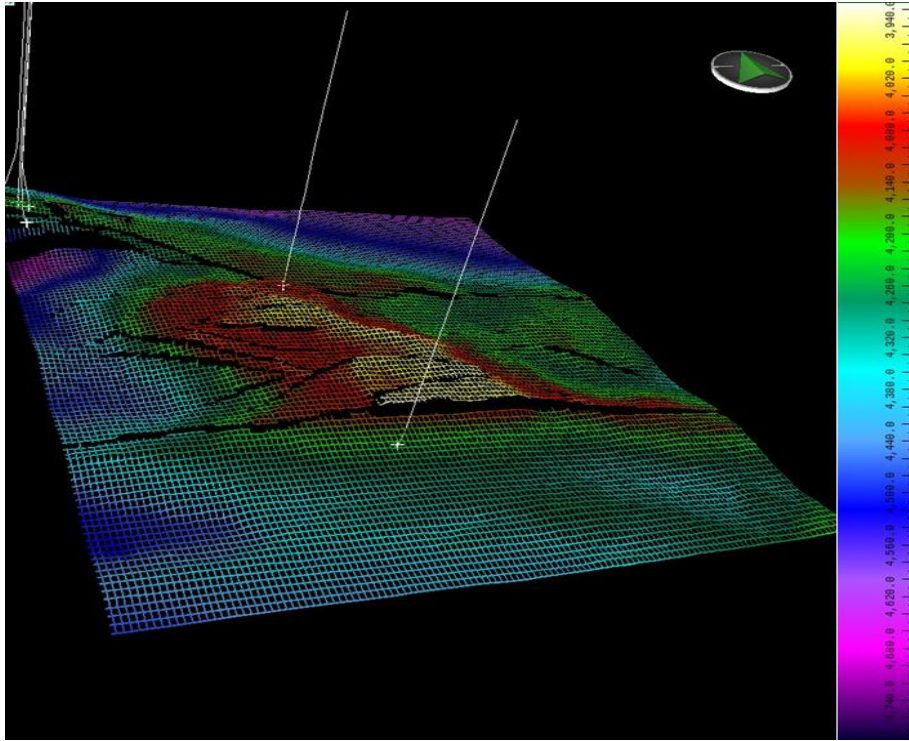


Figura 4.3.1. 24. Vista 3D del horizonte KS utilizando Landmark DecisionSpace®.

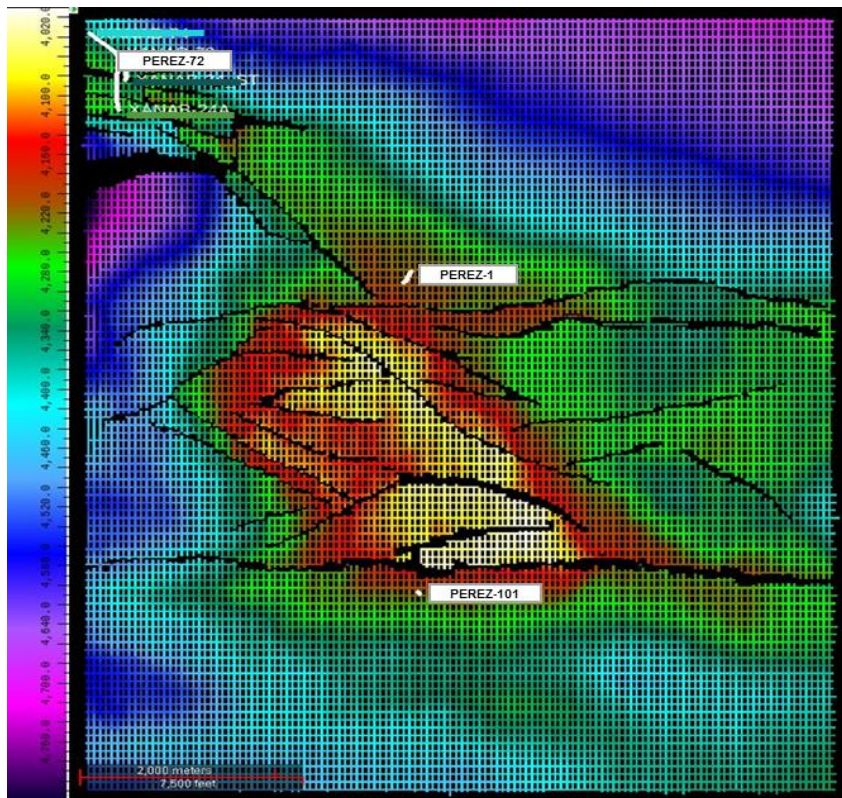


Figura 4.3.1. 25. Interpretación del horizonte KM con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

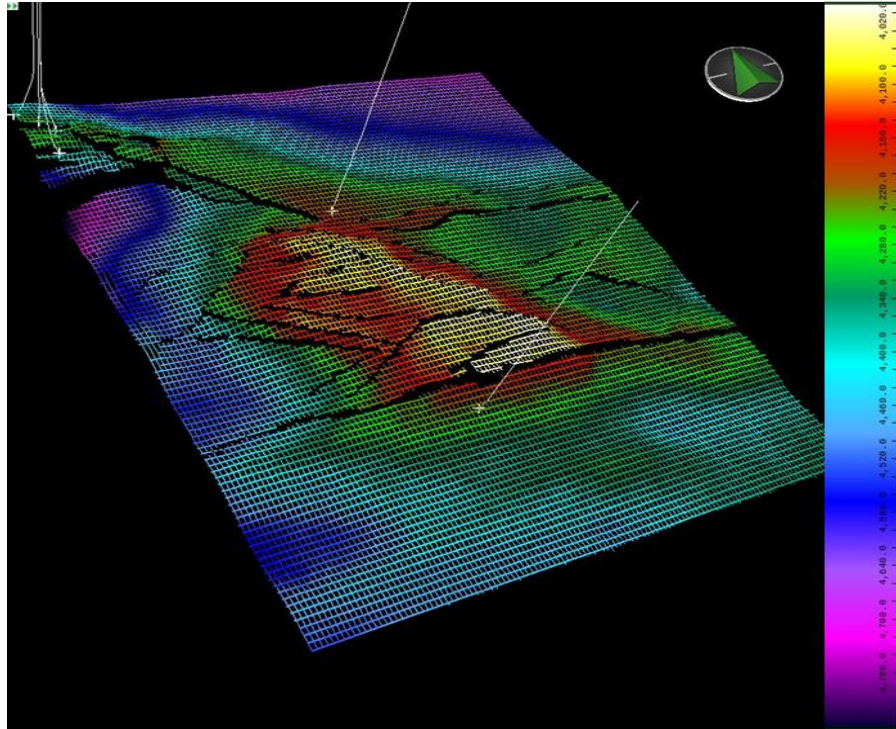


Figura 4.3.1. 26. Vista 3D del horizonte KM utilizando Landmark DecisionSpace®.

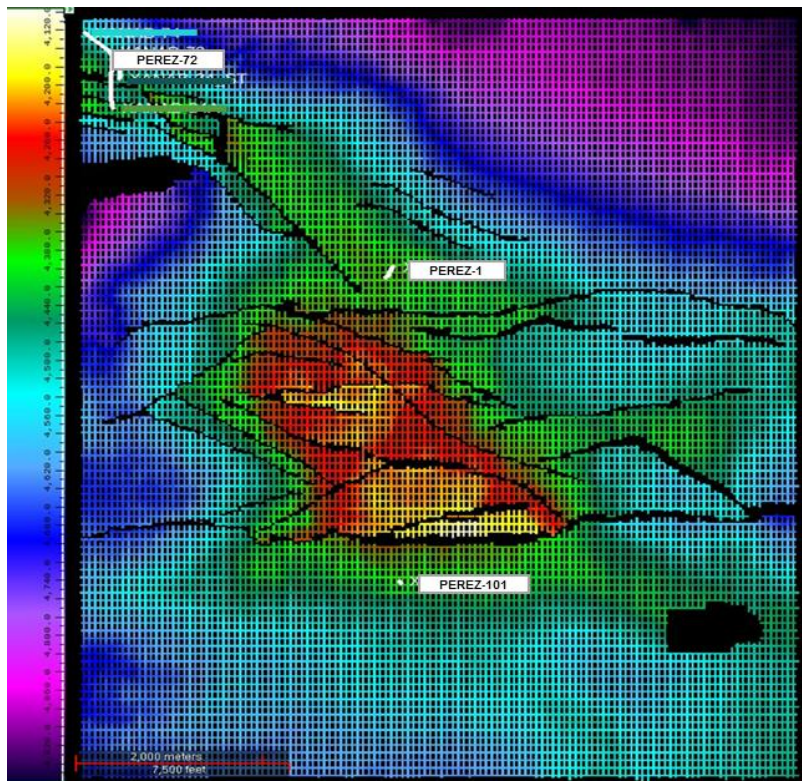


Figura 4.3.1. 27. Interpretación del horizonte JSK con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

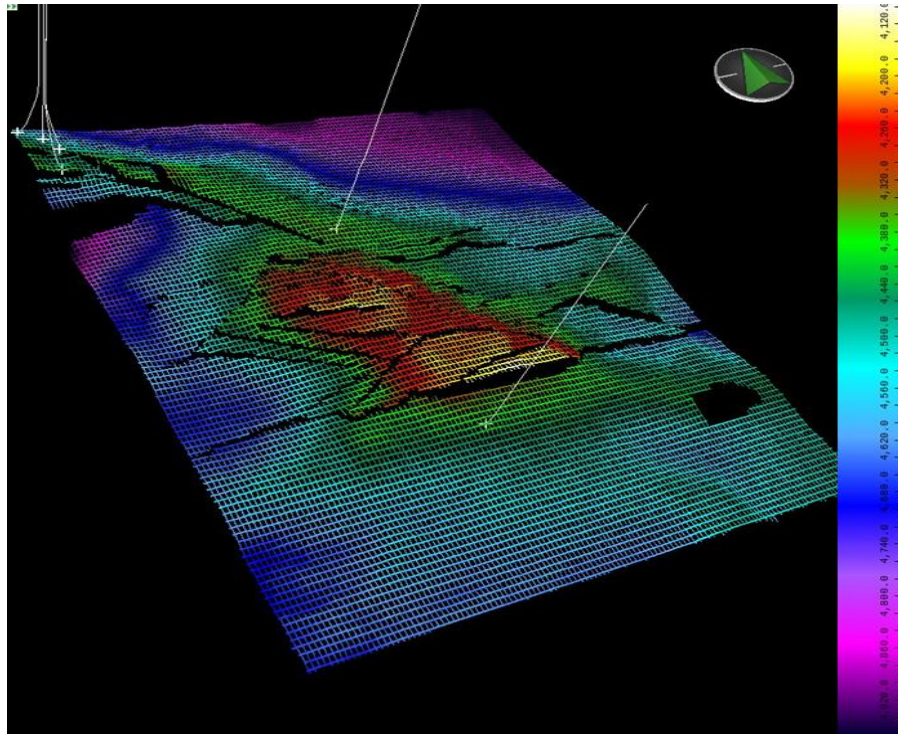


Figura 4.3.1. 28. Vista 3D del horizonte JSK utilizando Landmark DecisionSpace®.

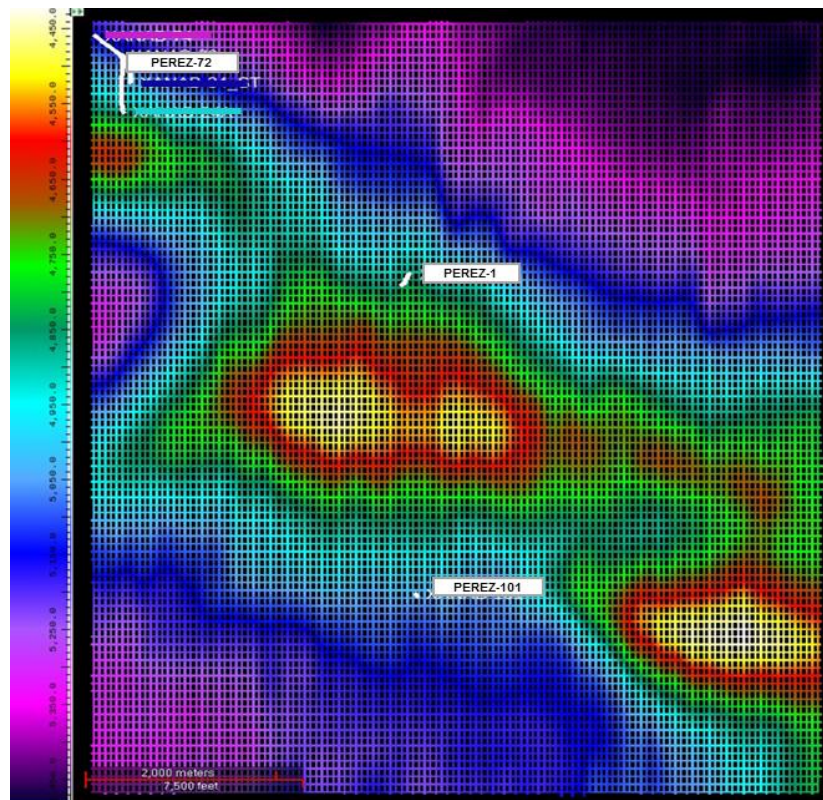


Figura 4.3.1. 29. Interpretación del horizonte Cima Sal Autóctona con un mallado de 4x4 utilizando Landmark DecisionSpace®.

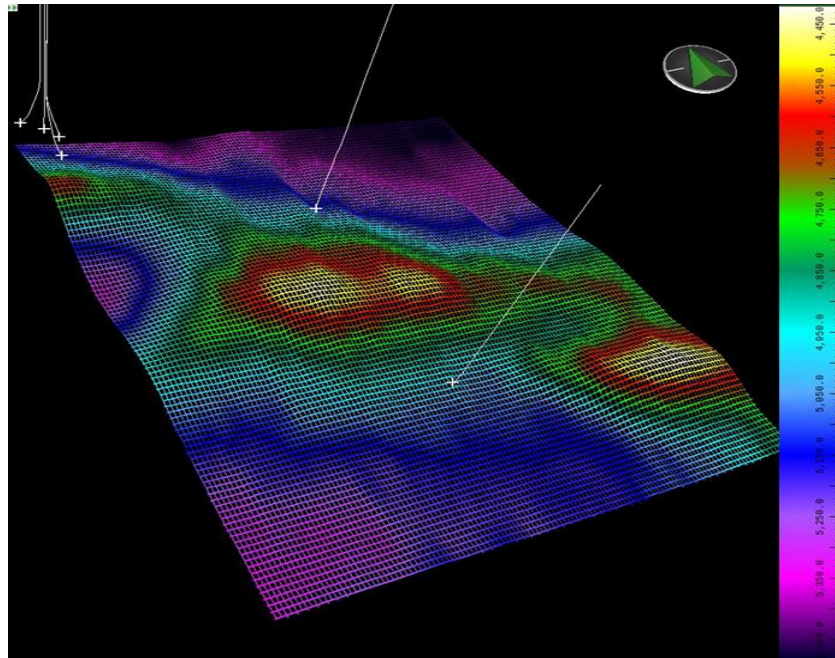
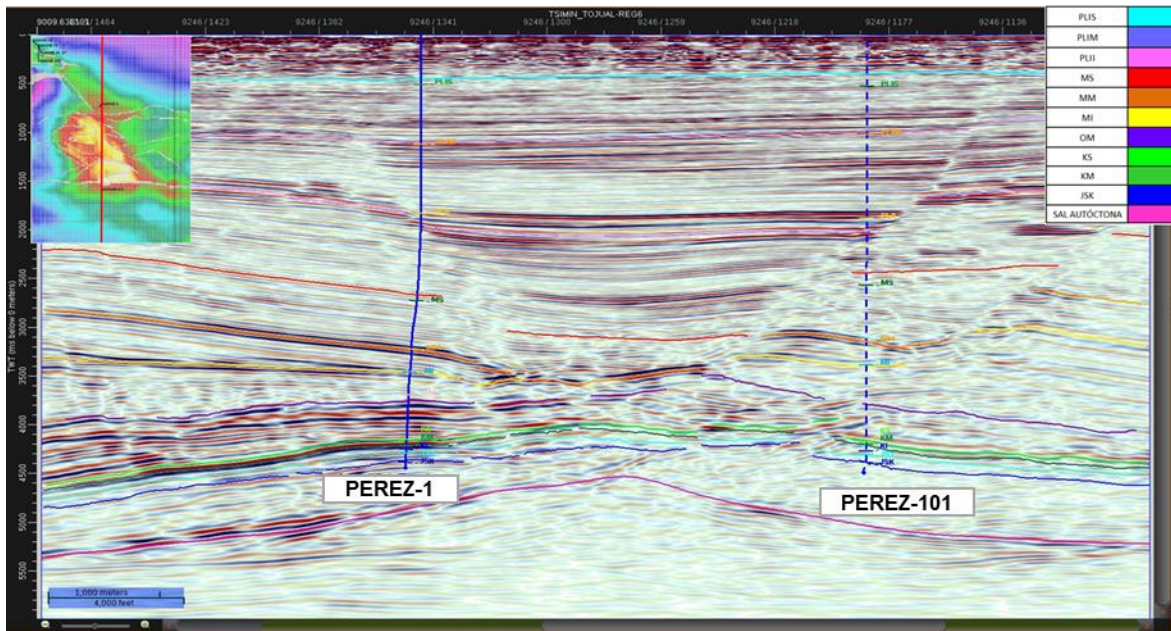


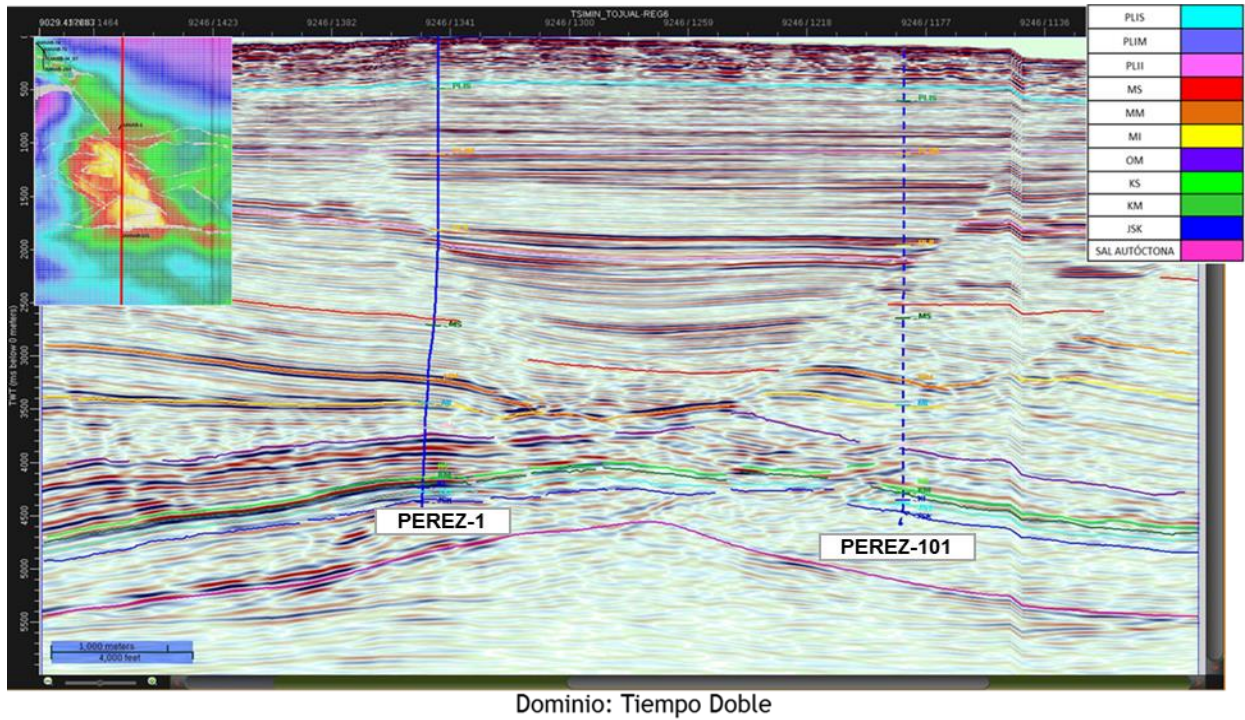
Figura 4.3.1. 30. Vista 3D del horizonte Cima Sal Autóctona utilizando Landmark DecisionSpace®.

Las siguientes figuras son secciones sísmicas en el dominio del tiempo (TWT) trazadas con la interpretación previamente realizada donde se puede apreciar la continuidad o discontinuidad de los horizontes. Dichas secciones fueron trazadas de diferentes direcciones.



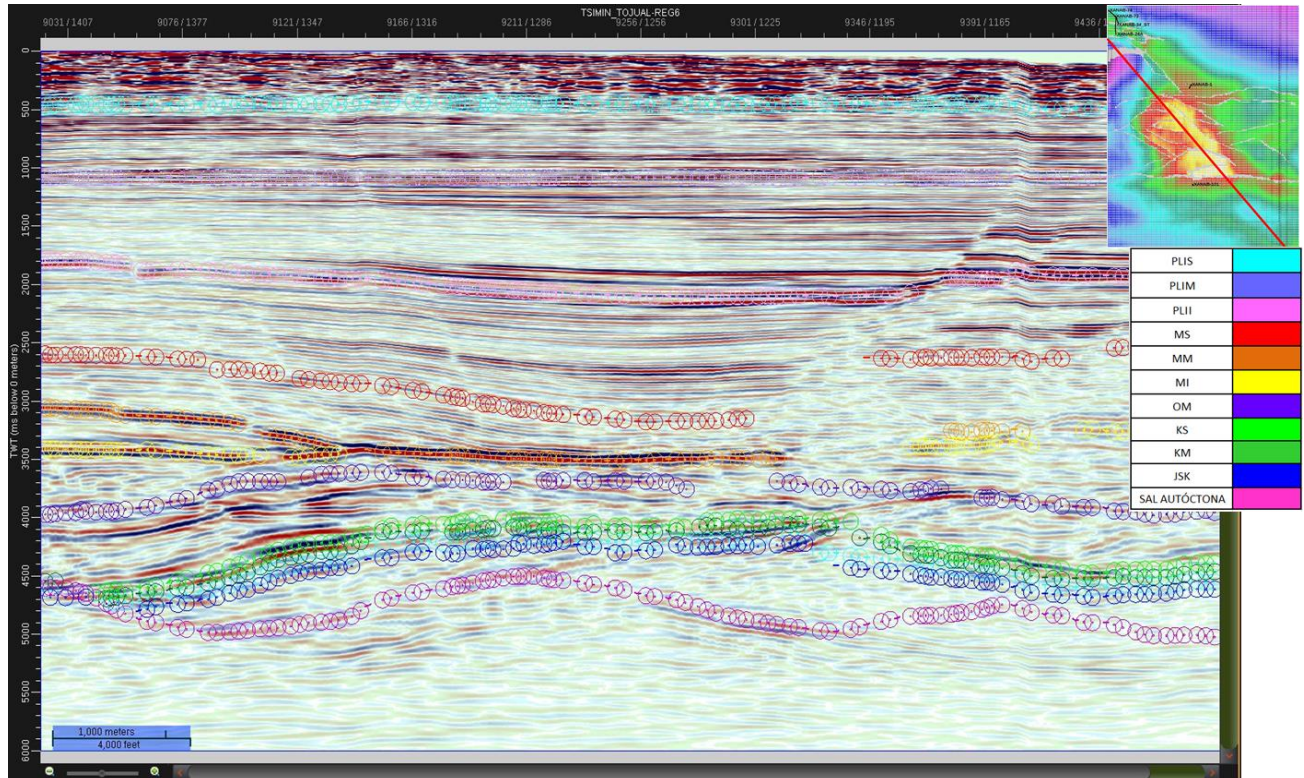
Dominio: Tiempo Doble

Figura 4.3.1. 31. Sección sísmica en la Inline 9246 con horizontes interpretados en los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.



Dominio: Tiempo Doble

Figura 4.3.1. 32. Sección sísmica en la Inline 9246 con horizontes interpretados con "Flattering" en los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.



Dominio: Tiempo Doble

Figura 4.3.1. 33. Sección sísmica transversal a la estructura para apreciar de mejor manera el echado de las fallas, con horizontes interpretados utilizando Landmark DecisionSpace®.

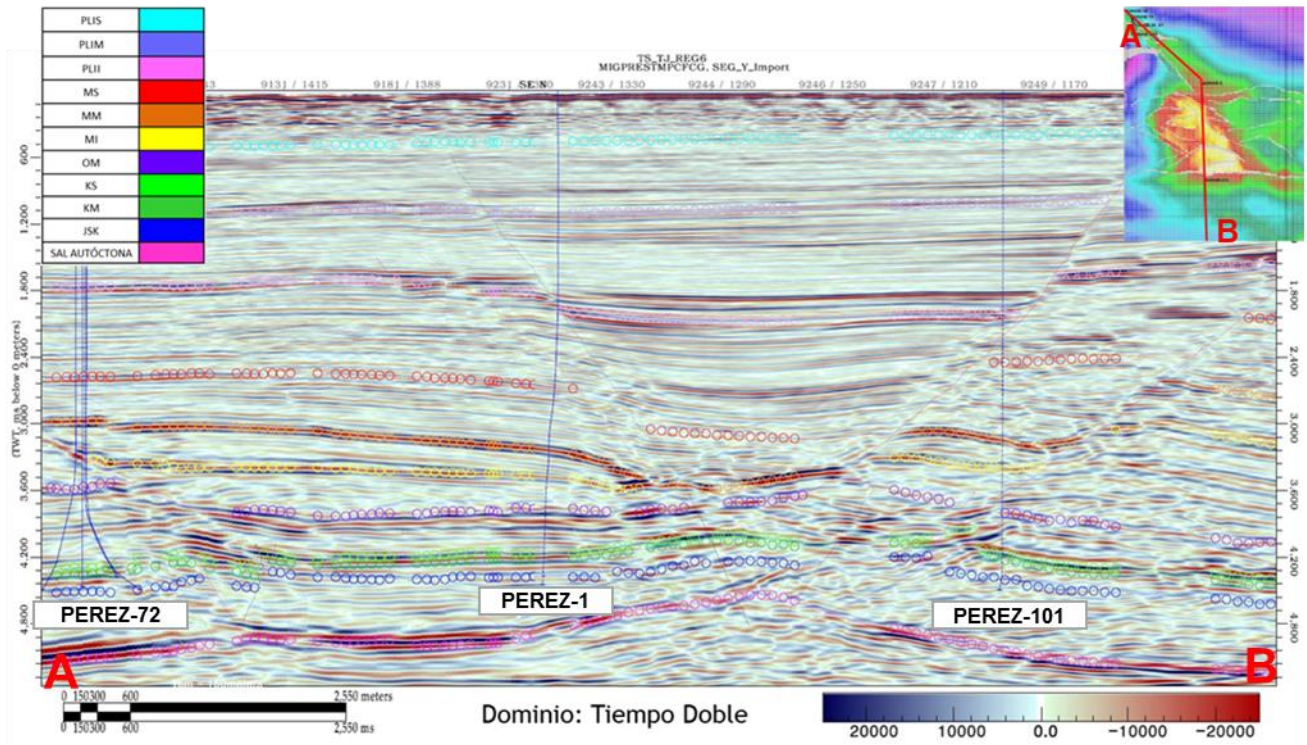


Figura 4.3.1. 34. Sección sísmica con horizontes interpretados pasando por los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.4.- INTERPRETACIÓN DE FALLAS

La interpretación de fallas en tiempo se realizó en el programa DecisionSpace de Landmark. En él se generaron las respectivas fallas a interpretar, donde se definió el nombre y el tipo de falla. Las fallas se interpretaron a través de secciones con y sin atributos sísmicos. Como control de calidad en las fallas, se visualizaron en 3D para darle un mejor modelado y obtener un buen plano de falla.

De acuerdo con la información geológica de la zona de estudio, se pudo identificar los tipos de falla, en el caso del Cenozoico, se concluyó la existencia de fallas normales y en el Mesozoico, tanto fallas normales como inversas. A su vez, las fallas se clasificaron en fallas principales y secundarias. Se denominaron fallas principales aquellas que afectaban a más de una formación y con un salto de falla representativo, mientras que las fallas secundarias fueron aquellas en las cuales solo afectaban a pocas formaciones con un salto de falla mínimo. En la siguiente figura se muestra la malla del horizonte PLIM con los polígonos de fallas encerrados en color amarillo.

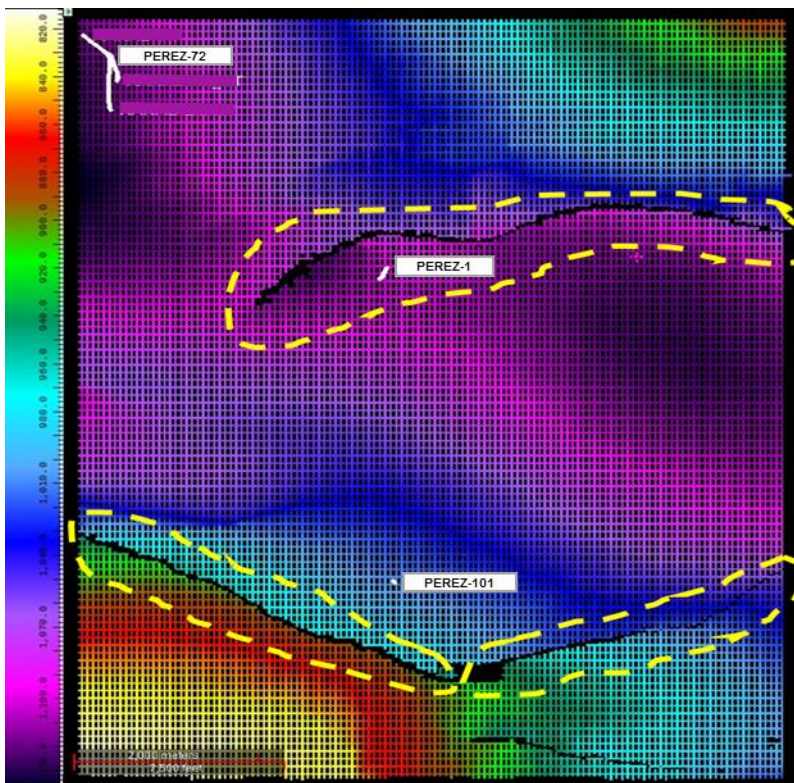


Figura 4.4. 1. Malla del horizonte PLIM con polígonos de fallas marcados utilizando Landmark DecisionSpace®.

La interpretación se realizó a partir de secciones perpendiculares al plano de falla. En el Cenozoico, la interpretación de las fallas se realizó en líneas (N-S) y en líneas aleatorias, al igual que para las fallas del Mesozoico, se utilizaron tanto líneas (N-S), como líneas aleatorias, para una mejor visualización e interpretación de las fallas.

Como se mencionó anteriormente, las fallas interpretadas a nivel Cenozoico, corresponden a fallas tipo normales, mientras que en el Mesozoico se pueden encontrar fallas normales e inversas. Se debe tener presente que la interpretación de los horizontes mesozoicos corresponde a un anticlinal alargado, dicha estructura es la que define la gran importancia del campo Pérez, donde la tectónica salina fue uno de los principales factores que propició su formación, ya que plegó e inyectó sal, fracturando así intensamente las rocas preexistentes del Cretácico, dando lugar a la generación de fallas normales e inversas. De acuerdo con Padilla y Sánchez (2007), la cuenca del Golfo de México estuvo sujeta a esfuerzos extensivos y la era Cenozoica se caracterizó por depósito de sedimentos, cuya sobrecarga dio origen a grandes fallas de crecimiento, las cuales se observan en las fallas principales del campo Pérez.

Seguidamente, se muestra una sección sísmica aleatoria, la cual cuenta con los horizontes interpretados, donde se muestran flechas que indican el desplazamiento de los bloques facilitando la interpretación de las fallas.

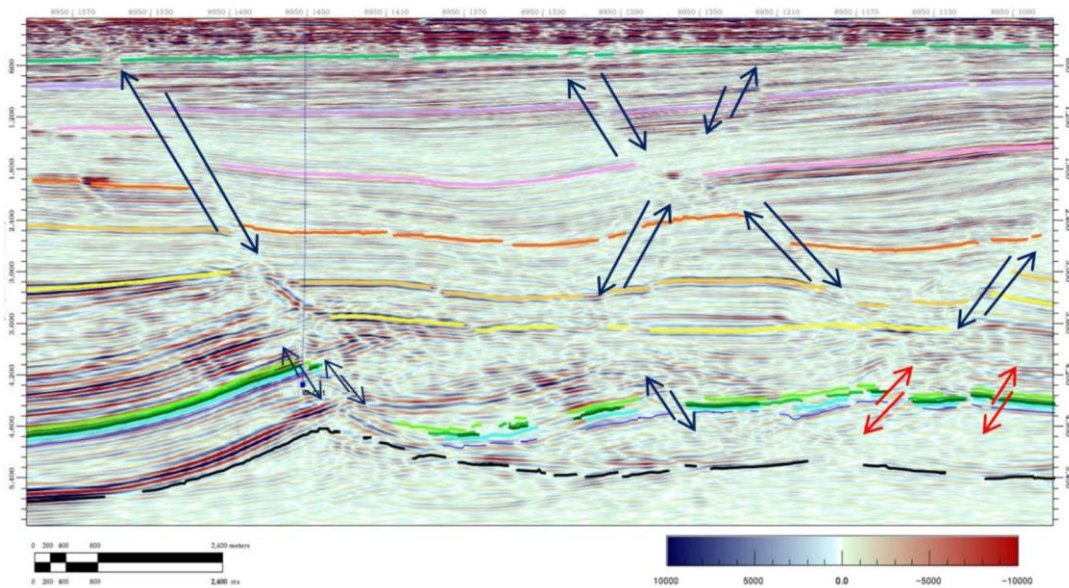


Figura 4.4. 2. Sección sísmica aleatoria indicando el desplazamiento de los bloques con flechas azules (normal) y flechas rojas (inversas) utilizando Landmark DecisionSpace®.

Se interpretaron un total de 8 Fallas Cenozoicas y 40 fallas Mesozoicas, las cuales fueron interpretadas cada 8 inlines (120 m) o en secciones aleatorias cada 120 m. Se utilizó una nomenclatura para identificar las fallas en la que “FI” es para fallas inversas, “FN” para fallas normales y para el caso de la edad geológica de las fallas, se identifica con las letras “T” y “M”, para Cenozoicas y Mesozoicas.

Nombre de Falla	Tipo de Falla	Era Geológica
_AMCA_2018_01	FI	MES
_AMCA_2018_02	FI	MES
_AMCA_2018_03	FI	MES
_AMCA_2018_04	FI	MES
_AMCA_2018_05	FN	MES
_AMCA_2018_06	FN	MES
_AMCA_2018_07	FI	MES
_AMCA_2018_08	FI	MES
_AMCA_2018_09	FI	MES
_AMCA_2018_10	FN	MES
_AMCA_2018_11	FI	MES
_AMCA_2018_12	FI	MES
_AMCA_2018_13	FI	MES
_AMCA_2018_14	FI	MES
_AMCA_2018_15	FI	MES
_AMCA_2018_16	FI	MES
_AMCA_2018_17	FI	MES
_AMCA_2018_18	FI	MES
_AMCA_2018_19	FI	MES
_AMCA_2018_20	FI	MES
_AMCA_2018_21	FI	MES
_AMCA_2018_22	FI	MES
_AMCA_2018_23	FI	MES
_AMCA_2018_24	FI	MES
_AMCA_2018_25	FI	MES
_AMCA_2018_26	FN	MES
_AMCA_2018_27	FN	MES
_AMCA_2018_28	FI	MES
_AMCA_2018_29	FN	MES
_AMCA_2018_30	FN	MES
_AMCA_2018_31	FI	MES
_AMCA_2018_32	FI	MES
_AMCA_2018_33	FI	MES
_AMCA_2018_34	FN	MES
_AMCA_2018_35	FI	MES
_AMCA_2018_36	FI	MES
_AMCA_2018_38	FI	MES
_AMCA_2018_39	FI	MES
_AMCA_2018_FN01	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN02	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN03	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN04	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN05	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN06	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN07	T	CENOZOICA
_AMCA_2018_FN08	T	CENOZOICA

Figura 4.4. 3. Fallas creadas con su tipo de falla y era geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.

A continuación, se muestra una sección sísmica que pasa por los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101, con la interpretación de fallas a nivel Cenozoico y Mesozoico, la cual muestra el comportamiento estructural de la zona.

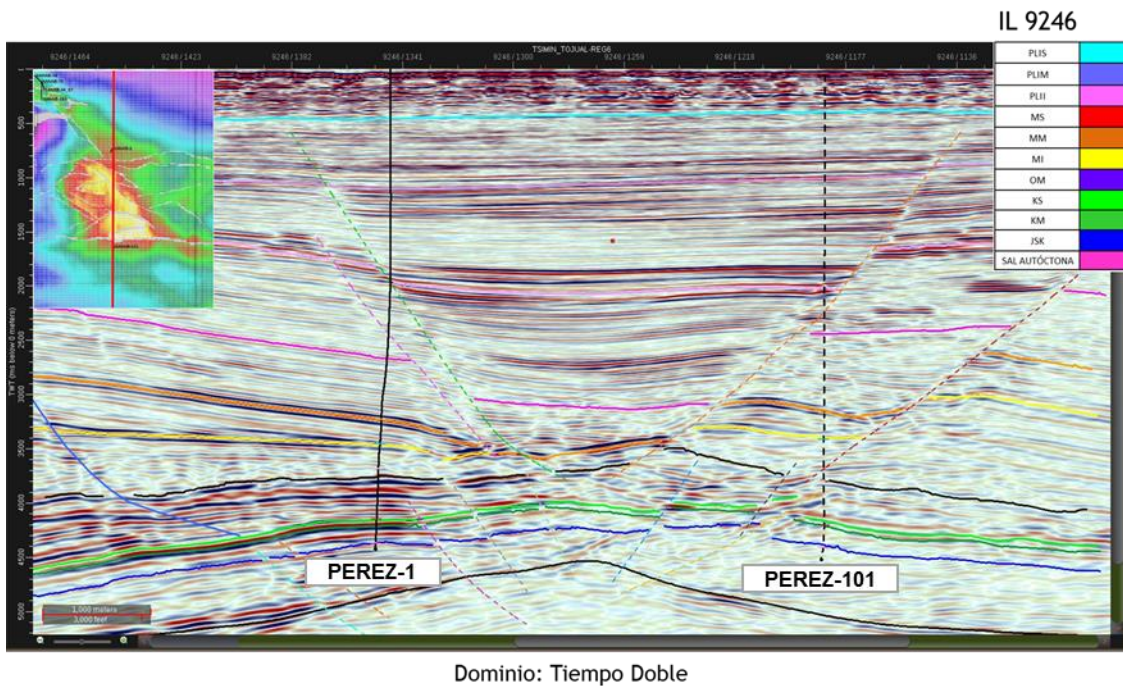


Figura 4.4. 4. Sección sísmica pasando por los pozos PEREZ-1 y PEREZ-101 con horizontes y fallas interpretadas utilizando Landmark DecisionSpace®.

Posteriormente, se muestran las fallas interpretadas a lo largo del campo Pérez, pasando por los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101.

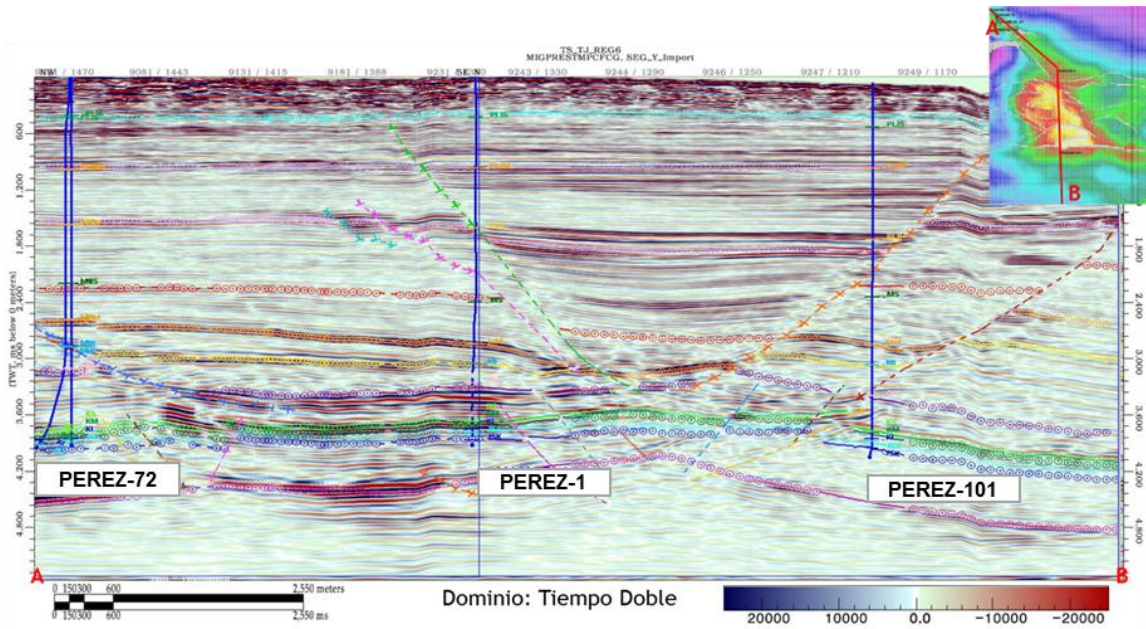


Figura 4.4. 5. Sección sísmica con horizontes y fallas interpretadas pasando por los pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101 utilizando Landmark DecisionSpace®.

Finalmente, se muestra una sección sísmica transversal a la estructura interpretada con los horizontes y fallas interpretadas.

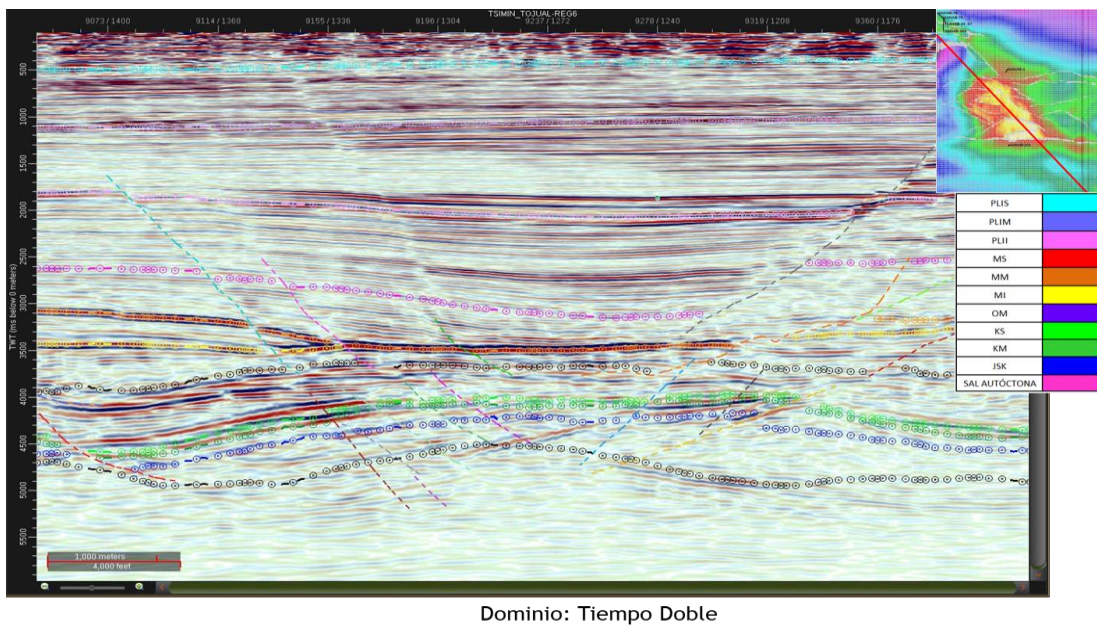


Figura 4.4. 6. Sección sísmica transversal a la estructura interpretada, con horizontes y fallas interpretadas (líneas discontinuas) que ayuda a visualizar el echado real de las fallas utilizando Landmark DecisionSpace®.

Para una mejor visualización y modelación de las fallas se utilizó una ventana de vista 3D, gracias a ella se permitió observar el plano de fallas para cada falla interpretada y así obtener un plano de falla regular que no presentara artefactos o picos que no correspondieran geológicamente a las fallas.

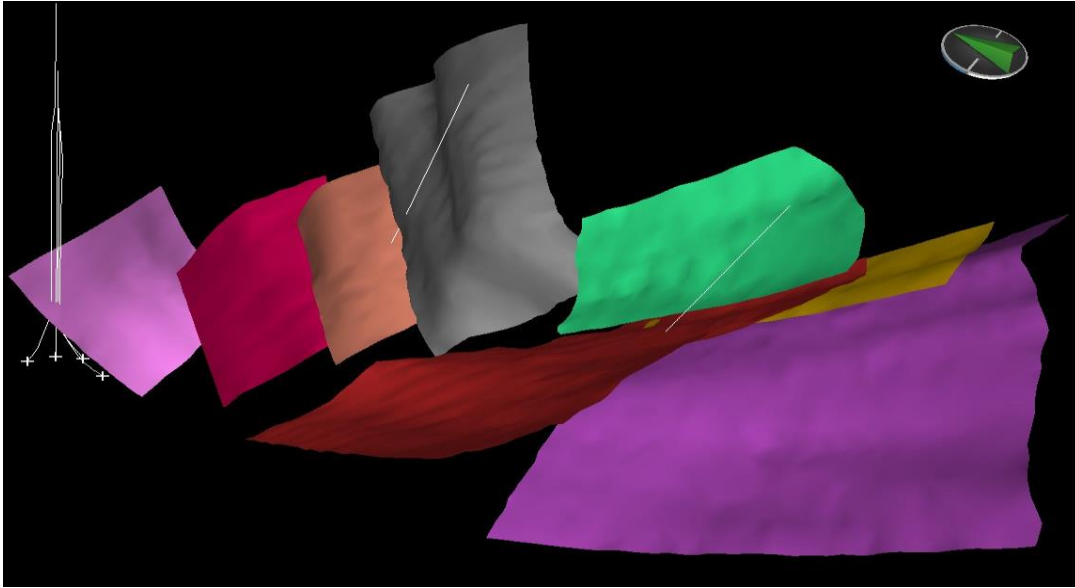


Figura 4.4. 7. Planos de fallas Cenozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.

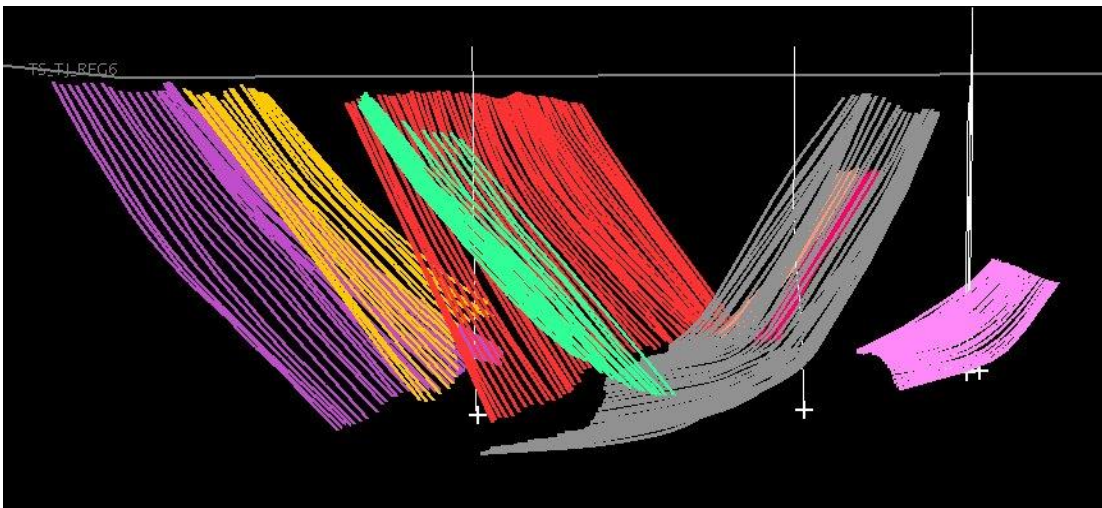


Figura 4.4. 8. Segmentos de fallas Cenozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.

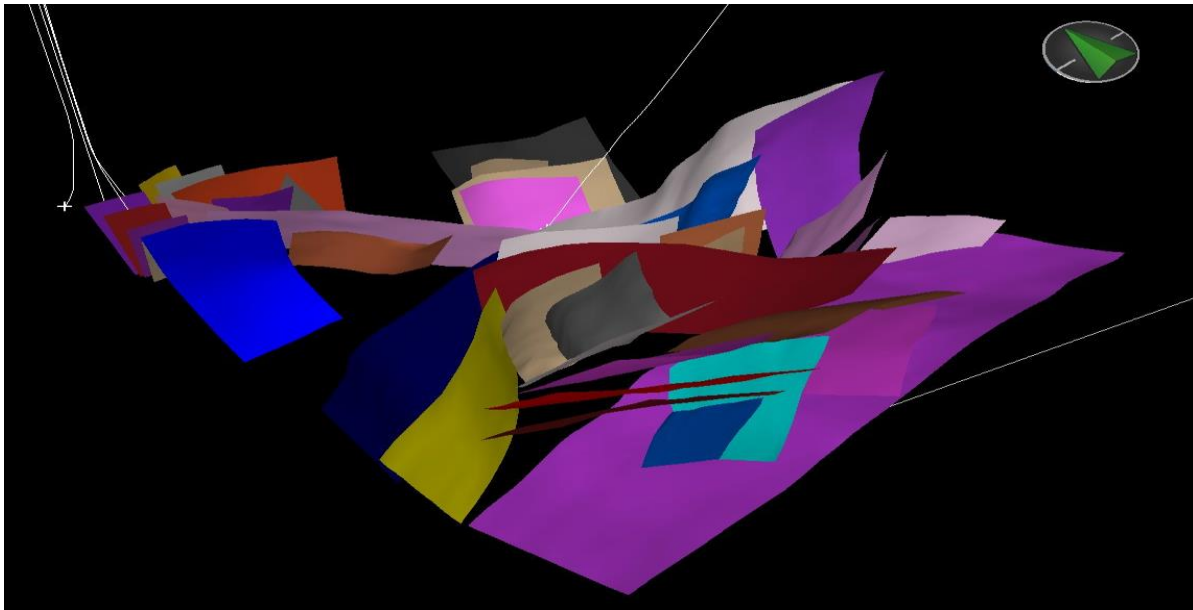


Figura 4.4. 9. Planos de fallas Mesozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.

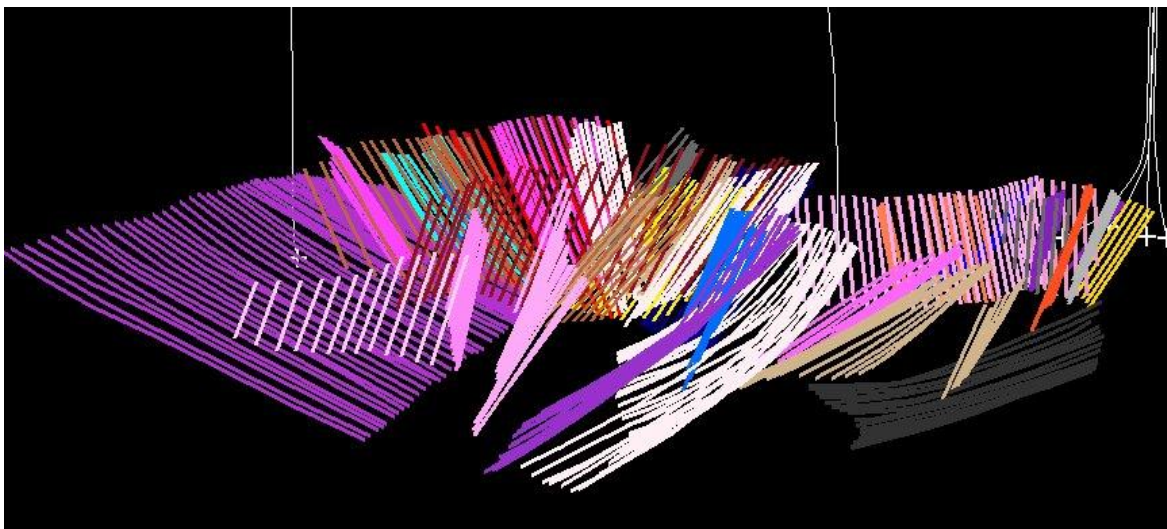


Figura 4.4. 10. Segmentos de fallas Mesozoicas vistas en una ventana 3D utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.5.-GENERACIÓN DEL MARCO DE TRABAJO (FRAMEWORK)

El programa utilizado para la generación del marco de trabajo fue DecisionSpace Geosciences de Landmark versión 10EP, dicho programa ofrece el módulo Dynamic Frameworks to Fill, el cual ayudan a los intérpretes a identificar y solucionar problemas que se pueden presentar en la interpretación de los horizontes y fallas. Esto ayuda a que no se tenga que hacer una reinterpretación o ajuste de estos y mejora la precisión del mapeo de prospectos y su desarrollo. Debido a que el programa esta en inglés, se usaran el nombre de las opción y/o herramientas tal como lo muestra el módulo.

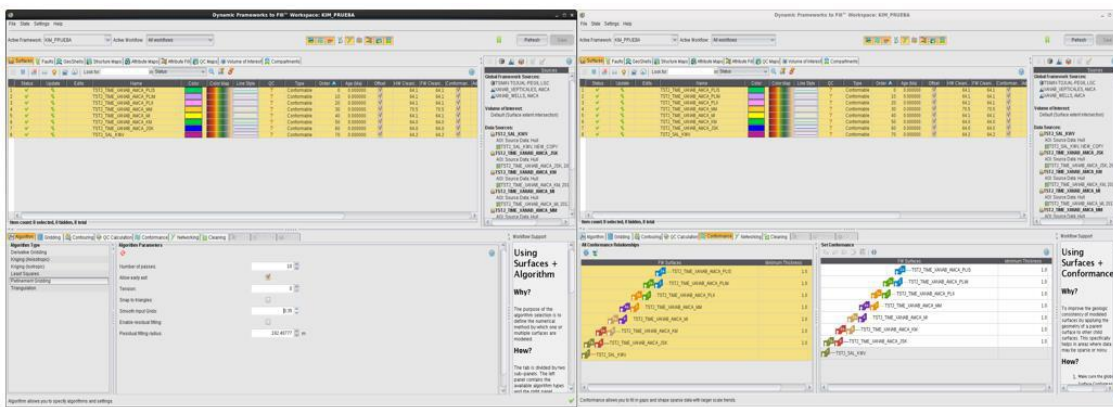


Figura 4.5. 1. Interfaz del módulo Framework con los horizontes y fallas agregadas utilizando Landmark DecisionSpace®.

El módulo Dynamic Frameworks to Fill ofrece una gran cantidad de herramientas muy útiles para la edición y mejoramiento de los horizontes y fallas, que contendrá dicho marco de trabajo, además muestra con signos de “Warning”, los problemas que puedan presentar los horizontes o fallas al momento de ingresarlos al marco de trabajo. Algunos de los problemas que presentan se pueden solucionar sin necesidad de recurrir a la reinterpretación, esto gracias a las herramientas que nos ofrece el módulo.

Las herramientas que se utilizaron principalmente en el módulo fueron son Conformance, Area Blank, Compartments, Trim Fault, Networking y Fault setting, a continuación, se explica cada una de ellas.

La herramienta “Conformance” permite separar o juntar los horizontes. Esto es de gran ayuda cuando los espesores de los horizontes son muy delgados, por lo que esta

herramienta los separa controlando la separación por el usuario, aumentando o disminuyendo el “thickness”.

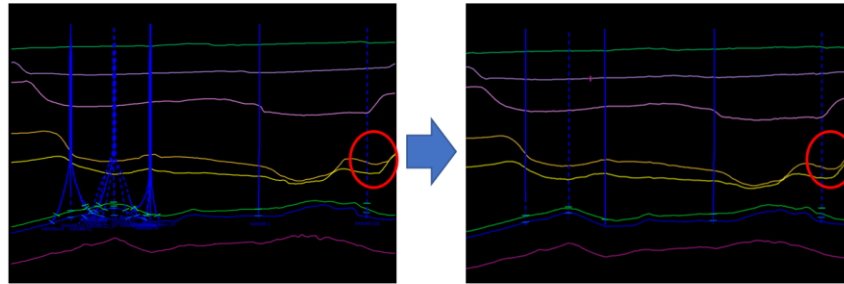


Figura 4.5. 2. Herramienta “Conformance” aplicado en los horizontes MM y MI utilizando Landmark DecisionSpace®.

La herramienta “Compartments” permite dividir los horizontes en compartimientos con los cuales se define mejor las formaciones y se puede apreciar bien los cambios de formaciones de una a otra y sus espesores.

Status	GeoGroup	Name	Color	Color Map	Line Style	Lithology	QC	Volume (m3)	Created
1	Stratigraphic Layer	_PEG6_AMCA_2018_PLIS	Green	Color Map	Line Style	Lithology	?		Thu Mar 29 12:51:51 CST 2018
2	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_PLIS <	Red	Color Map	Line Style	Lithology	?		Thu Mar 29 12:51:51 CST 2018
3	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_PLIM <	Green	Color Map	Line Style	Lithology	?		Thu Mar 29 12:51:51 CST 2018
4	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_PLII <	Yellow	Color Map	Line Style	Lithology	?		Thu Mar 29 12:51:51 CST 2018
5	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_PSAI	White	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 12:03:56 CDT 2018
6	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_KS_2	Grey	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 12:13:10 CDT 2018
7	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_KM_2	Blue	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 12:13:10 CDT 2018
8	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_JSK_2	Dark Blue	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 12:13:10 CDT 2018
9	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_MS <-	Light Blue	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 13:18:55 CDT 2018
10	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_MM <-	Pink	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 13:18:55 CDT 2018
11	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_MI <->	Purple	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 13:18:55 CDT 2018
12	Stratigraphic Layer	AMCA_2018_OM <-	Dark Purple	Color Map	Line Style	Lithology	?		Mon Apr 02 13:18:55 CDT 2018

Figura 4.5. 3. Tabla de “Compartments” por edad geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.

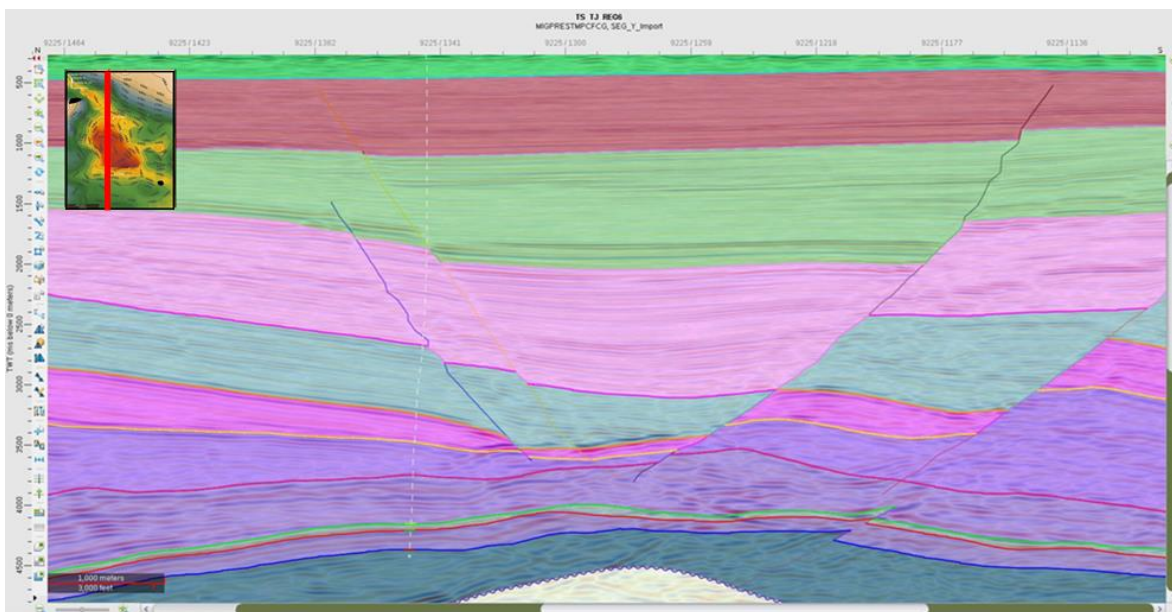


Figura 4.5. 4. Sección sísmica con “Compartments” por edad geológica utilizando Landmark DecisionSpace®.

La opción “Fault setting” realiza los saltos de fallas de acuerdo con el sentido previamente establecido y define el sello de horizontes contra fallas.

	Status	Update	Edits	Name	Color	Color Map	Line Style	QC	Offset	Boundary	Sense
1	✓	✓		AMCA_2018_FN04_T	Orange	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
2	✓	✓		AMCA_2018_FN03_T	Black	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
3	✓	✓		AMCA_2018_FN01_T	Yellow	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
4	✓	✓		AMCA_2018_FN06_T	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
5	✓	✓		AMCA_2018_01_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
6	✓	✓		AMCA_2018_FN07_T	Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
7	✓	✓		AMCA_2018_FN05_T	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
8	✓	✓		AMCA_2018_FN08_T	Pink	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
9	✓	✓		AMCA_2018_FN02_T	Blue	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
10	✓	✓		AMCA_2018_02_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
11	✓	✓		AMCA_2018_30_FN_MES_2	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
12	✓	✓		AMCA_2018_37_FN_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
13	✓	✓		AMCA_2018_03_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
14	✓	✓		AMCA_2018_31_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
15	✓	✓		AMCA_2018_32_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse
16	✓	✓		AMCA_2018_34_FN_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Normal
17	✓	✓		AMCA_2018_33_FI_MES	Light Green	Color Map	—	?	✓	N/A	Reverse

Figura 4.5. 5. Tabla donde se especifica el sentido de la falla (encerrado en el rectángulo rojo) utilizando Landmark DecisionSpace®.

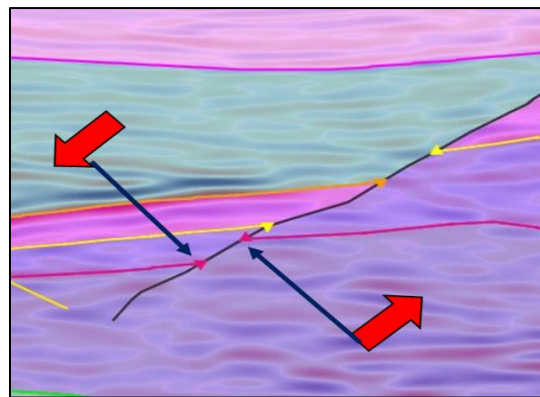


Figura 4.5. 6. Recorte de sección donde se aprecia la caída del horizonte realizada por la herramienta “Fault setting” utilizando Landmark DecisionSpace®.

La herramienta “Networking” define fallas principales y secundarias, es decir, con esta herramienta podemos declarar vínculos entre fallas y una jerarquía de esta manera definir qué falla trunca o cuál atraviesa otras fallas.

FW Faults	Truncated	QC
AMCA_2018_FN03_T		
AMCA_2018_FN06_T	✓	?
AMCA_2018_FN07_T	✓	?
AMCA_2018_30_FI_MES_2		
AMCA_2018_33_FI_MES	✓	?

FW Faults	Truncated	QC
AMCA_2018_FN03_T		
AMCA_2018_FN06_T	✓	?

Figura 4.5. 7. Pestaña del Networking, donde se definen las relaciones de conexiones entre fallas utilizando Landmark DecisionSpace®.

El área de blanqueo visualiza mejor el polígono de falla, esta herramienta es importante ya que define que datos toma en consideración cerca del polígono de falla para poder realizar las terminaciones de los horizontes contra las fallas.

Framework Object	HW Cleaning Radius (m)	QC	FW Cleaning Radius (m)	QC
_AMCA_2018_FN06_T				
_AMCA_2018_MS	53.0	❄️	53.0	❄️
_AMCA_2018_PLII	42.4	❄️	45.0	?
_AMCA_2018_PLIM	43.1	❄️	43.1	❄️
_AMCA_2018_PLIS	43.5	❄️	43.5	❄️
_AMCA_2018_PSAI_FIN	42.0	❄️	42.0	❄️
_AMCA_2018_JSK_2	50.6	❄️	50.6	❄️
_AMCA_2018_KM_2	42.2	❄️	42.2	❄️
_AMCA_2018_KS_2	61.0	❄️	61.0	❄️
_AMCA_2018_MI	47.4	❄️	47.4	❄️
_AMCA_2018_MM	114.3	❄️	114.3	❄️
_AMCA_2018_OM	77.4	❄️	77.4	❄️

Figura 4.5. 8. Ventana donde se define el radio del área de blanqueo (metros) de la falla seleccionada que afecta a los horizontes cargados en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.

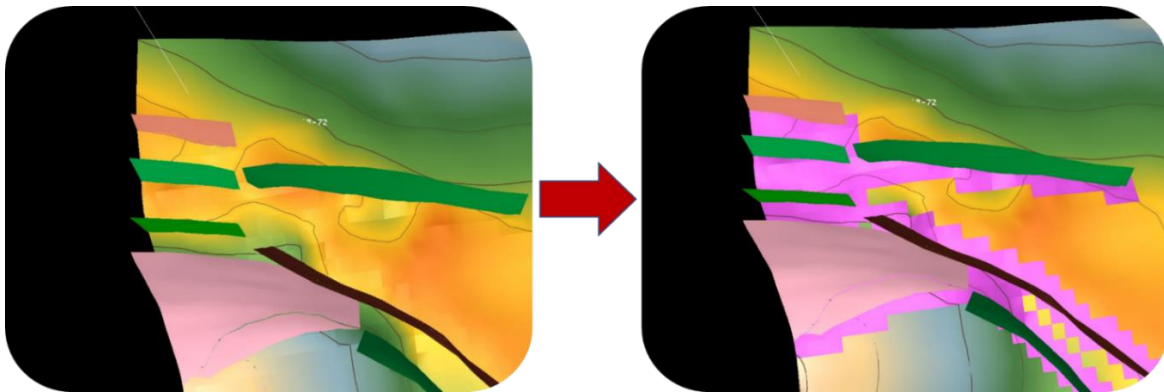


Figura 4.5. 9. Ventana 3D donde se puede apreciar el área de blanqueo de la falla (en rosa) sobre el horizonte en la imagen de la derecha utilizando Landmark DecisionSpace®.

Y por último la herramienta de “Trim Fault”, el cual permite recortar las fallas hacia arriba o hacia abajo poniendo un horizonte como límite. Esta herramienta es muy importante ya que se utilizó para respetar el corte de las fallas sobre unos horizontes, así como también, para el horizonte que se interpretó como sal.

1	✓	✓	AMCA_2018_PLIS	?	Conformable	0
2	✓	✓	_AMCA_2018_PLIM	?	Conformable	10
3	✓	✓	AMCA_2018_PLII	?	Conformable	20
4	✓	✓	AMCA_2018_MS	?	Conformable	30
5	✓	✓	AMCA_2018_MM	?	Conformable	40
6	✓	✓	AMCA_2018_MI	?	Conformable	50
7	✓	✓	AMCA_2018_OM	?	Conformable	60
8	✓	✓	AMCA_2018_KS_2	?	Conformable	70
9	✓	✓	AMCA_2018_KM_2	?	Conformable	80
10	✓	✓	AMCA_2018_JSK_2	?	Conformable	90
11	✓	✓	_AMCA_2018_PSAI_FIN	?	Unconformity	100

Figura 4.5. 10. Ventana del marco de trabajo donde se define si el horizonte será una superficie conforme o inconforme, en este caso el horizonte PSAL se definió como inconforme utilizando Landmark DecisionSpace®.

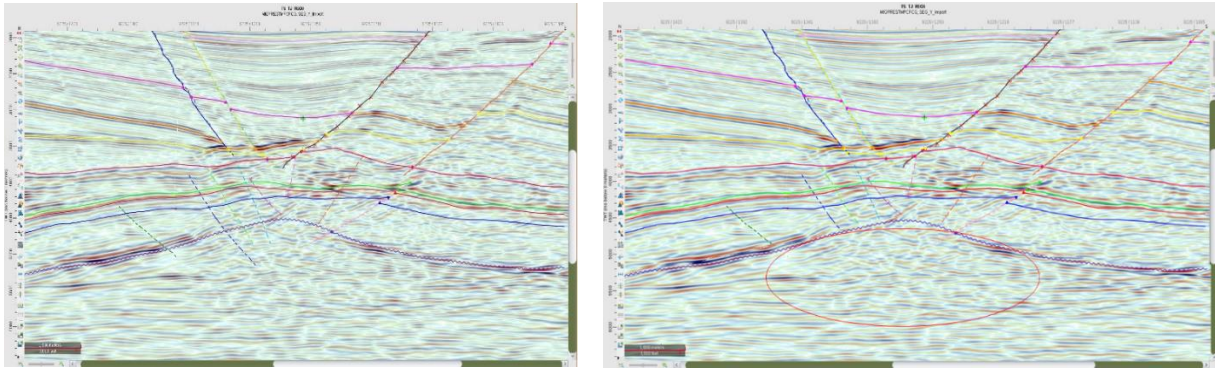


Figura 4.5. 11. Secciones sísmicas donde se aprecia el uso de la herramienta Trim Fault, donde se recortan las fallas que iban más abajo del horizonte PSAL, dejando como nuevo límite de la falla el horizonte mencionado utilizando Landmark DecisionSpace®.

Gracias al uso de las herramientas antes mencionadas pudimos obtener un buen marco de trabajo el cual se utilizó para la generación del modelo de velocidades. Es importante darle un buen detalle al marco de trabajo, ya que esto impactara directamente al momento de generar el modelo de velocidades, ya que, al tener una buena distribución de los horizontes y fallas, sin que muestren errores al cargarlos o conformarlos, podremos obtener un modelo, sin fugas de velocidades, ni velocidades erróneas que no correspondan a cada espesor de los horizontes. A continuación, se muestran los mapas de superficie en tiempo generados por el marco de trabajo para cada horizonte y finalmente una vista 3D donde se aprecien todos los horizontes y fallas que se utilizaron.

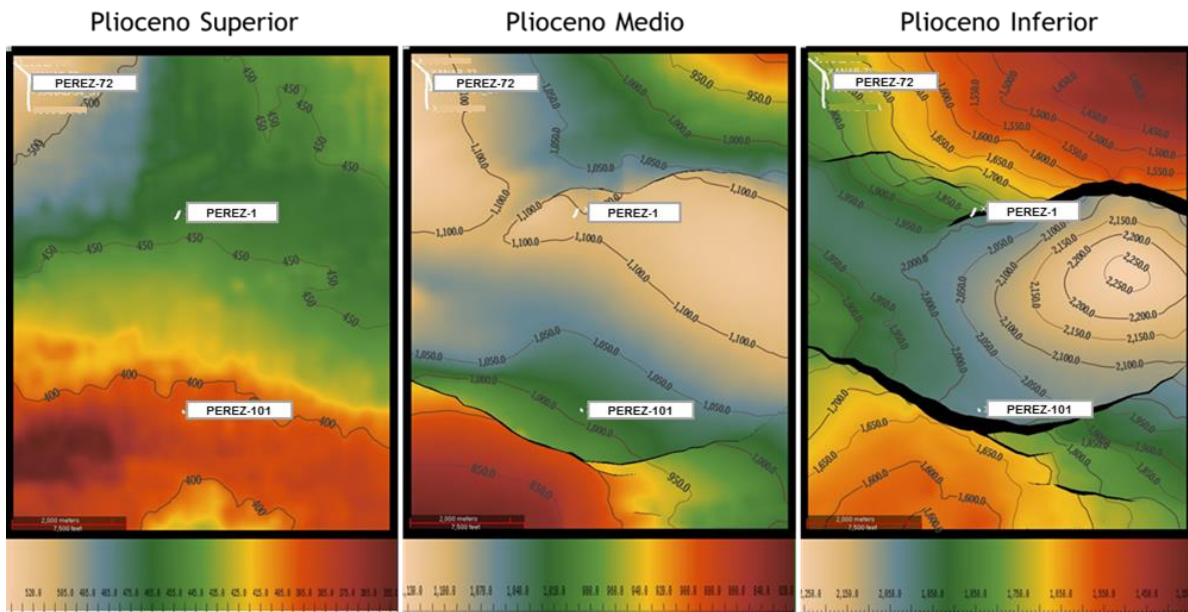


Figura 4.5. 12. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes PLIS, PLIM y PLII utilizando Landmark DecisionSpace®.

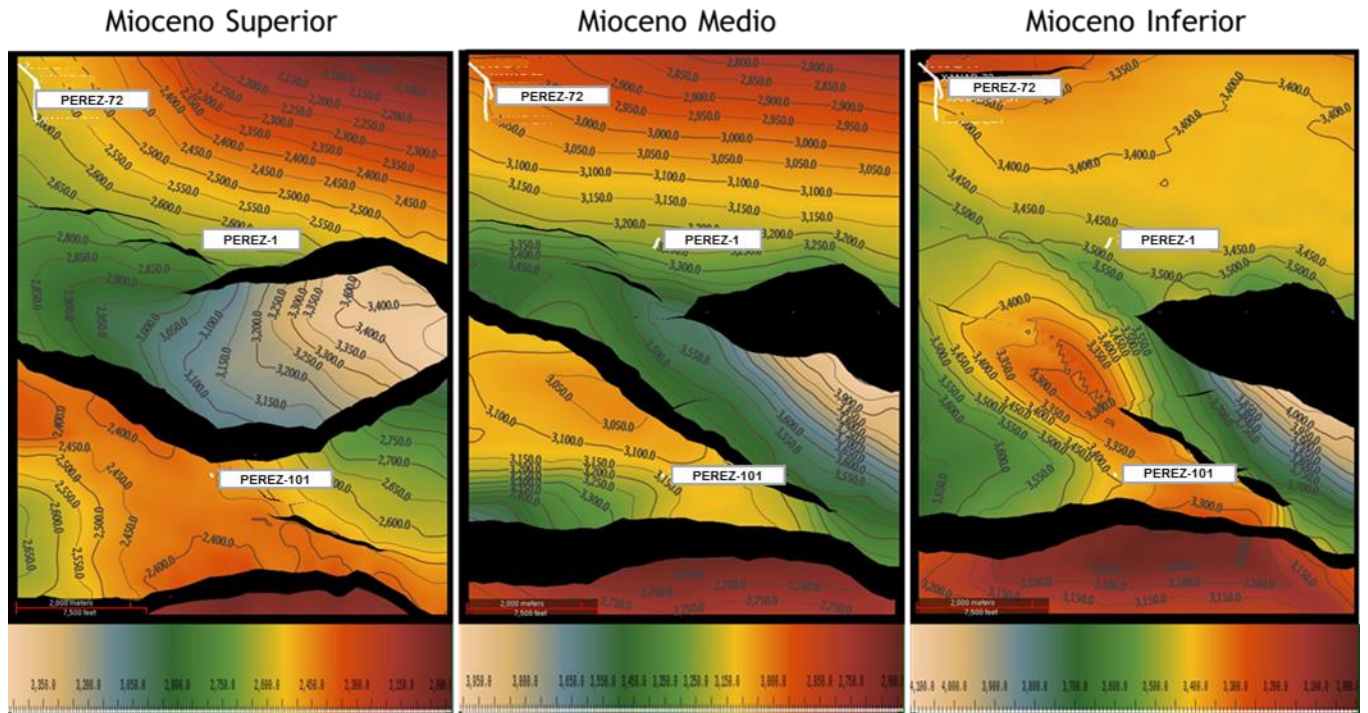


Figura 4.5. 13. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes MS, MM y MI utilizando Landmark DecisionSpace®.

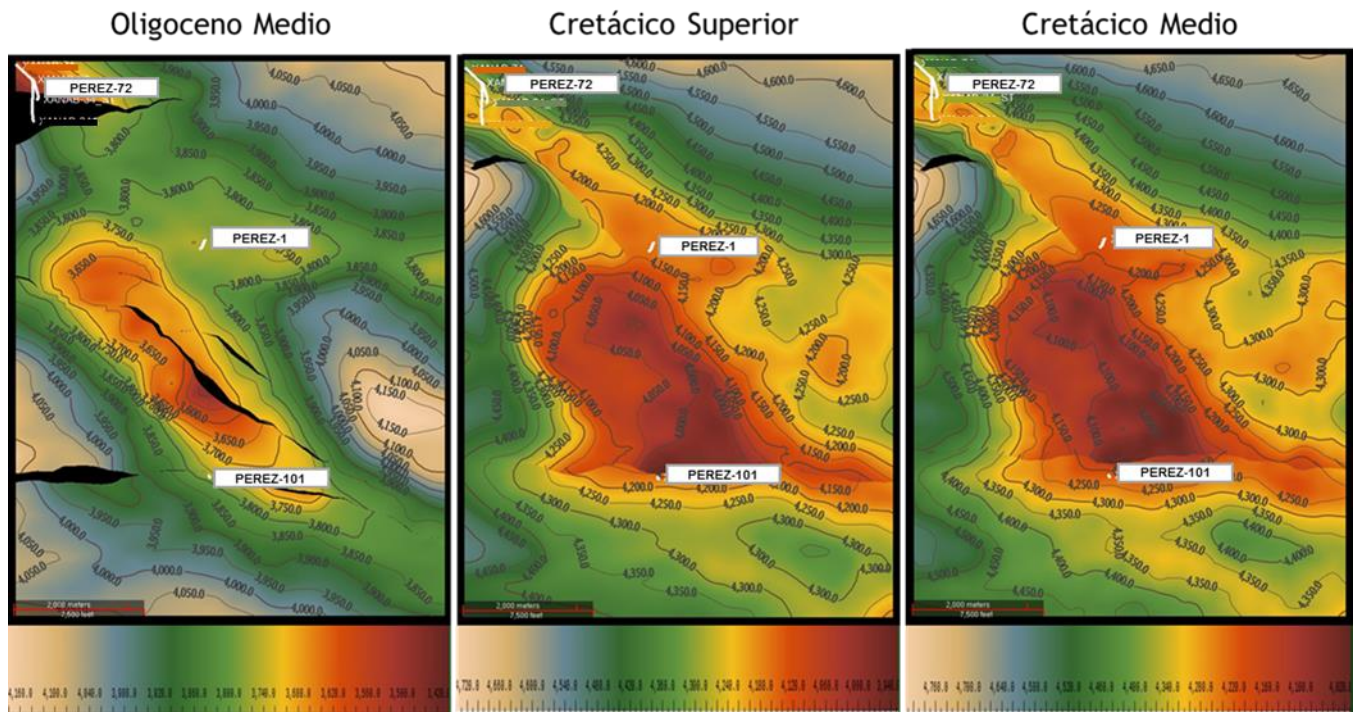
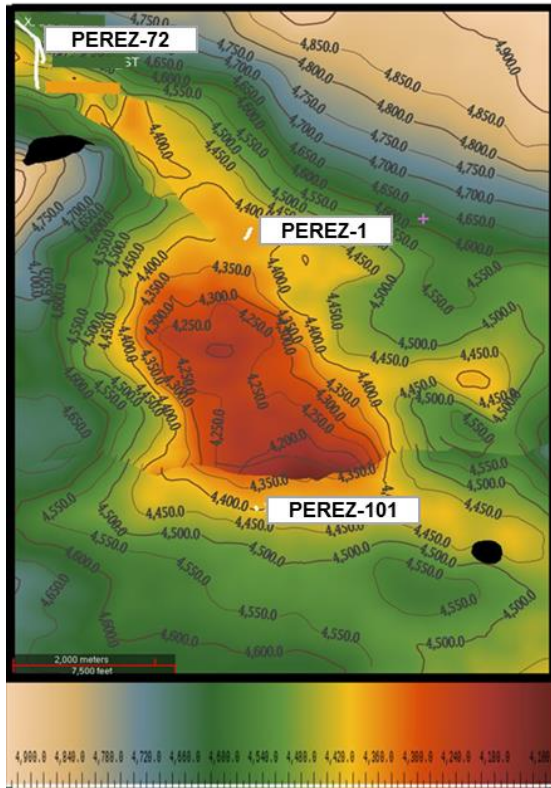


Figura 4.5. 14. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes OM, KS y KM utilizando Landmark DecisionSpace®.

Jurásico Superior Kimmeridgiano



Sal Autóctona

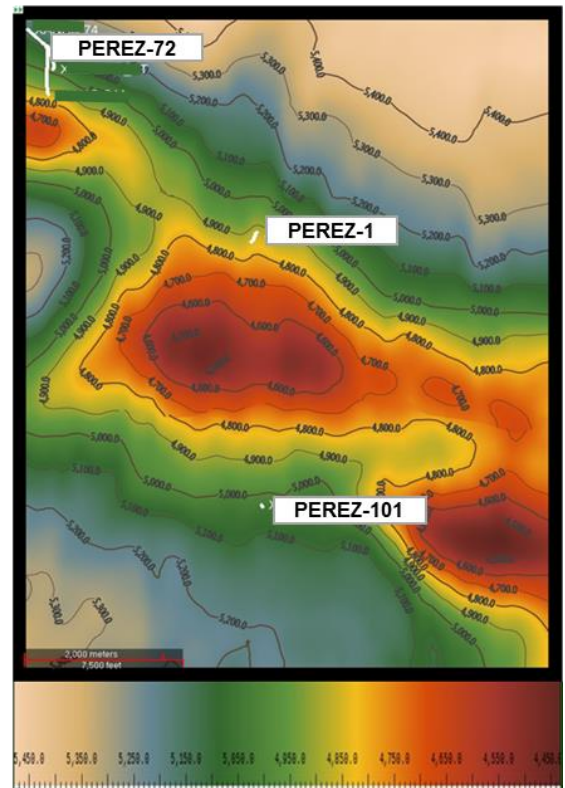


Figura 4.5. 15. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes JSK y PSAL utilizando Landmark DecisionSpace®.

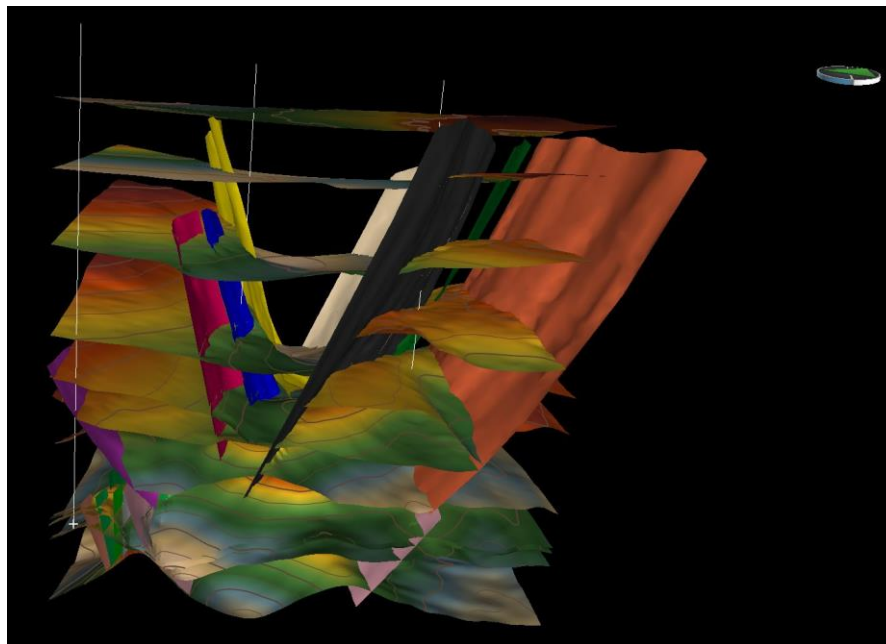


Figura 4.5. 16. Ventana 3D donde se aprecia el marco de trabajo final con los horizontes y fallas agregados utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.6.- ANÁLISIS DE VELOCIDADES (PROCESAMIENTO Y POZOS)

El análisis de las velocidades PSDM y PSTM (obtenidas a partir de la migración) y las velocidades de los pozos (obtenidas a partir de las TZ) es de gran importancia, ya que, para generar el modelo de velocidades, se debe tener un buen control de las velocidades que propagaremos a lo largo de nuestro modelo. De acuerdo con la teoría dichas velocidades deben ser muy similares entre sí, pero como se aprecia en la realidad existen algunas discrepancias en algunos intervalos de profundidad por diversos factores, desde la parte de la migración de la sísmica hasta por circunstancias geológicas como la zona de presiones anormales, entre otros factores.

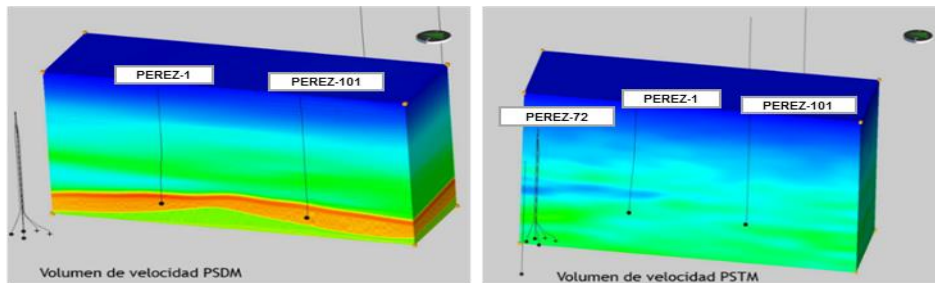


Figura 4.6. 1. Volúmenes de velocidades PSDM (izquierda) y PSTM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.

El programa DecisionSpace de Landmark, permite realizar de forma muy visual y fácil dicho análisis de velocidades, realizando unos cuantos clics, gracias a esto se puede ver de una mejor manera la correlación que hay entre las tres velocidades a analizar de los tres pozos PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101.

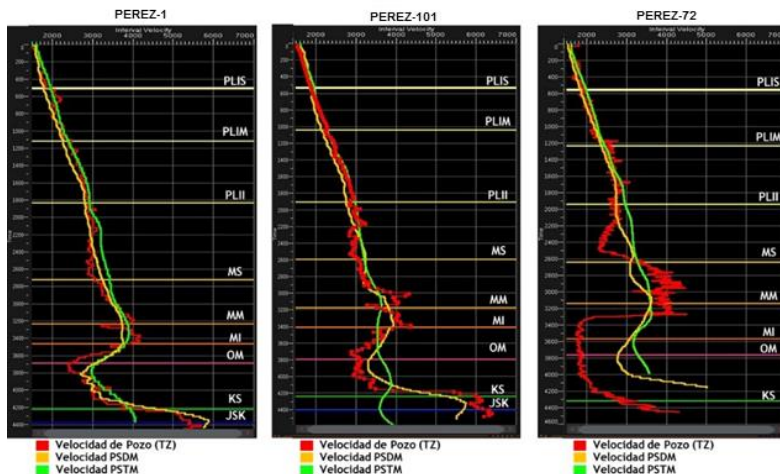


Figura 4.6. 2. Análisis de velocidades de Pozo, PSDM y PSTM con marcadores geológicos utilizando Landmark DecisionSpace®.

Con el anterior análisis se pudo determinar que las velocidades muestran una buena correlación del fondo marino hasta MI, ya que las curvas logran casi empalmarse entre sí. Mientras que de MI hasta JSK no muestra una buena correlación entre las líneas de velocidades, debido a la zona de presiones anormales. Este análisis es muy importante y se tiene que tener presente al momento de definir los parámetros para la generación del modelo de velocidades, para así evitar generar un modelo con velocidades incongruentes.

4.7.- GENERACIÓN DEL MODELO DE VELOCIDADES

Para la generación del modelo de velocidades es necesario tener previamente generados el marco de trabajo (Framework), las curvas tiempo-profundidad (TZs) y los marcadores geológicos. Se utilizó el módulo Velocity Modeling de DecisionSpace 10EP, este programa permite la construcción de un modelo de velocidades definiendo criterios, desde insertar el marco de trabajo realizado hasta definir los parámetros a utilizar para su generación y el nombre que se le dará al modelo.

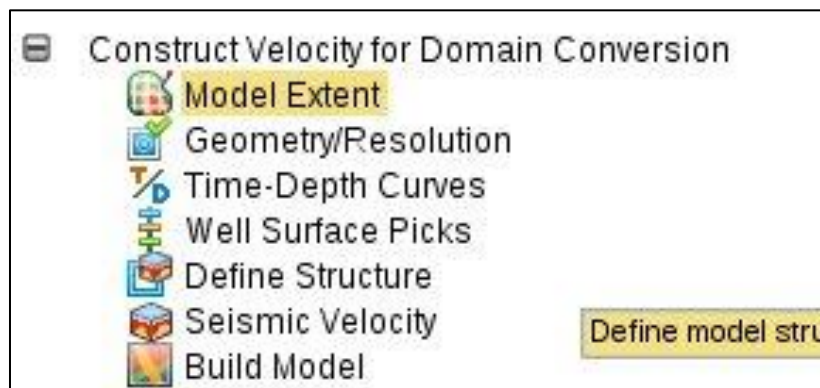


Figura 4.7. 1. Pestaña del Construct Velocity desplegada donde se muestran los parámetros que se deben ingresar para construir el modelo de velocidades utilizando Landmark DecisionSpace®.

Los pasos que se siguieron para la generación del modelo son los siguientes:

-Model Extent: Aquí se carga el marco de trabajo previamente generado y se muestra el área que abarcará el modelo.

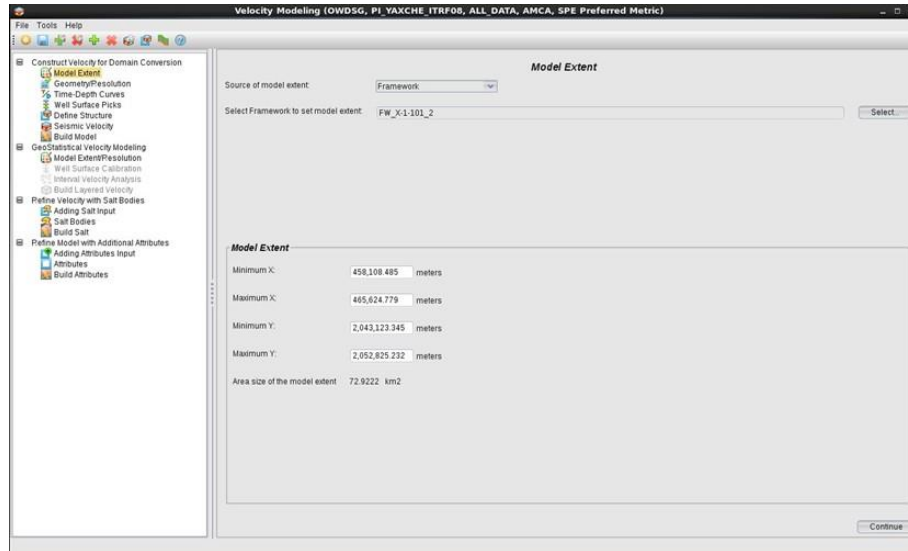


Figura 4.7. 2. Ventana de Model Extent utilizando Landmark DecisionSpace®.

-Geometry/Resolution: En esta ventana se define la profundidad del modelo de velocidades a generar, así como sus rangos de velocidades máximos y mínimos. El rango de velocidades, para el caso del Campo Perez va de 1524 m/s a 7000 m/s. Además se puede seleccionar la resolución que dará el programa al modelo, para nuestro caso se utilizó una resolución media con 30 ms (Time resolution), 33.3 Hz (Frecuencia central) y 45.7 m x 91.4 m de BIN.

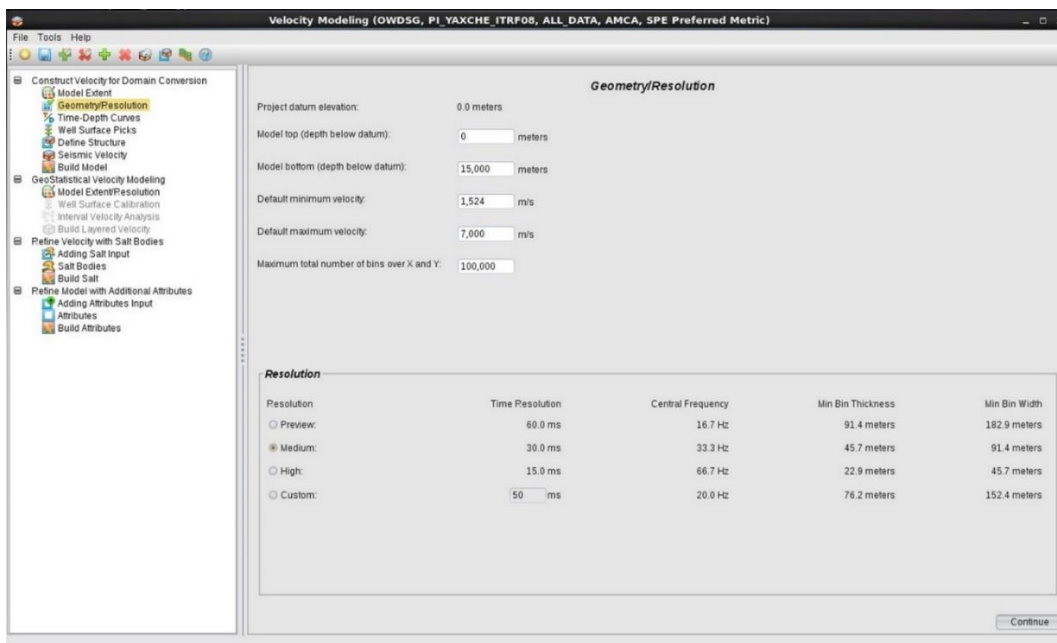


Figura 4.7. 3. Ventana de Geometry/Resolution utilizando Landmark DecisionSpace®.

-Time Depth curves: En esta ventana se seleccionan las TZ de los pozos verticales, que se habían creado anteriormente, es importante seleccionar la correcta para cada pozo, en este caso para los pozos a utilizar PEREZ-72, PEREZ-1 y PEREZ-101.

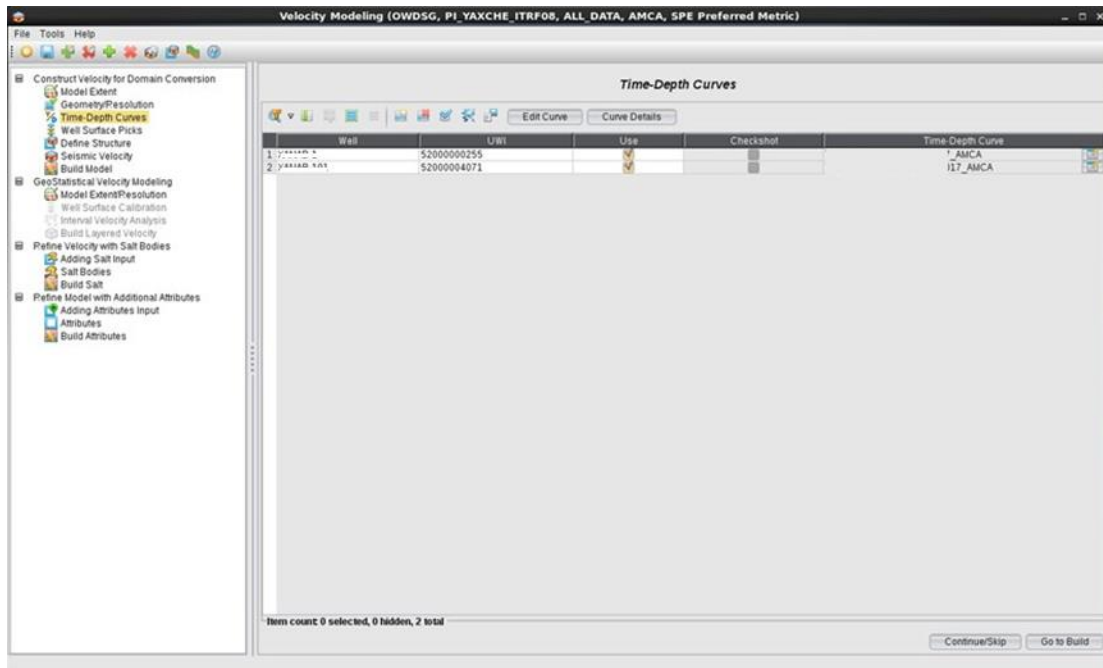


Figura 4.7. 4. Ventana de Time Depth curves utilizando Landmark DecisionSpace®.

-Define Structure: Esta ventana es una de las más importantes aquí se definen las velocidades para cada formación. Las velocidades se definieron a partir del análisis de velocidades que se realizó previamente. Desde el fondo marino hasta el Mioceno Inferior (MI) se definió utilizar velocidades PSDM calibradas con pozos, del Mioceno Inferior (MI) hasta la cima del JSK se utilizaron velocidades de pozos, esto debido a la zona de presiones anormales generaba velocidades incongruentes a partir de la base del MI a la cima del JSK y por último se definieron dos constantes para dos formaciones, para la sal una velocidad constante de 4,500 m/s y para JSK una velocidad constante de 6000 m/s. estas constantes fueron determinadas a partir del análisis de velocidades, además de que estas velocidades se definieron constantes, debido a que estos horizontes no están en el área de interés.

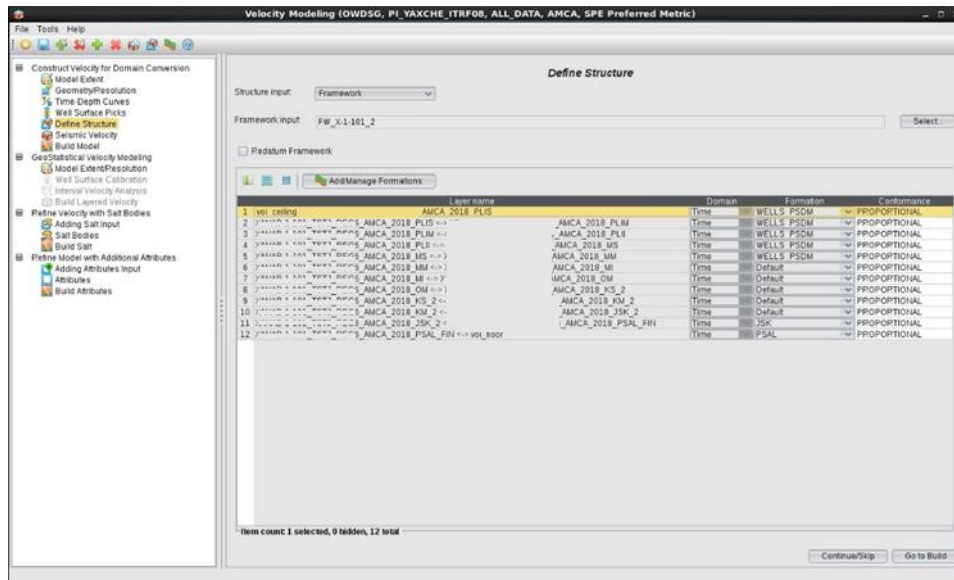


Figura 4.7. 5. Ventana de Define Structure utilizando Landmark DecisionSpace®.

-Seismic Velocity: En esta ventana seleccionamos las velocidades PSDM que utilizará el programa y que se deben de encontrar en la base de datos en la que se está trabajando.

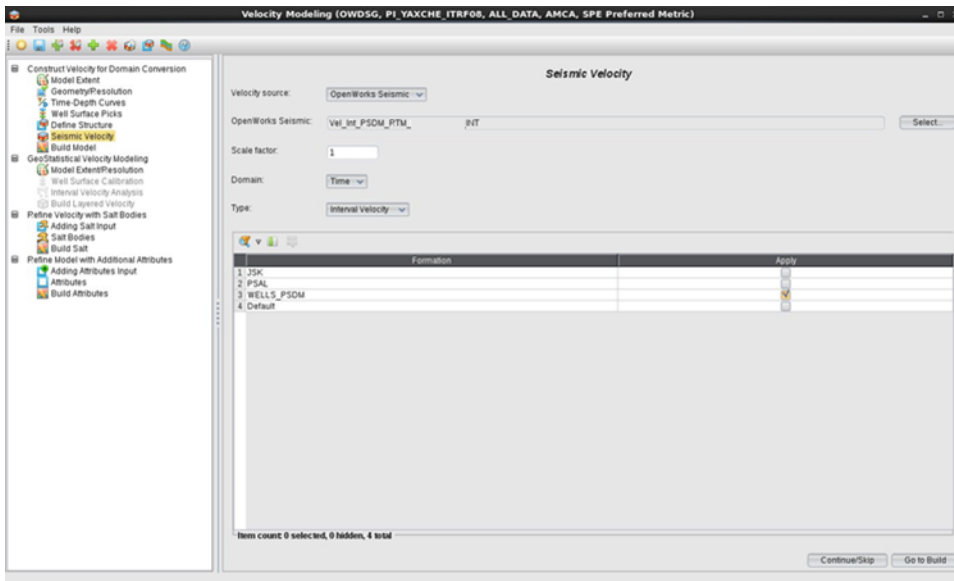


Figura 4.7. 6. Ventana de Seismic Velocity utilizando Landmark DecisionSpace®.

-Build model: En esta ventana se escribe el nombre con el que se guardará nuestro modelo de velocidades, además contiene un recuadro donde se pueden hacer

anotaciones del modelo a generar. Y finalmente se da clic en “Build Model” para que comience el programa a generarlo.

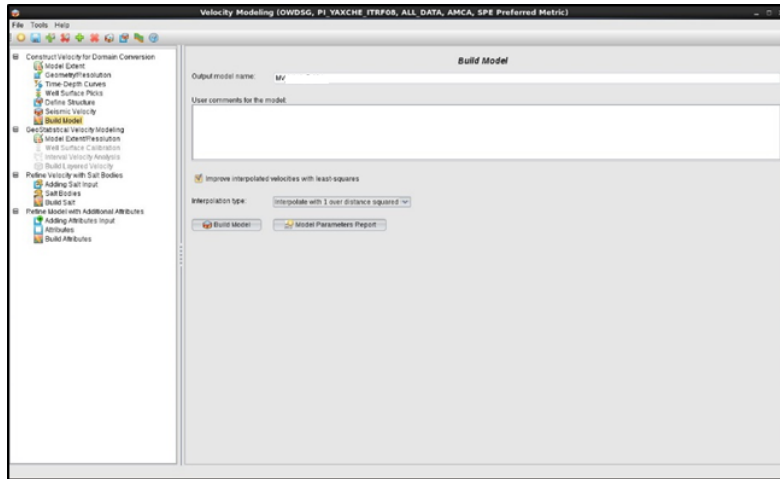


Figura 4.7. 7. Ventana de Build Model utilizando Landmark DecisionSpace®.

El modelo de velocidades generado muestra una propagación de velocidades relativamente uniforme a nivel Cenozoico, en el caso de JSK y PSAL se les otorgó velocidades constantes por lo tanto no se tiene ningún problema con la propagación de la velocidad en esa zona, en la parte del KS y KM, se muestra una buena propagación de velocidades con ligeros detalles debido a la zona de presiones anormales, pero que no afectan en gran medida a nuestro modelo. En las siguientes imágenes se muestra diversa secciones sísmicas con el marco de trabajo activo junto con el modelo de velocidades generado.

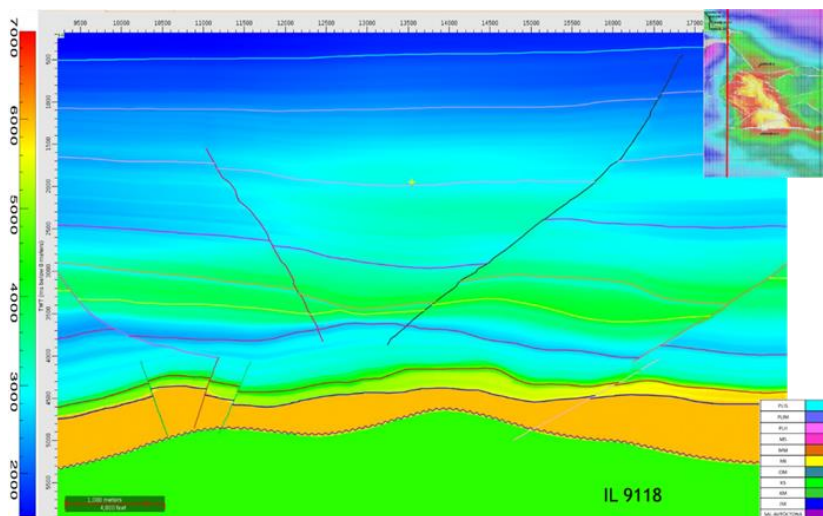


Figura 4.7. 8. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la inline 9118 utilizando Landmark DecisionSpace®.

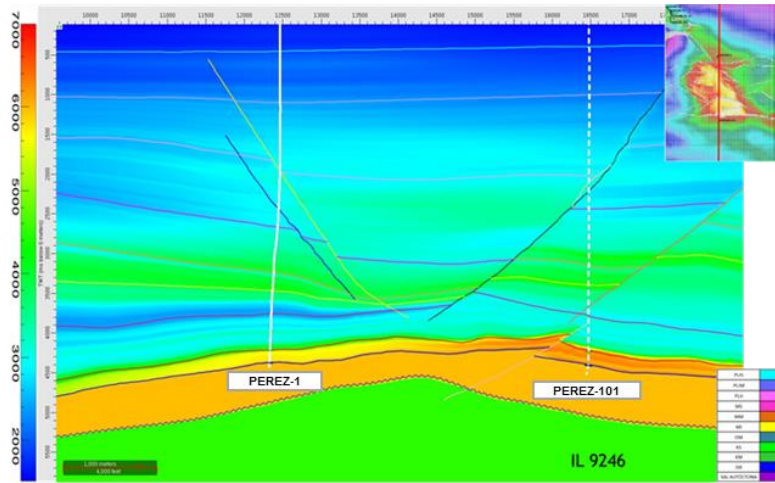


Figura 4.7. 9. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la inline 9246 utilizando Landmark DecisionSpace®.

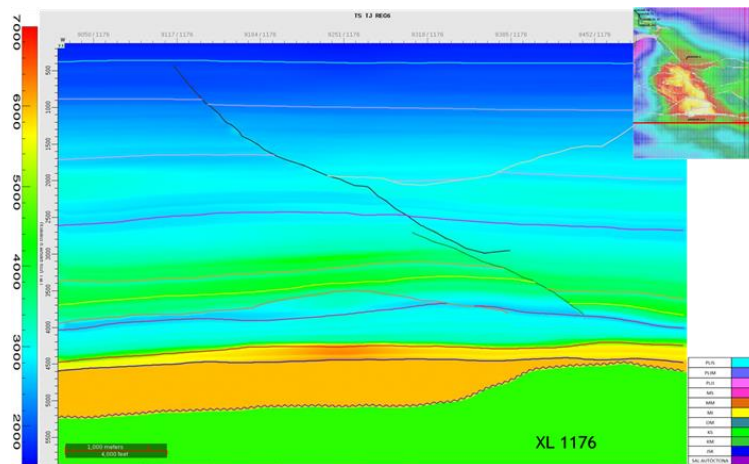


Figura 4.7. 10. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la Crossline 1176 utilizando Landmark DecisionSpace®.

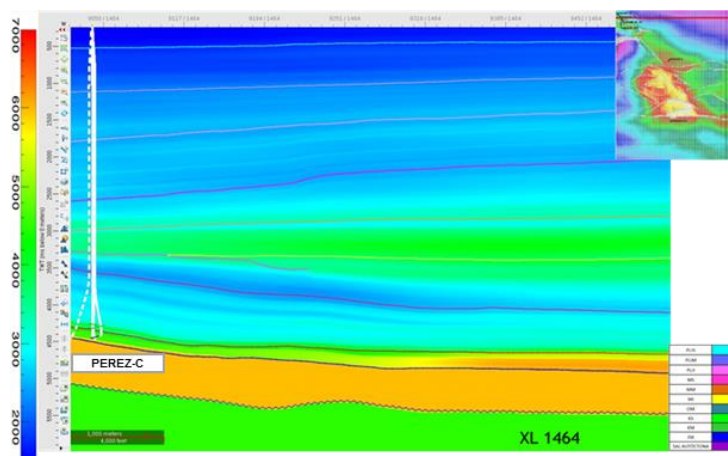


Figura 4.7. 11. Sección sísmica con el modelo de velocidades generado en la Crossline 1464 utilizando Landmark DecisionSpace®.

Además, se realizó una sección compuesta que pase por los pozos utilizados y así visualizar la propagación de las velocidades a lo largo del área de estudio.

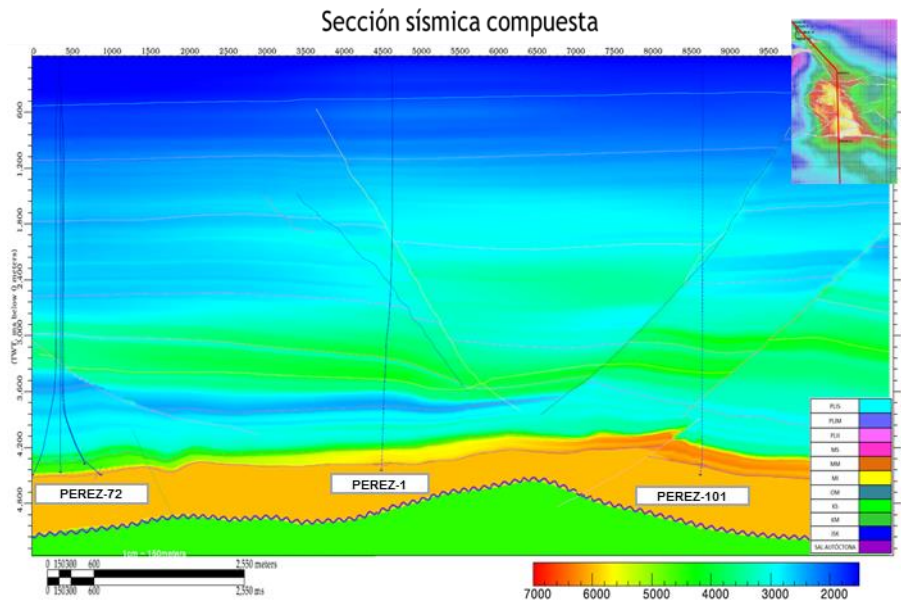


Figura 4.7. 12. Sección sísmica compuesta con el modelo de velocidades generado utilizando Landmark DecisionSpace®.

Recordando que un modelo de velocidades nos sirve para pasar del dominio del tiempo a profundidad, es muy importante que las velocidades a lo largo de los paquetes de rocas se encuentren uniformes, este modelo se debe de calibrar a nivel objetivo, con el fin de ajustar el marcador geológico con el horizonte interpretado por lo tanto la velocidad otorgada a ese paquete de roca permite conocer su profundidad. Para ello se procedió a realizar la calibración del modelo con el módulo Depth Team Express (DTE) que ofrece DecisionSpace Geosciences de Landmark, que permite realizar solamente la calibración teniendo como insumo el modelo de velocidades sin modificar la propagación de las velocidades anteriormente realizada.

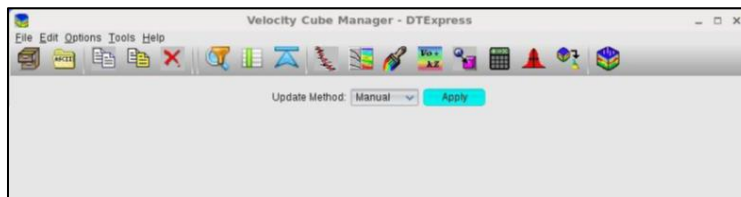


Figura 4.7. 13. Interfaz del DTEExpress utilizando Landmark DTEExpress®.

Una vez obtenido el modelo sin calibrar se procede a utilizar el módulo Depth Team Express, que a diferencia del Velocity Modeling, este módulo es más sencillo, ya que en

este no requiere definir varios parámetros con respecto a Velocity Modeling. Para realizar la calibración el Depth Team requiere nuestro modelo de velocidades sin calibrar, los marcadores geológicos (KM y JSK) y los horizontes a calibrar.

Como primer paso es agregar el modelo de velocidades sin calibrar. Se agrega los marcadores a utilizar (KM y JSK) a los cuales se les asocia una superficie, siendo los horizontes interpretados KM y JSK respectivamente.



Figura 4.7. 14. Carga del modelo de velocidades utilizando Landmark DTEExpress®.

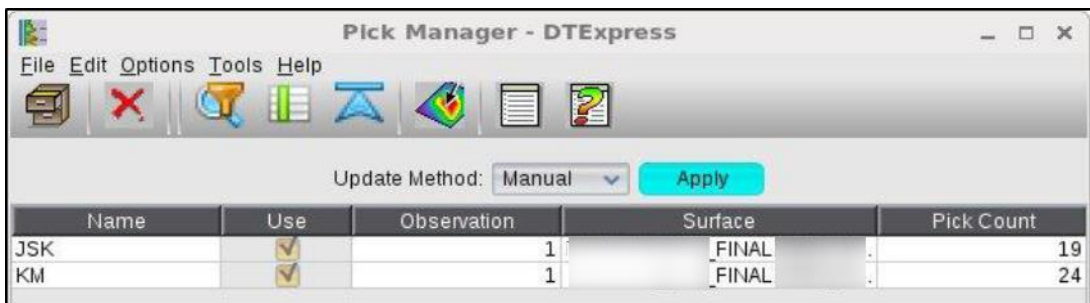


Figura 4.7. 15. Carga de marcadores geológicos utilizando Landmark DTEExpress®.

Como la calibración se hace a nivel objetivo la parte Cenozoica del modelo queda intacto. Una vez realizada la calibración DTE muestra un reporte de calibración denominado Pick details, el cual muestra los cálculos realizados para la calibración. Este reporte es de gran ayuda para conocer si la calibración se realizó de manera exitosa.

USE	STAT	WELLNAME	Z_PICK	Z_UNCAL	Z_CAL	Z_DIFF1	Z_DIFF1PERC	Z_DIFF2	Z_DIFF2PERC	V_UNCAL	V_CAL	V_DIFF	V_DIFFPERC	HORIZON	PICKSET
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.24A	5,381.1	5,386.4	5,381.4	-4.9	-0.1	-0.4	-0.0	2,498.9	2,496.4	2.5	0.1	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.34_ST	5,384.4	5,383.1	5,384.2	1.1	0.0	0.2	0.0	2,491.7	2,492.3	-0.6	-0.0	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.72	5,395.3	5,390.7	5,394.9	4.3	0.1	0.4	0.0	2,482.8	2,484.9	-2.1	-0.1	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.1	5,855.2	5,856.4	5,855.3	-1.1	-0.0	-0.1	-0.0	2,778.1	2,777.5	0.6	0.0	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.74	5,401.3	5,400.7	5,401.4	0.7	0.0	-0.0	-0.0	2,477.2	2,477.5	-0.3	-0.0	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.101	5,997.7	5,967.1	5,997.2	30.1	0.5	0.5	0.0	2,821.0	2,835.5	-14.5	-0.5	KM_CAL	KM
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.24A	5,848.3	5,849.5	5,848.2	-1.2	-0.0	0.0	0.0	4,428.7	4,468.5	-39.8	-0.9	JSK_CAL	JSK
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.1	6,286.1	6,284.4	6,286.0	1.6	0.0	0.0	0.0	5,509.2	5,545.4	-36.2	-0.7	JSK_CAL	JSK
<input checked="" type="checkbox"/>	OK	-.101	6,495.6	6,495.5	6,495.6	0.1	0.0	-0.0	-0.0	6,192.2	5,831.1	361.1	6.2	JSK_CAL	JSK

Figura 4.7. 16. Reporte de calibración generado al finalizar la calibración utilizando Landmark DTEExpress®.

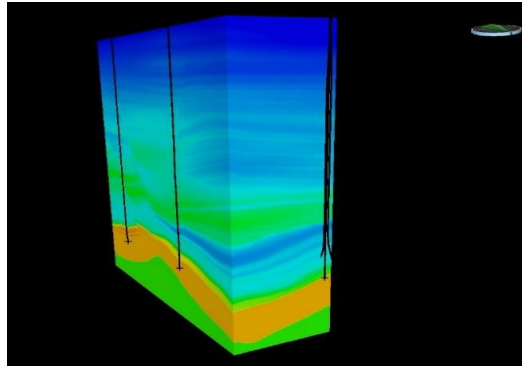


Figura 4.7. 18. Modelo de velocidad final en vista 3D y en diferentes direcciones utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.8.- CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD

Una vez obtenido el modelo final de velocidades del campo Pérez, se procedió con la conversión de tiempo a profundidad de la sísmica, además de los horizontes y fallas que se marcaron anteriormente para así generar un nuevo marco de trabajo (framework) pero esta vez en el dominio de profundidad, esto con el fin de obtener un modelo estructural del campo que sea realista y que le una pauta a lo modeladores geológicos de realizar un modelo geológico estructural adecuado a partir del modelo sísmico estructural obtenido en este trabajo.

Dicha conversión es muy rápida, ya que el DecisionSpace ofrece un módulo llamado “Domain Conversion”, en dicho módulo seleccionamos el modelo de velocidades que hemos generado y lo cargamos, como se muestra en la siguiente imagen:

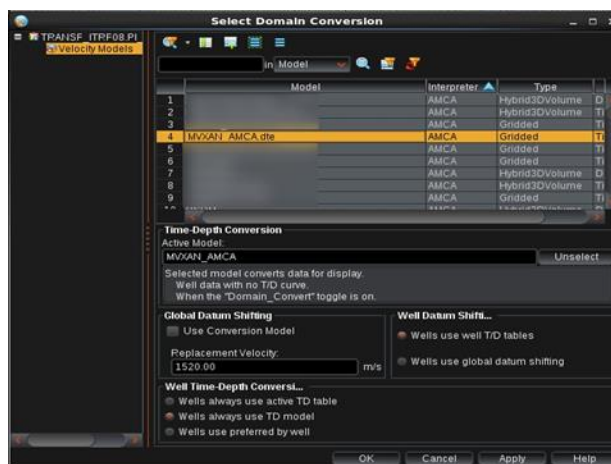


Figura 4.8. 1. Ventana del “Domain Conversion”, en la cual agregamos el modelo de velocidades que generamos y lo cargamos con dando solo OK utilizando Landmark DecisionSpace®.

Con esto nuestra sísmica ya estará en el dominio de la profundidad. Posteriormente, desde la ventana Inventory, seleccionamos los horizontes y fallas que se utilizaron, luego damos clic derecho y seleccionamos “Save as” y luego “Domain Converted”.

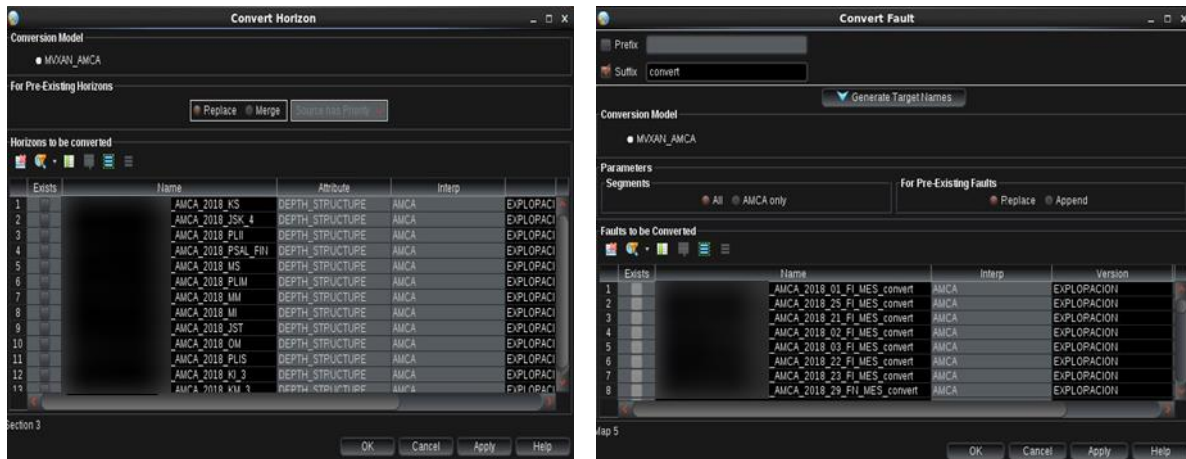


Figura 4.8. 2. Ventanas del “Domain Conversion”, en la cual se pueden visualizar los horizontes y fallas que se convertirán y el modelo de velocidades que se está utilizando utilizando Landmark DecisionSpace®.

Finalmente aceptamos y se nos creará una copia de los horizontes y fallas, pero ahora convertidos a profundidad, como se aprecia en la siguiente imagen:

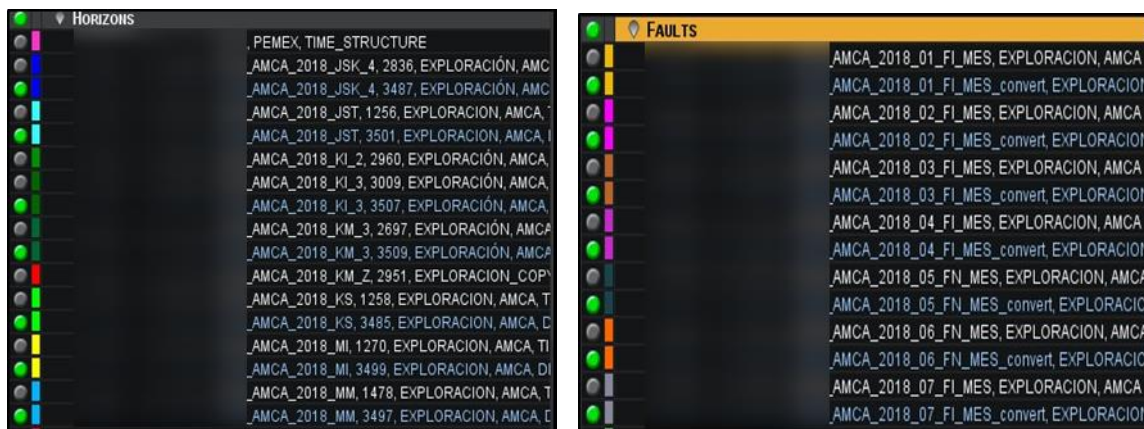


Figura 4.8. 3. Ventana del inventory donde se pueden ver los horizontes y fallas convertidos de tiempo (letras blancas) a profundidad (letras azules) utilizando Landmark DecisionSpace®.

Podemos corroborar en una sección sísmica compuesta que pase por los pozos utilizados en este trabajo, la conversión tiempo-profundidad realizada:

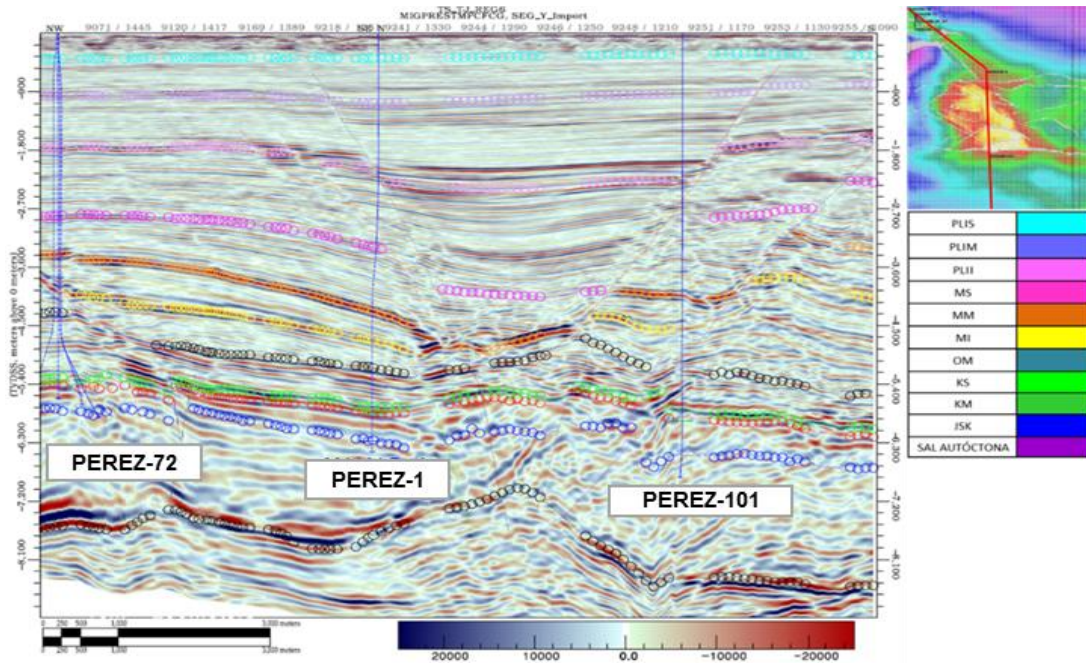


Figura 4.8. 4. Secciones sísmica compuesta convertida en profundidad con horizontes interpretados utilizando Landmark DecisionSpace®.

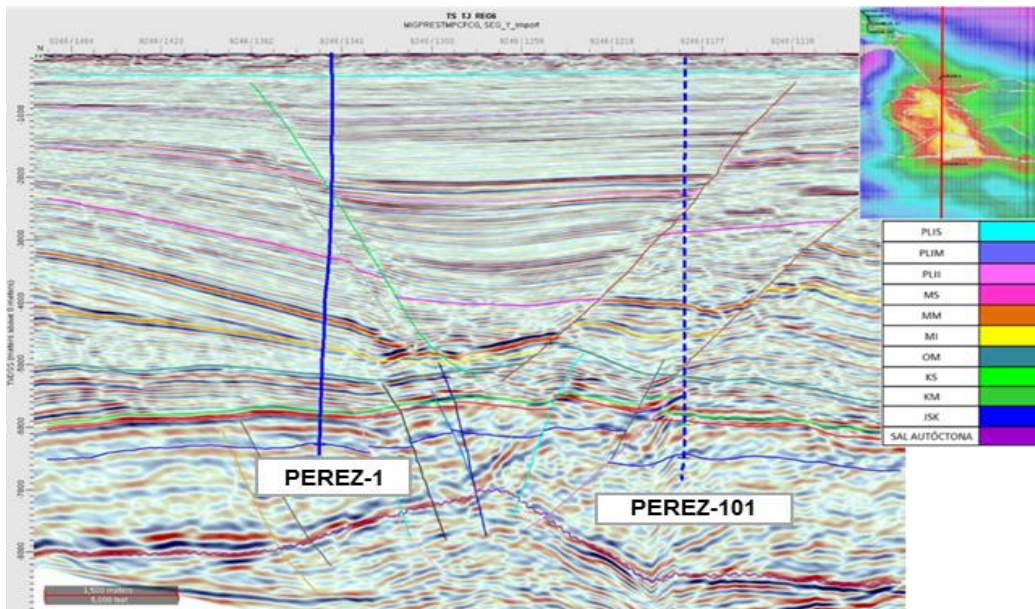


Figura 4.8. 5. Secciones sísmica compuesta convertida en profundidad con horizontes y fallas interpretadas utilizando Landmark DecisionSpace®.

4.9.- GENERACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD

Para la generación del modelo estructural en profundidad, se tuvo que generar un nuevo marco de trabajo (framework) en profundidad, para esto se siguió el mismo procedimiento que se llevó a cabo cuando se generó el marco de trabajo en tiempo.

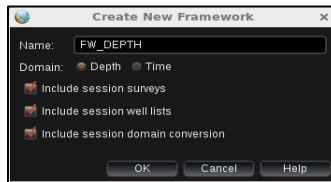


Figura 4.9. 1. Ventana del marco de trabajo (framework) donde se selecciona el dominio en el que estará nuestro marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.

Posteriormente, agregamos los horizontes y fallas convertidos a profundidad. Luego configuramos los parámetros de conexión de fallas, conformancia y demás, de igual manera como se había realizado en el anterior marco de trabajo en tiempo.

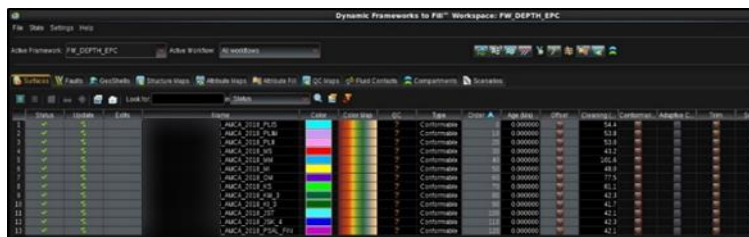


Figura 4.9. 2. Ventana del Dynamic Frameworks to Fill, donde se muestran los horizontes y fallas en profundidad utilizando Landmark DecisionSpace®.

Finalmente, se nos generará nuestro modelo estructural final en profundidad, el cual es el objetivo de este trabajo. En las siguientes imágenes se puede apreciar una vista de los mapas en profundidad de los horizontes objetivos JSK y KM.

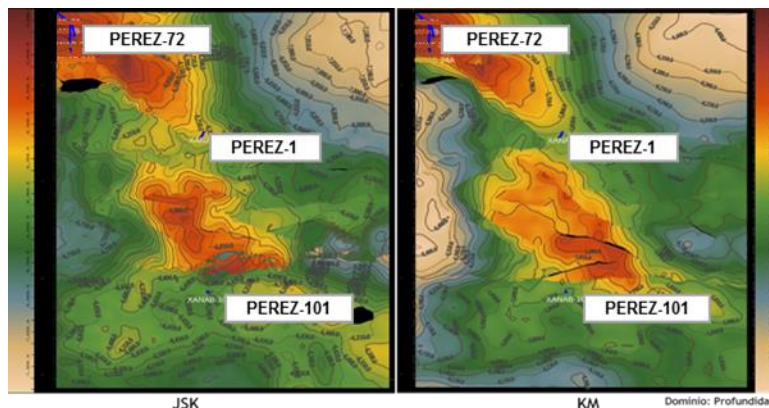


Figura 4.9. 3. Mapas en profundidad de los horizontes objetivos JSK (izquierda) y KM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.

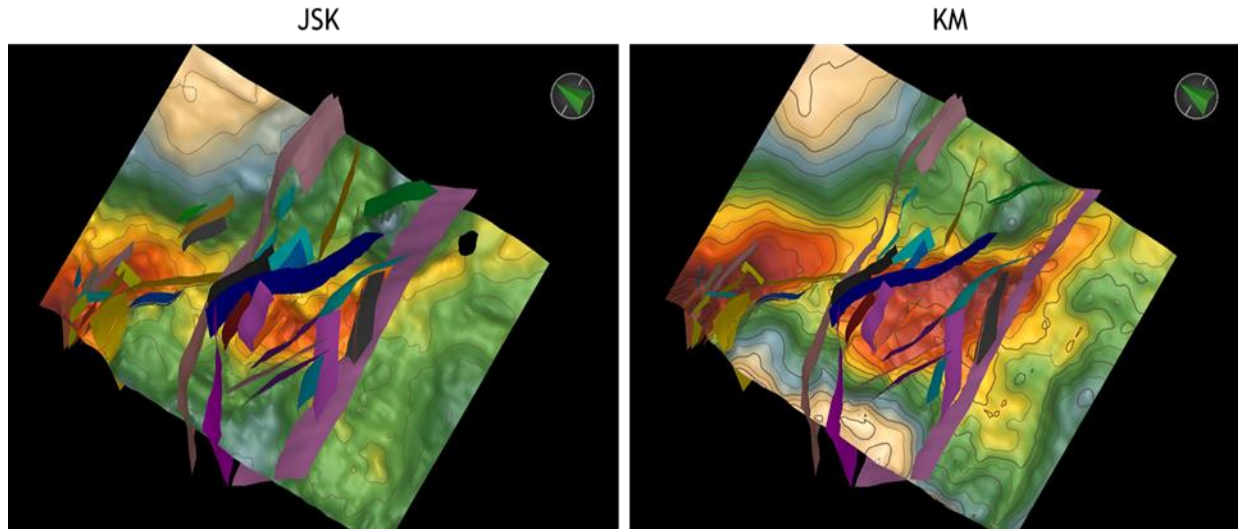


Figura 4.9. 4. Vista 3D de las fallas y horizontes objetivos en profundidad JSK (izquierda) y KM (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.

Quedando el modelo estructural final con todos los horizontes y fallas utilizadas, de la siguiente manera:

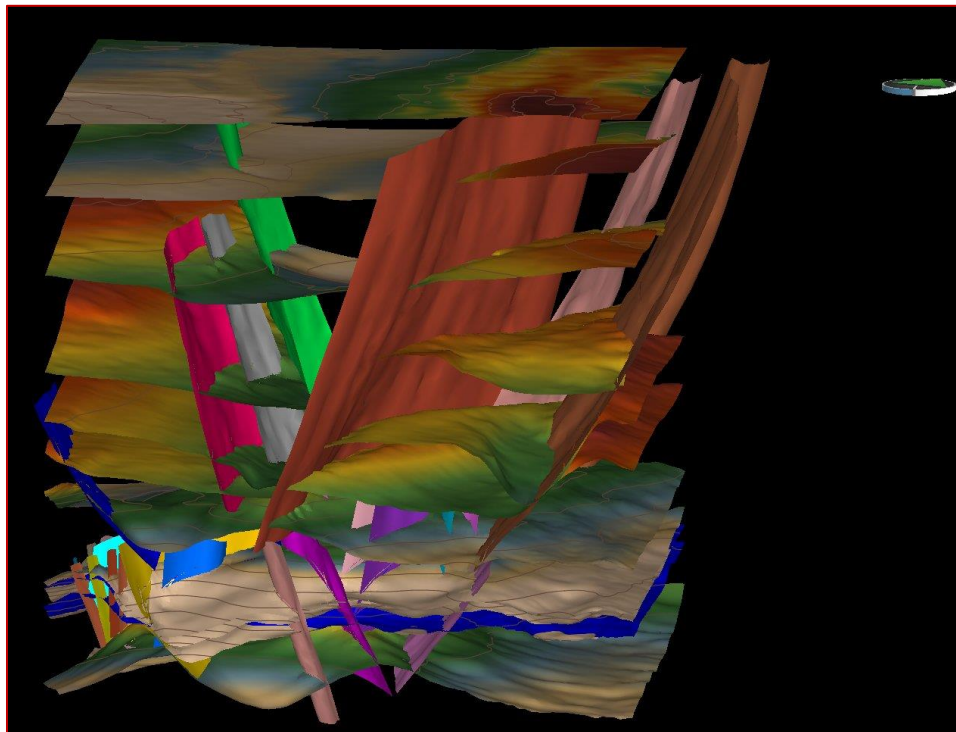


Figura 4.9. 5. Modelo estructural en profundidad en vista 3D con todos los horizontes y fallas utilizadas en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.

CAPITULO V "RESULTADOS"

5.1.- CONCEPTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN TIEMPO.

De acuerdo con los resultados obtenidos al generar el marco de trabajo en tiempo, se pudo obtener una buena correlación de la estructura interpretada del campo Pérez en los horizontes de interés Cretácico Medio y el Jurásico Superior Kimmeridgiano, de igual manera se puede apreciar una buena tendencia en las curvas de nivel, sin presentar cambios de echados drásticos provocados por una mala interpretación, como se muestra en la siguiente figura.

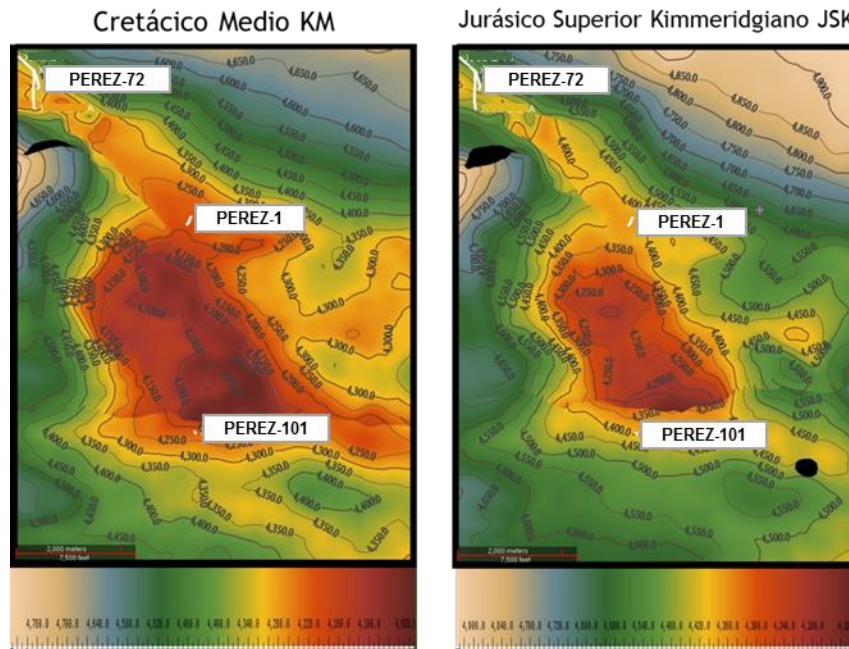


Figura 5.1. 1. Mapa de superficie en tiempo de los horizontes KM y JSK utilizando Landmark DecisionSpace®.

5.2.- ANÁLISIS DEL MODELO DE VELOCIDADES OBTENIDO.

El objetivo principal del modelo de velocidades es integrar la información obtenida directamente de los pozos, con la información obtenida de forma indirecta como son los datos sísmicos, para poder pasar la información sísmica del dominio de tiempo al de profundidad; para cumplir este objetivo es necesario conocer las velocidades del área de

estudio, para ello se estimaron las diferentes velocidades con datos de pozos, velocidades de procesamiento, horizontes y una calibración con los marcadores de los objetivos, y así obtener un modelo robusto de velocidades de conversión del área del campo Pérez.

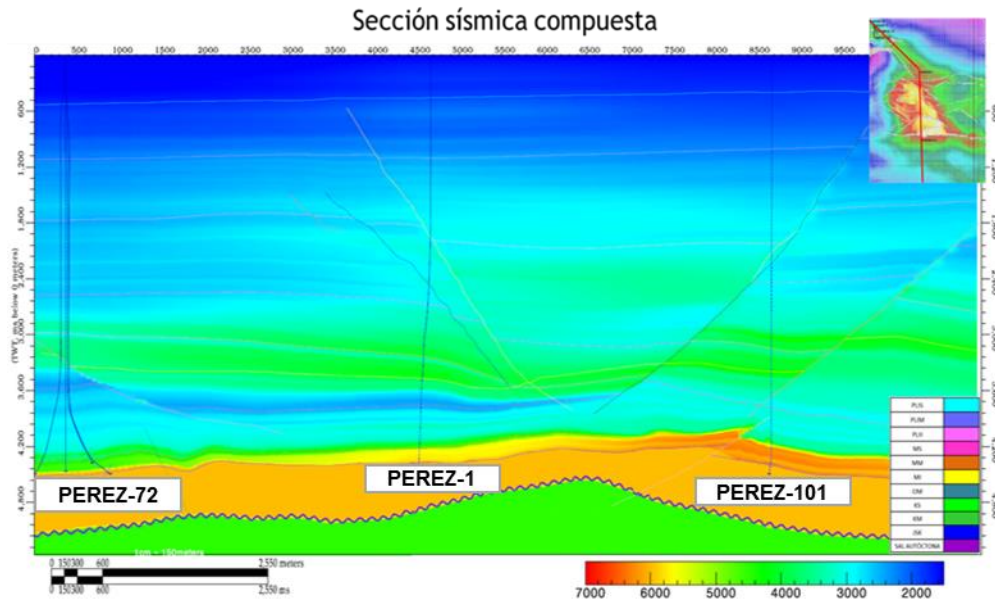


Figura 5.2. 1. Sección sísmica compuesta con el modelo de velocidades generado utilizando Landmark DecisionSpace®.

De acuerdo con la figura 5.2.1, se puede corroborar que el modelo muestra una buena distribución de velocidades a lo largo del área de estudio, además que respeta los cambios de velocidades generados por las fallas o cambios de espesores. También al observar el volumen de velocidades PSDM y el modelo que generamos, se logra ver una buena correlación.

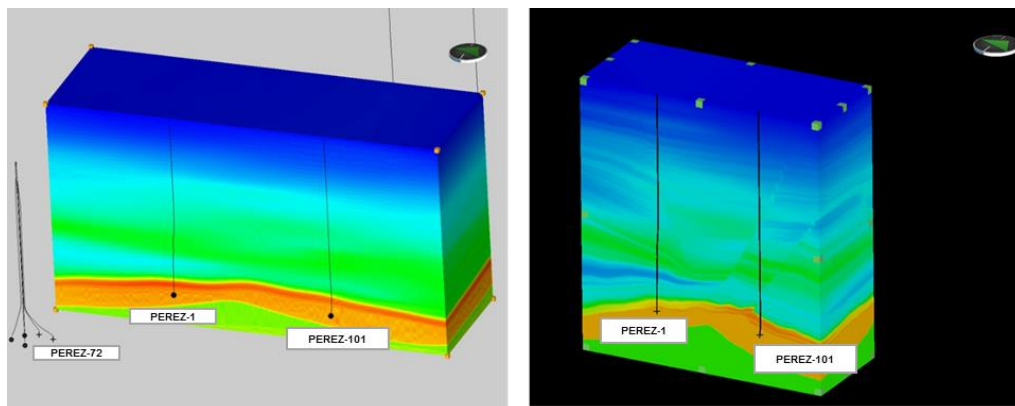


Figura 5.2. 2. Volumen de velocidades PSDM (izquierda) y modelo de velocidades generado del Campo Pérez (derecha) utilizando Landmark DecisionSpace®.

5.3.- CONCEPTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD

A partir del modelo de velocidades se generó del modelo estructural a profundidad, el cuál pueda reflejar la complejidad geológica real del campo, así como la posible dimensión y dirección del área de reserva que se tiene de los horizontes objetivos a nivel Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Existe un contacto identificado en el cual el agua de formación invade la estructura y se encuentra a 6286m, este contacto es denominado contacto agua aceite, el cual permite conocer hasta que profundidad podemos encontrar hidrocarburos. A continuación, se muestra la estructura del campo Pérez con un área de 10km² a nivel JSK.

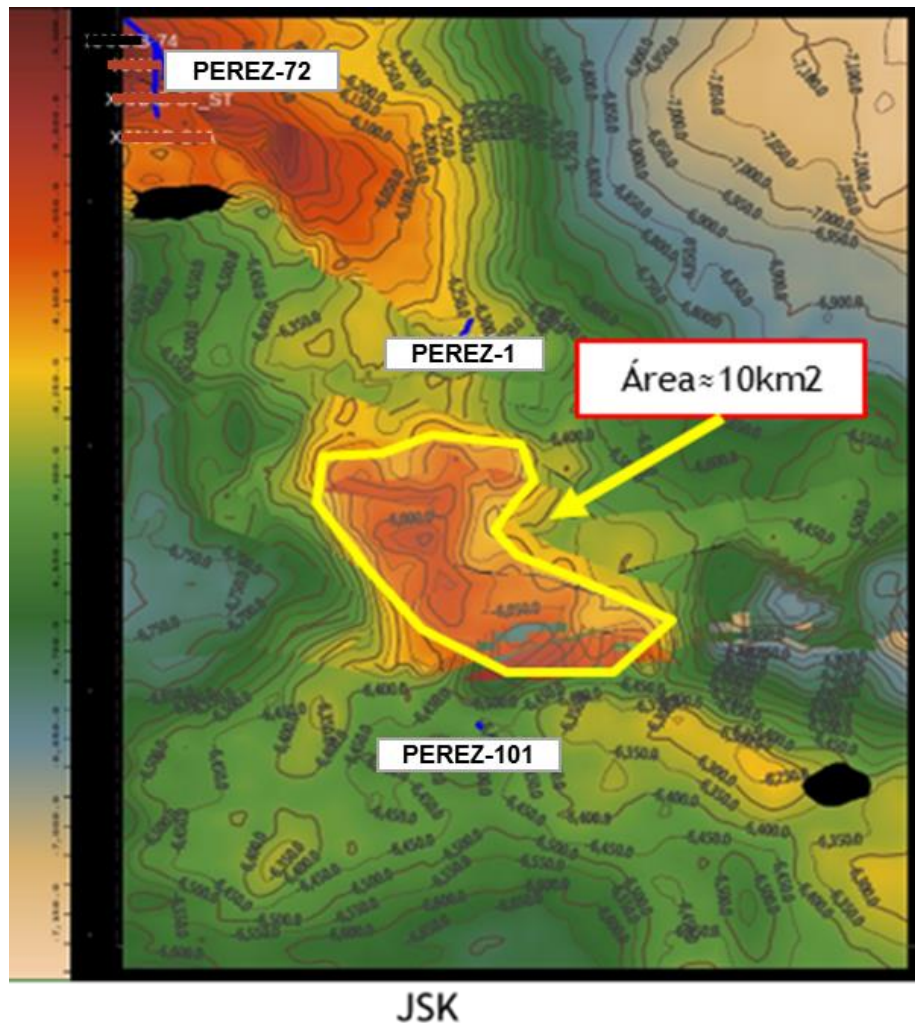


Figura 5.3. 1. Polígono del área de la estructura JSK utilizando Landmark DecisionSpace®.

Se muestra a continuación, el modelo estructural en profundidad con todos los horizontes y fallas interpretadas.

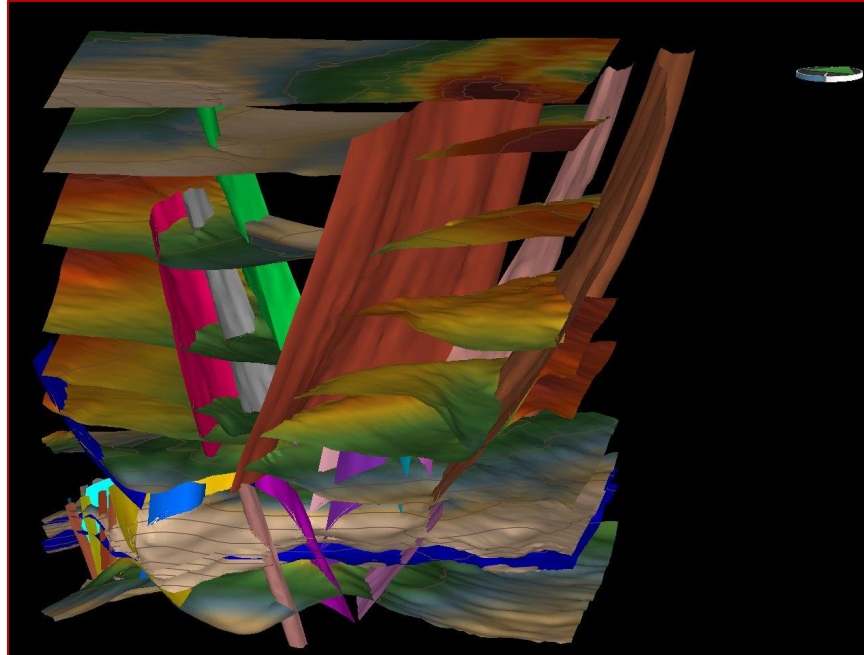


Figura 5.3. 2. Modelo estructural en profundidad en vista 3D con todos los horizontes y fallas utilizadas en el marco de trabajo utilizando Landmark DecisionSpace®.

CONCLUSIONES

La interpretación estructural realizada da como resultado una estructura anticlinal alargada con dirección NW-SE delimitada al sur por una falla de tipo normal con dirección E-W, la cual es la estructura representativa del campo Pérez y en donde se concentra la mayor producción de hidrocarburo. Así mismo se obtiene otra estructura al este del campo, una anticlinal con dirección N-S, dicha estructura actualmente se encuentra bajo exploración.

La interpretación sísmico-estructural realizada permite obtener un modelo estructural que refleja la complejidad geológica del campo. El área obtenida a partir de la caracterización sísmico-estructural es de 10km².

El flujo de trabajo presentado permite realizar la caracterización sísmico-estructural obteniendo buenos resultados, ya que se tomó en consideración toda la información teórica disponible y se realizaron todas etapas del flujo de trabajo, desde la consulta de información hasta la generación del modelo estructural en profundidad.

El modelo de velocidades generado presenta una buena propagación de velocidades a nivel cenozoico y a nivel objetivo, definiendo mejor el comportamiento de las velocidades a lo largo del campo. Es importante saber que los modelos de velocidades brindan conocimiento sobre el campo y permiten programar futuras localizaciones de pozos, por lo tanto es muy importante la construcción de un modelo de velocidades teniendo en cuenta los insumos del modelo, como lo son las curvas tiempo-profundidad, la interpretación sísmica de horizontes y fallas deben de tener un control de calidad exhaustivo antes, durante y después de generar el marco de trabajo, ya que esto definirá la estructura de interés y de no ser así el modelo brindará información incorrecta dando lugar a una caracterización del yacimiento errónea.

BIBLIOGRAFÍA

- *Cabrera Alarcón, A. M. (2016). Interpretación Estructural 2D/3D. Paraíso Tabasco: Pemex Exploración y Producción.*
- *Angeles-Aquino, F.J., Vizcarra-Valenzuela, C., Puerto-Zapata, C., Leon-Zapata, C., 1983, "Monografía Petrolera de la Zona Marina", Superintendencia general de exploración, Petróleos Mexicanos, reedición Agosto 2003, 110 pgs*
- *Brown, A. R. (1999, Fifth Edition). Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. Tulsa, Oklahoma, U.S.A: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists.*
- *Bacon, M., Simm R., Redshaw T, (2003). 3-D Seismic Interpretation. Cambridge University Press.*
- *CNH, (2014), Cuencas del Sureste: Aguas someras. Síntesis Geológico-Petrolera. México.*
- *Dribus, R. John; Jackson, Martin P.A.; Kapoor3, J.; Smith, Martiris F., (2008), La recompensa que yace bajo la sal. Oilfield Review, Vol. 20, No. 3, p. 4-19.*
- *Galloway, W.E, (2008), Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. Sedimentary Basis of the World, Vol. 5., p. 505-549.*
- *Gaument; Fabrice; Letouzey, J.; Sánchez, J.R., (2004). Paleogeographic Evolution of the Southeastern Region of the Gulf of Mexico (NW Cuba- Deep Waters). AAPG Internacional Conference, Cancun, Mexico.*
- *Herron, D.A, (2011).First steps in Seismic Interpretation. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, Oklahoma.*
- *IMP, (2015), Biblioteca visual del petrolero. IMP, Segunda edición, México.*
- *Liner, C.L, (1999), Elements of 3D seismology. PennWell. Department of Geosciences University of Tulsa. Elements of 3-D Seismology, 2004, (Pennwell, 2nd edition, 607 p; 1st edition 1999, 450 p)*
- *Cabrera Alarcón, A. M. (Abril de 2016). Elaboración de Sismograma Sintético del Pozo Yaxche-10P en el Software SeisEarth de Paradigm. Paraíso Tabasco: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.*
- *Cabrera Alarcón, A. M. (2016). Reporte Principios Sísmicos. Paraíso Tabasco: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.*

- *Lines, L.R.; Newrick, R, (2004), Fundamentals of Geophysical Interpretation. Society of Exploration Geophysicists.*
- *Padilla y Sánchez, R.J., (2007), Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente 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. PEMEX Exploración y Producción.*
- *PEMEX, (2013), Provincia Petrolera Sureste. Versión 2.0, PEMEX Exploración y Producción.*
- *Pindell, J. L., (1985), Alleghenian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean. Tectonics, Vol. 4, No. 1, p. 1-39.*
- *Reynolds, J. M., (1997). An introduction to applied and Enviromental Geophysics. Jhn Wilery & Sons Inc.*
- *Francis A. Jenkins & Harvey E. White. (1957) Fundamentals of Optics (3rd.ed.) McGraw-Hill*
- *Chávez-Pérez, S. (2014). Apuntes de Clases Sismología aplicada a la Exploración Petolera. Métodos de Adquisición de Datos Sísmicos. México.*
- *Al-Dossary S., Marfurt K.J. (2007) Lineament-Preserving Filtering. Geophysics, volumen 72 (número 1)*
- *Chopra S. y Marfurt K.J. (2007) Volumetric Curvature Attributes for Fault/Fracture Characterization. First Break, volumen 25: 19-30.*
- *Rueda, J., (1998), El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base a la palinoestratigrafía de lechos rojos. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 15, No. 1, p. 78-86.*
- *Sheriff, R., (1985), Geophysical Exploration and Interpretation. Society of Exploration Geophysicists*
- *Martínez Cabañas, W. (1996). Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura. GEOGACETA, 4.*
- *Stern, R.J.; Dickinson, W.R., (2010), The Gulf of Mexico is a Jurassic backarc basin. Geosphere, Vo. 6, No. 6, p. 739-754.*
- *Yilmaz, Ö, (1987) Seismjic data processing. So. Society of Exploration Geophysicists*

- *Liner, C. L. (2004). Elements of 3D Seismology. Tulsa, Oklahoma: PenWell Corporation.*