



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología de la interpretación
sísmica para la caracterización
estática de un campo petrolero
terrestre en el sur de México**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Aldo Velázquez Vázquez

ASESOR(A) DE INFORME

Dra. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

A muchas personas debo agradecer hacerse presente durante mi paso en la Universidad Nacional.

A mi madre por siempre confiar en mí, ser mi confidente y ayudarme a encontrar mi camino.

A mi padre por demostrarme que siempre se puede salir adelante si te esfuerzas y crees en ti, por enseñarme que lo más importante es la familia.

A Mariana, Juan y Enrique, por compartir sus logros conmigo y volverlos una motivación, por ser un constante recuerdo de quien soy.

A mis amigos Héctor, Daniel, Diana V., Rubén, Zeus, Pablo, Brenda, Ángel, Diana C. y todos con los que compartí, aprendí y viví muchísimas aventuras.

A mis sinodales; el M.C. David Escobedo, Ing. Javier Arellano, M.C. Fernando Gómez y el Ing. Israel Castro, les agradezco los comentarios, la paciencia y su participación con este trabajo.

A la Dra. Iza Canales, por sus comentarios y guía con este trabajo, ayudarme a resolver dudas, escuchar mis ideas y siempre ser amable.

En PEMEX a; Ing. Tomas Pérez, Ing. Carlos Castillo, Ing. Gerardo Posadas, Ing. Oscar González, Ing. Chamaly Revelez, Ing. Humberto Alarcón y Lic. Nadia Suarez por todos sus consejos y enseñanzas.

A la UNAM, por ser mi casa en estos años.

Índice

1. Introducción y objetivos.....	5
2. Antecedentes	8
2.1. Geología	8
2.1.1. Mioceno	8
2.1.2. Plioceno.....	8
2.1.3. Pleistoceno	8
2.2. Conociendo el campo.....	10
2.3. Exploración Geofísica	12
2.3.1. Método sísmico de reflexión.....	12
2.3.2. Adquisición sísmica	12
2.3.3. Procesamiento sísmico.....	14
2.4. Pozos y registros.....	16
2.5. Modelo Geológico	16
2.5.1. Sedimentología.....	16
2.5.2. Estratigrafía	17
2.6. Modelo petrofísico	17
2.7. Producción Histórica	18
3. Definición del problema y contexto de la participación profesional	20
4. Metodología utilizada	21
4.1. Carga, visualización y validación de los datos	21
4.1.1. Sísmica.....	23
4.1.2. Pozos y cimas.....	26
4.1.3. Registros Geofísicos	33
4.1.4. Conversión de pozos a Tiempo	37
4.2. Interpretación sísmica (Picado de horizontes y fallas).....	42
4.2.1. Horizontes	42
4.2.2. Fallas.....	49
4.3. Creación de superficies geológicas	54
4.4. Geología de explotación.....	56
4.4.1. Arena A.....	56

4.4.2.	Arena B	57
4.4.3.	Arena C	57
4.4.4.	Arena D	58
4.4.4.1.	Arena Ds	58
4.4.4.2.	Arena Di	58
4.4.5.	Arena E y Arena F	59
4.4.6.	Arena E	60
4.4.7.	Arena F	60
4.5.	Atributos sísmicos	61
4.6.	Atributos sísmicos de volumen	61
4.6.1.	Atributos estratigráficos	62
4.6.2.	Estructurales	66
4.6.3.	Atributos Complejos	70
4.6.4.	Mixer y mask	75
4.7.	Extracción de atributos a una superficie	78
4.7.1.	Arena A	81
4.7.2.	Arena B	85
4.7.3.	Arena C	89
4.7.4.	Arena Ds	93
4.7.5.	Arena Di	96
4.7.6.	Arena E	100
4.7.7.	Arena F	105
4.7.8.	Distribución espacial de los atributos y las superficies	108
4.8.	Generación de un modelo tridimensional de propiedades petrofísicas	113
4.8.1.	Generación de un modelo tridimensional	113
4.8.2.	Escalamiento de registros	120
4.8.3.	Análisis de datos	124
4.8.4.	Distribución de propiedades petrofísicas	133
5.	Resultados	136
5.1.	Porosidad	136
5.2.	Saturación de agua	138
5.3.	Pruebas lógicas en el modelo	140

5.3.1.	Extracción de superficies al modelo.....	143
5.3.1.1.	Arena A.....	144
5.3.1.2.	Arena B.....	144
5.3.1.3.	Arena C.....	145
5.3.1.4.	Arena Ds.....	146
5.3.1.5.	Arena Di.....	146
5.3.1.6.	Arena E.....	147
5.3.1.7.	Arena F.....	148
6.	Conclusiones.....	150
7.	Bibliografía.....	152
8.	Anexos.....	153

1. Introducción y objetivos

Por temas legales y/o de confidencialidad laboral y/o de propiedad intelectual, en el trabajo escrito y anexos se omite información específica del proyecto (Nombre y ubicación del campo y pozos presentados).

En el entorno internacional la demanda de hidrocarburos es cada vez mayor, sin embargo, con el paso de los años la explotación de los recursos naturales de yacimientos convencionales y no convencionales, requiere una mayor integración técnica y científica.

Nuestro país no es la excepción, la necesidad de aplicar nuevos conceptos y de revalorizar áreas de oportunidad en el sector petrolero son de vital importancia para la competitividad, el crecimiento de la economía y el aprovechamiento de los recursos.

En general, el objetivo del presente trabajo es aplicar un conjunto de metodologías cuya utilidad está en la identificación de oportunidades petrolíferas, debido a la fuerte declinación de varios campos maduros de sureste de México, en estos se requiere identificar de manera oportuna resultados del análisis de la información geológica, geofísica e ingenieril, la cual es generada durante el proceso de exploración a través del uso de sísmica 3D y registros de pozos, además del proceso de explotación de los pozos, se buscan oportunidades que permitan atenuar la declinación previamente mencionada y continuar trabajando de manera eficiente y sostenida para alargar la vida productiva del campo y los procesos que conlleva para la producción de hidrocarburos.

De forma específica este trabajo tiene como propósito integrar a través del software de caracterización la información geológica, geofísica y petrolera obtenida mediante el proceso de exploración, realizando interpretación geofísica para obtener los elementos indicados en función de caracterizar zonas para la extracción de hidrocarburos a través de la perforación de pozos.

El campo analizado en este informe es históricamente uno de los más grandes productores de gas en la historia del país, es también un campo maduro con más de 50 años de producción, razón por la cual cuenta con la infraestructura necesaria para seguir con los procesos de explotación.

El desarrollo del presente trabajo se alcanzó integrando distintas partes de las geociencias, mediante el uso de Petrel el cual, es un software de la compañía Schlumberger que se encarga, entre otras cosas, de representar la estructura geológica del yacimiento, permite que el usuario interprete datos sísmicos, construya los modelos del yacimiento, visualiza los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento.

Durante mi estancia en Petróleos Mexicanos trabajé en distintas actividades, sin embargo, para este informe describo las más importantes:

Carga, visualización y validación de la información sísmica y de pozos (Registros Geofísicos).

La interpretación de horizontes sísmicos y fallas mediante el picado de horizontes (Interpretar las secciones sísmicas, mediante la selección y el rastreo de los horizontes u otros eventos), con ayuda de las cimas de las estructuras, análisis de la señal y de forma cualitativa. El análisis de datos sísmicos es la base para generar modelos y predicciones razonables acerca de las propiedades y las estructuras del subsuelo.

Generación de superficies geológicas, utilizando métodos de interpolación. Crear, editar y generar superficies de cuadrícula basadas en datos de línea, polígonos, superficies y cimas. Por otro lado, las interpolaciones se realizan utilizando una función matemática para asignar valores a la superficie creada. Existen varias técnicas de interpolación con ajustes disponibles y adecuados para diversos tipos de calidades de datos.

Aplicación de atributos de volumen (atributos que se generan por todo el cubo sísmicos con el fin de auxiliar en la interpretación de la señal sísmica, la estratigrafía o el marco estructural) y la aplicación de atributos de superficie (atributos que se generan sobre las estructuras interpretadas con el fin de auxiliar a la identificación de zonas con posible ocurrencia de hidrocarburos basados en la amplitud, la distribución estructural o estratigráfica y métodos estadísticos para identificar anomalías).

Generación de modelos tridimensionales de porosidad y saturación y posteriormente N/G, con ayuda de herramientas geoestadísticas, teniendo como base los registros petrofísicos evaluados y haciendo una distribución de sus propiedades por toda la interpretación en el cubo. Esta técnica utiliza datos sísmicos e información de pozo para la construcción de un modelo cuantitativo del subsuelo, el cual permite aumentar la confiabilidad sobre la información, además de calcular estadísticamente algunas de las principales propiedades que caracterizan el yacimiento.

En éste, presento la visualización de zonas de oportunidad. El producto final consiste en definir zonas o bloques con áreas no explotadas para en su caso proponer reparaciones menores y mayores o incluso localizaciones para la recuperación de hidrocarburo.

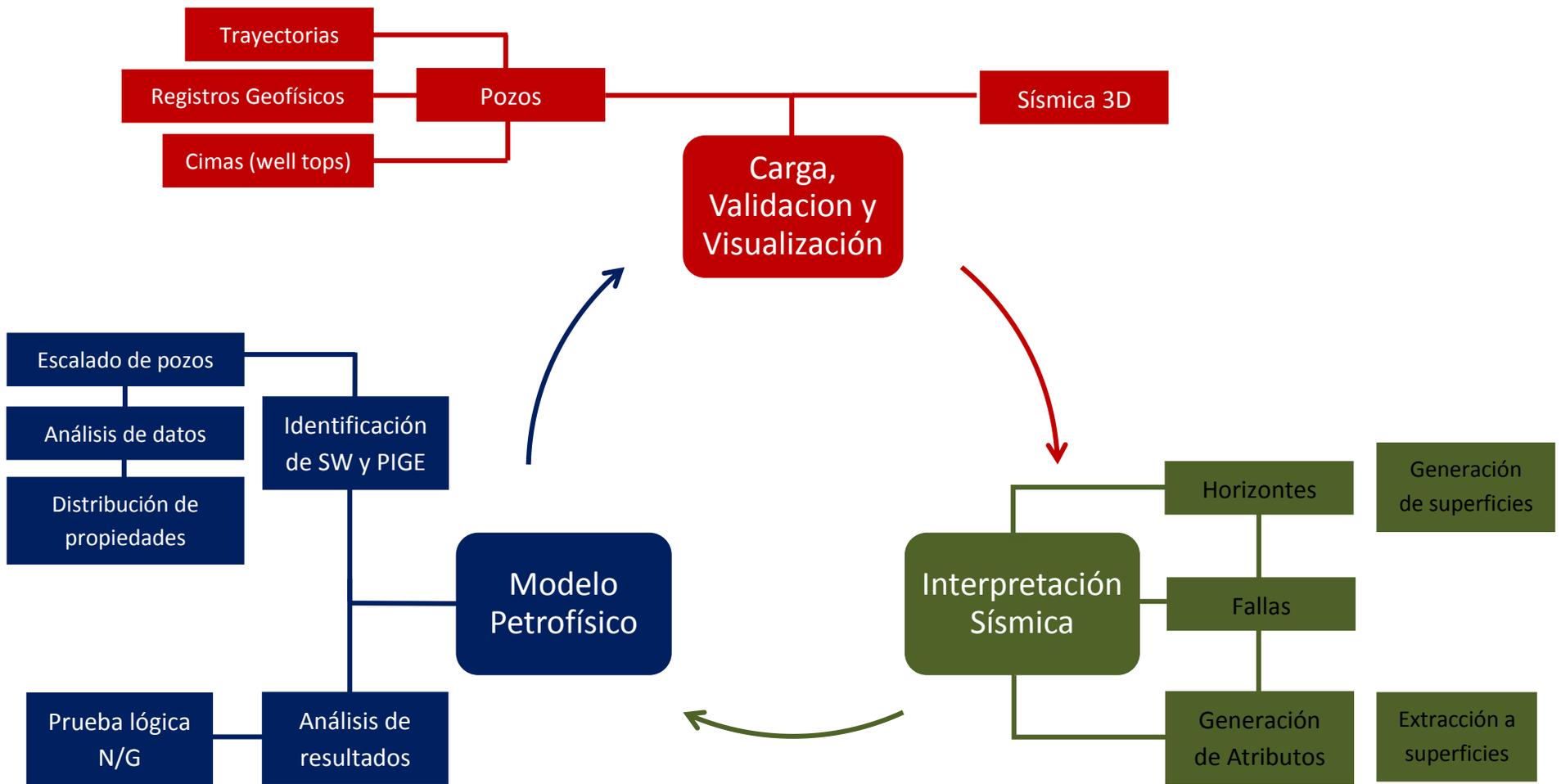


Diagrama 1 Metodología usada en el informe

2. Antecedentes

2.1. Geología

La cuenca de Macuspana se encuentra situada en un marco tectónico que comprende, al sur los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al norte se interna en el Golfo de México; al oriente el límite lo constituye la falla regional Macuspana y al occidente está limitada por la falla Frontera.

Generalmente las estructuras que forman los yacimientos son anticlinales alargados con orientación SW-NE, paralelas a las fallas lístricas de Macuspana y Frontera, con una superficie de 5 hasta los 17 Km^2 , afectadas por fallas normales antitéticas que en ocasiones forman el límite horizontal del yacimiento. La presencia de fallas normales secundarias, así como el buzamiento regional de la cuenca en dirección nor-noreste hacen que los yacimientos puedan aparecer entre las profundidades de 68 a 2620 m. Las rocas que forman el sello de los yacimientos son cuerpos de lutitas que alternan con los paquetes de arenas, lo que produce una serie de trampas múltiples. Dentro de la cuenca se han localizado 35 estructuras de las cuales se han desarrollado 17 a nivel de campo.

2.1.1. Mioceno

El interés de la cuenca de Macuspana inicia con el Mioceno, el cual se caracteriza por una acentuada inestabilidad tectónica, en el que continúa la regresión general que se originó con el levantamiento de la Sierra de Chiapas y se producen grandes discordancias en el subsuelo de las provincias de las cuencas del sureste pertenecientes al cenozoico. Como mencioné, el carácter litológico del Mioceno es variable de un lugar a otro, según las condiciones del ambiente de depósito original, en la cuenca presentan horizontes de calizas las cuales se direcciona preferencialmente a la cuenca de Yucatán, aunque los espesores en el Campo X se estiman en 2000 m.

En la cuenca de Macuspana durante el Mioceno solo se han identificado tres formaciones dentro de los sedimentos terrígenos, las formaciones son: Depósito, Amate inferior y Amate superior, de estas últimas dos se obtiene esencialmente gas seco y gas y condensado, así como una mínima cantidad de aceite (Figura 1).

2.1.2. Plioceno

Este periodo está representado con la Formación Encajonado que tiene características litológicas similares a las de las facies de aguas profundas de la Formación Filisola de la cuenca de Comalcalco, en las cuales se presenta una intercalación de areniscas y lutitas que alcanzan un espesor de 1670 m.

2.1.3. Pleistoceno

En la Cuenca de Macuspana se tiene la presencia de dos formaciones, la Zargazal y la Formación Belem, las cuales se caracterizan por presentar una alternancia monótona de cuerpos de areniscas lenticulares con capas de lutitas las cuales tienen características deposicionales de un ambiente de continental a paludal. La formación Zargazal tiene una potencia de 600 m, aportando cierta

cantidad de hidrocarburos y la formación Belem tiene ocurrencia mínima de aceite a profundidades entre 678 y 961 m.

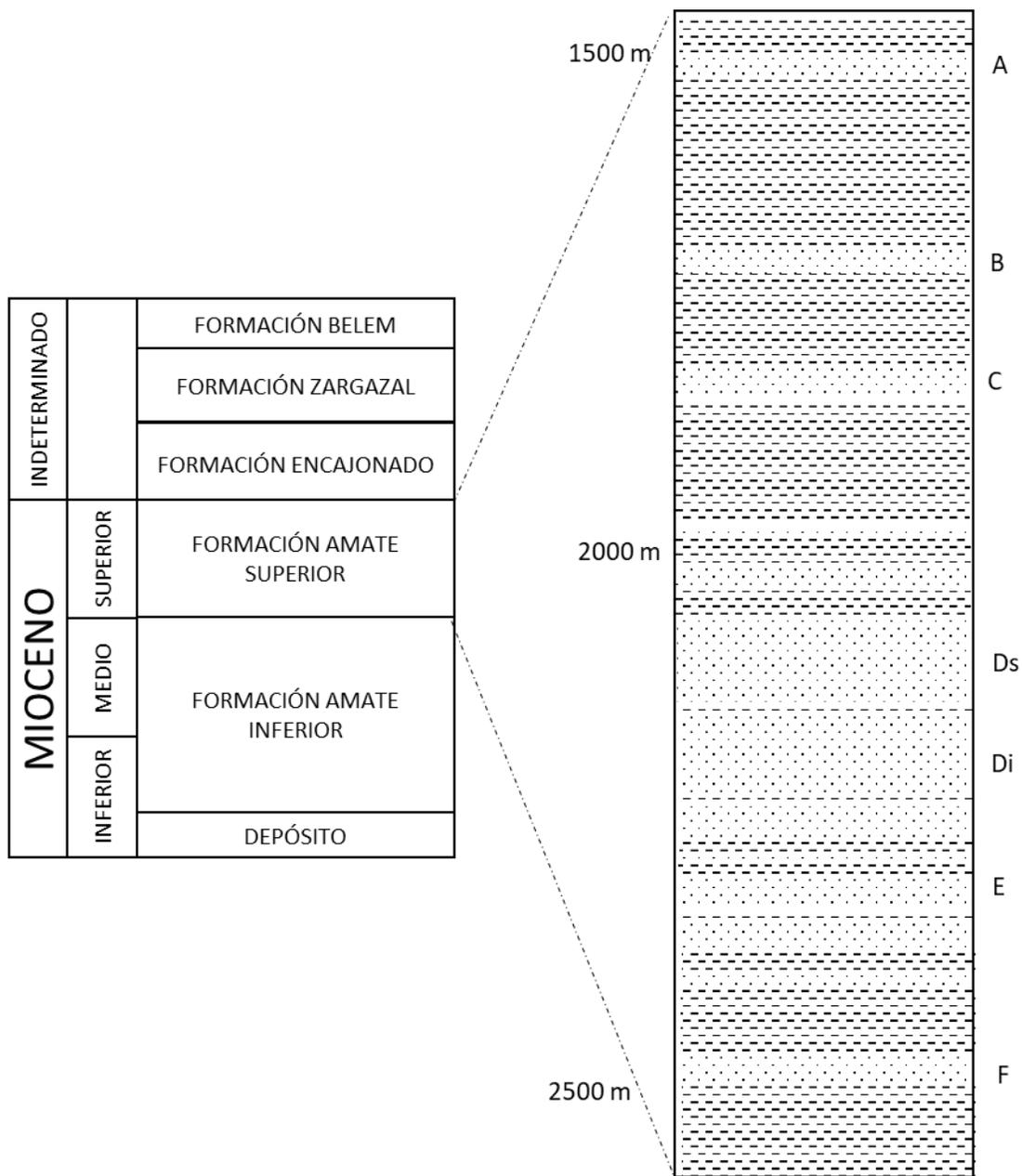


Figura 1 Columna litológica tipo de las rocas productoras en el campo. (Modificado de Geología petrolera de la zona Sureste, Subgerencia de Programación y Evaluación).

2.2. Conociendo el campo

El campo estudiado es el yacimiento de gas más grande que se ha descubierto en el país y se encuentra situado en la zona sureste dentro de los llamados bloques sur. Su génesis inicia desde el mioceno superior – Plioceno Inferior, gracias al aporte fluvial proveniente de las montañas el cual fue redistribuido por las paleocorrientes que dieron forma a deltas y barras, las cuales aunados a la formación de zonas de debilidad por la sobrecarga de los sedimentos formaron fallas de crecimiento que dieron lugar a trampas estructurales y estratigráficas (Figura 2. Modelo de depósito tipo de la cuenca.

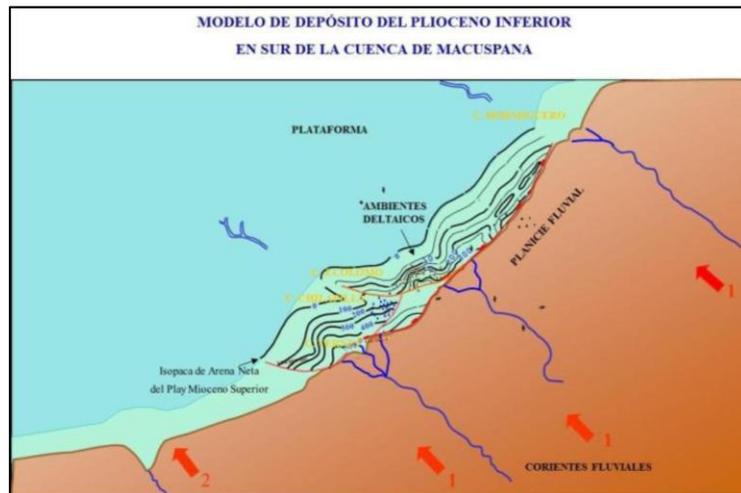


Figura 2. Modelo de depósito tipo de la cuenca. (Modificado de Rodríguez, 2013)

En el ámbito regional, el campo sigue un alineamiento estructural que consiste en una falla lístrica que separa la cuenca donde yace el campo con la plataforma de Yucatán (Figura 33).

Por otro lado, localmente, es una estructura tipo anticlinal, cuyo eje mayor está orientado en la dirección este – oeste y el flanco sur está cortado por una falla normal con echado hacia el norte.

El campo comparte cuenca con otros campos de similar génesis, cuya distribución geográfica queda marcada por la falla normal lístrica citada previamente, por la cual se distribuyen las estructuras, siendo al menos 5 las distinguibles a nivel de Mioceno (Figura 4).

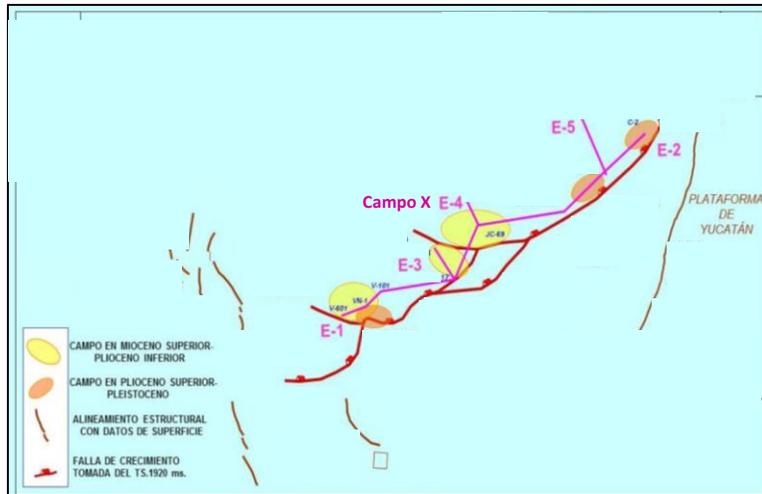


Figura 3. Muestra el alineamiento estructural con la falla lítrica en el límite con la plataforma adyacente. (Modificado de Rodríguez, 2013).

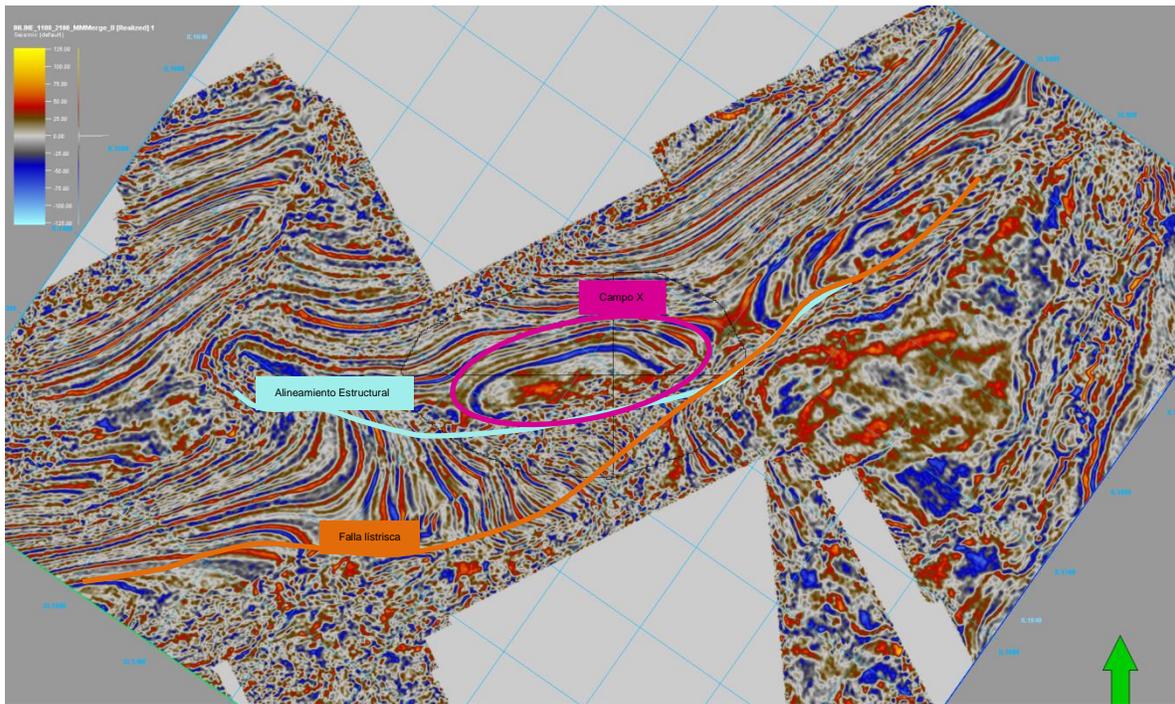


Figura 4. Muestra de la distribución espacial entre el alineamiento estructural del campo y la falla que limita la cuenca. (Time slice 1920 ms). (Basado en Rodríguez, 2013).

Durante la identificación histórica de los horizontes con potencial productor se reconocen diferentes superficies, para este trabajo utilicé siete y representan el punto de partida durante todo el informe para la interpretación, la cual está situada en el Mioceno Superior y pertenecen a la Formación Amate. En la figura 4, es posible ubicar el alineamiento estructural derivado de la falla regional que separa al campo con la plataforma de Yucatán, mencionado anteriormente (Figura 4).

2.3. Exploración Geofísica

2.3.1. Método sísmico de reflexión

Para la exploración petrolera es fundamental contar la mayor cantidad de información disponible para la interpretación de posibles yacimientos, históricamente el método sísmico de reflexión ha servido como punto de partida. En los estudios sísmicos tridimensionales se ocupa el concepto de punto de reflejo común (*Common midpoint*), este hace uso de múltiples puntos en el subsuelo para mejorar la calidad de los datos.

2.3.2. Adquisición sísmica

El concepto de adquisición sísmica hace referencia a la generación y registro de los datos sísmicos, en el dominio del tiempo. El proceso de adquisición implica muchas configuraciones de receptores diferentes, que incluyen el tendido de sismodetectores (Geófonos), en la superficie terrestre o el emplazamiento de geófonos en un pozo (“*VSP*”, “*Checkshot*”) para registrar la señal sísmica.

Existen diferentes tipos de fuentes sísmicas, vibradores, explosiones de dinamita, etc., generan vibraciones elásticas que viajan por la Tierra, atraviesan sus estratos con diferentes respuestas o niveles de energía y efectos de filtrado, y retornan a la superficie para ser registradas como datos sísmicos.

La adquisición óptima varía de acuerdo con las condiciones locales e implica el empleo de la fuente adecuada (tanto en tipo como en intensidad), la configuración óptima de receptores, y la orientación de las líneas de recepción con respecto a los rasgos geológicos. Esto asegura que se registre la relación señal-ruido más alta, que la resolución sea apropiada, que se minimicen o distingan los efectos ajenos tales como las ondas aéreas, la onda superficial, las múltiples y las difracciones, y que se eliminen a través del procesamiento.

Para la adquisición de datos sísmicos se utilizó, un Sismógrafo Telemétrico “*Input/Output-System Two*”, la grabación se efectuó con 960 canales activos por registro (12 líneas receptoras por “*swath*” con 80 canales activos por línea) se utilizó explosivo tipo Pentolite y vibrogel como fuente de energía.

El patrón de detección utilizado para el proyecto fue de 6 detectores por traza con separación entre ellos de 6.0 m, para una cobertura total de 60 m. Para cada registro se utilizaron 160 cajas telemétricas MRX configuradas para 6 canales (Figura 5).

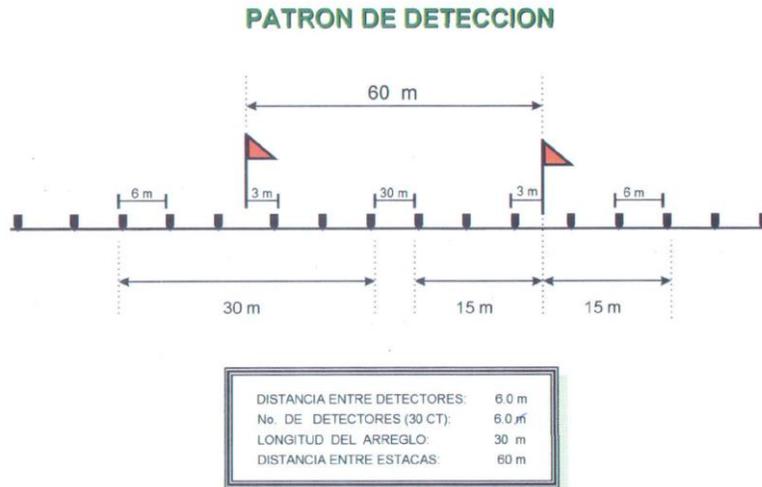


Figura 5. Patrón de detección. (Informe sísmológico COMESA, 2008).

Después de la selección de los parámetros óptimos para la adquisición, tenemos la construcción del “preplot”, donde se muestran los puntos de fuentes y receptores correspondientes según su posición teórica, en lo que contiene el total de puntos a levantar, perforar, cargar y registrar, se hace el cálculo del “fold” nominal.

En la figura 6, se muestra un diagrama de trabajo del cubo, el cual incluye actividades de levantamiento topográfico, adquisición sísmica controles de calidad, etc.

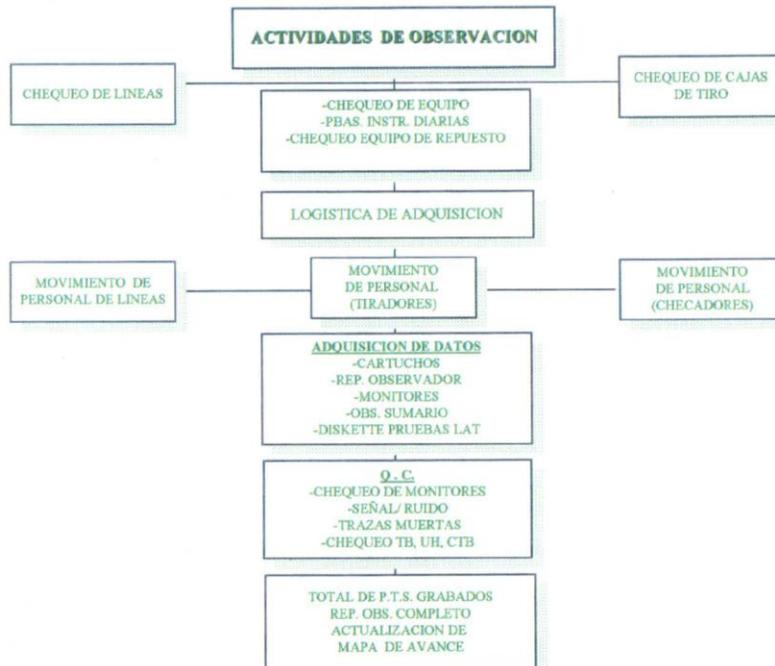


Figura 6. Actividades realizadas en la adquisición (Informe sísmológico COMESA, 2008).

2.3.3. Procesamiento sísmico

Entendemos como procesamiento sísmico a la alteración o manipulación de los datos sísmicos registrados durante la adquisición cuyo fin será la eliminación de ruidos, mejoramiento de la señal y realizar la migración de los eventos sísmicos para mejorar su localización en el espacio.

A continuación (Figura 7), se presenta la secuencia de proceso que la compañía realizó en el cubo sísmico:



Figura 7. Secuencia de proceso para el cubo original presentado. (Informe sismológico, COMESA 1998).

El cubo sísmico que usé durante este proyecto pertenece a un “merge” sísmico, esto hace referencia a la combinación, fusión o unión de varios cubos sísmicos tridimensionales. El volumen fusionado proporciona el estudio integrado de toda el área que ayuda a desarrollar un modelo geológico integral. Además, las técnicas de interpretación recientes se pueden utilizar de manera efectiva en el volumen integrado y llegar al resultado combinado en lugar de combinar los resultados de diferentes conjuntos de datos (Deepa, 2012).

El área cubierta por los datos sísmicos es de aproximadamente 311.80 km² y está compuesto por tres cubos anteriormente tomados, siendo la porción central la correspondiente al campo X. Para lograr el mejor resultado, se decidió realizar el pre procesamiento, acondicionamiento de datos y procesamiento de señales de todos los volúmenes por separado en sus propias cuadrículas que fueron creados con base en el *grid* de adquisición, transfieren los datos a un *grid* mucho más grande, y luego realizar la unión de los datos en el *grid* mayor antes de la migración.

Posterior al pre procesamiento individual, la unión sufre varios procesos para la homogenización de los datos sísmicos, estos procesos son:

1. Homogeneizar la fuente: Debido a que los datos han sido registrados con base en diferentes fuentes, en este caso todas son fuentes explosivas con diferentes cantidades de dinamitas, hacer coincidir las ondículas es un proceso importante para evitar el desajuste a lo largo de los límites del cada uno de los volúmenes sísmicos y tener uniformidad en la

firma de la fuente sísmica. Para el diseño del filtro coincidente, se elige un área como referencia o volumen maestro debido a su posición en el área. La ondícula se extrae del ruido atenuado en los datos crudos, tomando el promedio sobre muchas trazas de compensación similares, usando los primeros arribos en las trazas. La ondícula extraída es convertida a una ondícula de fase mínima, principalmente para cumplir la condición de deconvolución.

2. Correlacionar las amplitudes: La consistencia de la amplitud sísmica es importante para obtener un nivel de amplitud uniforme en varias añadas. La variación en la amplitud a través de la adquisición se debe a la diferencia de las herramientas de registro. Además, existe un cambio en la disminución de la amplitud con el tiempo, así como con compensación de *survey* a *survey*. Se elige al igual que la relación de las fuentes un cubo de referencia como base para calcular los valores de amplitud. Las amplitudes RMS de otras áreas se escalaron a la amplitud RMS de la encuesta de base para preservar las amplitudes relativas a través de los volúmenes. Para cuidar la variación en las amplitudes, los escalares basados en la amplitud RMS son calculados en el cubo de referencia y en otros volúmenes. La amplitud RMS se calcula en la zona libre de ruido. Se calcula un escalar para llevar este valor eficaz a un nivel particular. Se calculan los escalares en los otros cubos sísmicos y finalmente, la relación del escalar de un volumen particular y el volumen de referencia es calculado, generando una relación, ese factor constante se aplica en *shot gathers* de ese volumen. De esta manera, la amplitud RMS de todos los volúmenes es equivalente a la amplitud RMS del volumen de referencia. Este enfoque resulta en la uniformidad de amplitudes a través de volumen mayor.
3. Diferencias de tamaño del *Bin*: El tamaño del bin varía significativamente entre diferentes volúmenes sísmicos que van desde 20m x 30m el conjunto de datos del campo X. Sin embargo, para realizar el *merge* solo se utiliza un tamaño de *bin* para todos los volúmenes, que generalmente es el tamaño de *bin* más común entre todos. La otra consideración es la utilización de datos máximos. El procesamiento se realizó con un tamaño de *bin* de 30m x 30m.
4. Variación en la proporción señal/ruido: La relación señal / ruido varía drásticamente entre los diferentes cubos 3D. Específicamente, entre las que tiene mayor tiempo de haber sido adquiridos. Los datos sísmicos sin procesar contenían ruido aleatorio y coherente. Para el ruido aleatorio, especialmente para los picos de alta amplitud, se utiliza efectivamente la técnica de atenuación de ruido aleatorio. Para el ruido coherente, principalmente los arribos directos y los eventos lineales refractados, se utilizan filtros basados en la velocidad. Estos procesos liberaron los datos de diferentes tipos de ruido, lo que los hace adecuados para la comparación entre las cosechas.

Es importante recalcar que la interpretación sísmica debe hacerse con varios procesos de calidad para asegurar que los datos sísmicos pertenezcan a la posición y características geológicas que se intentan resaltar.

2.4. Pozos y registros

Durante el año de 1950, en la zona de estudio se realizó dentro de las labores de exploración de petróleos mexicanos un levantamiento sísmico de reflexión en el que se detectó un anticlinal con orientación oeste a este, donde se perforó en el pozo X-1, que en 1951 fue descubridor del campo; alcanzó la profundidad de 1700 metros desarrollados, resultando productor de gas y condensado en el intervalo 1575-1595m de la Formación Ámate Superior del Mioceno Superior, este pozo atravesó las areniscas denominadas A, B y C. Posteriormente, se descubrieron las areniscas D, E y F, mediante la perforación de los pozos X-414 en 1952, X-32 en 1954, y X-69 en 1957.

Hasta 2016, en el campo se han perforado 126 pozos (Figura 8):

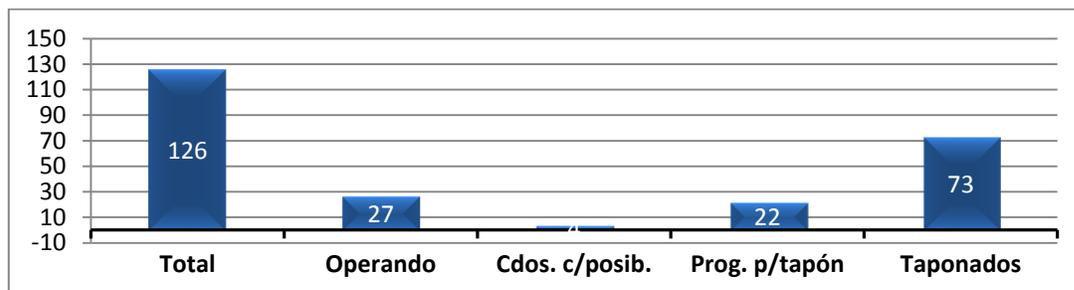


Figura 8. Comportamiento histórico de los pozos. (Informe de estado de pozos, 2016).

2.5. Modelo Geológico

2.5.1. Sedimentología

Durante el Mioceno Superior-Plioceno Inferior las condiciones tectónicas fueron de una margen pasiva en el Golfo de México. El depósito de sedimentos terrígenos se originó en aguas con alta energía relacionada a un delta dominado por las olas originando barras acrecionadas paralelas a la línea de costa orientadas casi en sentido este-oeste. Este tipo de sedimentos son característicos de depósitos prominentes de muchas costas modernas (Ej. Isla de Galveston, Texas; San Blas, Nayarit, México y Delta del Grijalva, Tabasco, México) y los cuerpos de areniscas asociadas están representados en el registro estratigráfico (Rodríguez, 2013). En contraste con los deltas de río que resultan de procesos fluviales, las barras acrecionadas son abastecidas y modeladas por procesos marinos. Las barras se definen como islas de arena o penínsulas elongadas paralelas a la costa y separadas del continente por lagunas o pantanos. Estas generalmente son paralelas con las planicies de barras acrecionadas, que son más amplias en dirección al continente y carecen de lagunas bien desarrollados. Algunos de los medios ambientes y facies asociados a barras y planicies de barras acrecionadas son:

- Canales de entrada y deltas de marea, que separan las barras lateralmente
- Abanicos de lavado en el lado de las barras que van costa a dentro o hacia la laguna.

Para el Mioceno las condiciones fueron inestables en esta área, ya que permitieron el desarrollo de espesores de rocas de origen detrítico ligadas a sistemas progradaciones, agradacionales y transgresivos.

Durante el Mioceno Superior se llevó a cabo un descenso en la elevación del nivel del mar que dio lugar a los grandes depósitos de arenas que constituyen las rocas almacenadoras de este yacimiento. En el Plioceno Inferior se registró una elevación global del nivel del mar (HST) que contribuyó a formar una superficie de máxima regional (MFS), representando un sello que abarca la mayor parte de la cuenca.

2.5.2. Estratigrafía

Los yacimientos en la estructura en el campo se encuentran dentro de la formación Ámate Superior, depositada durante el Mioceno Superior, de acuerdo con los estudios bioestratigráficos realizados en la porción sur de la cuenca.

La roca consiste en areniscas de grano fino a medios constituidos por cuarzo, feldespatos y micas en alta concentración y conchas de moluscos; estas características se presentan en ambientes marinos poco profundos relacionados a la costa, provenientes de una fuente cercana con poco transporte. Las areniscas en general tienen espesores de hasta 350 metros y de acuerdo con los registros eléctricos y algunos núcleos, son limpias y con buena permeabilidad (1 a > 1000 md¹). Su porosidad cualitativa es de 20 a 32%.

2.6. Modelo petrofísico

Dependiendo de los parámetros petrofísicos se definieron seis tipos de roca a partir del comportamiento de su presión capilar. Las rocas A y B comprenden la mayor parte de la capacidad de almacenamiento; las rocas tipo C contribuyen con una cantidad importante del volumen de almacenamiento del yacimiento, se estima que menos del 10 % de la capacidad de flujo del yacimiento es de estas rocas; las rocas tipos D y E poseen altas saturaciones de agua irreductible (> 60%), contribuyen mínimo a la capacidad de almacenamiento debido a su baja porosidad y permeabilidad; en tanto que las rocas tipo F son las lutitas y constituyen los sellos. A continuación, se describe cada uno de ellos:

ROCA TIPO A.- Es una arenisca con porosidades de 25-32% y permeabilidades de 30 a >1 000 md. Constituyen el yacimiento en la arena Di con una presión inicial de 170 a 203 kg/cm² y gastos de 3.8 a 6.2 MMPCD².

ROCA TIPO B.- Es una arenisca con porosidades promedio de 25 % y permeabilidades de 100 a 1 000 md. Constituyen el yacimiento en las arenas Ds y Di.

ROCA TIPO C.- Es una arenisca con porosidades de 20 a 25% y permeabilidades de 1 a 200 md. Constituyen el yacimiento presente en las arenas Ds y Di

ROCA TIPO D.- Son areniscas con porosidades de 15 a 25% y permeabilidades de 3 a 100 md. Constituyen el yacimiento presente en las arenas Ds, Di, E y F.

¹ Unidades de miliDarcys

² Millones de pies cúbicos diarios

ROCA TIPO E.- Son areniscas con porosidades de 5 a 15% y permeabilidades de 1 a 20 md. Constituyen el yacimiento presente en las arenas Ds, Di y E.

ROCA TIPO F.- Son las lutitas de pro-delta que sobreyacen a las arenas Ds e infrayacen a las arenas F. Constituyen el sello superior e inferior de los yacimientos.

La posición exacta del contacto gas-agua es difícil de determinar, debido a que pocos pozos perforaron por debajo del contacto que se estimó para una porción de la arenisca DI3 a 2235 MBMR³ y para la arenisca Ds a 2212 MBMR. Varios pozos presentan un aumento de la saturación de agua a profundidad, sin embargo, esas zonas de transición aparente no ocurren en profundidades consistentes. Esto pudiera indicar que la zona de transición es dependiente del tipo de roca y varía a lo largo del campo.

2.7. Producción Histórica

La producción acumulada del campo, hasta junio de 2016, es de 2,326 MMMPC⁴ de gas y 4.442 MMB⁵ de aceite y las reservas remanentes ascienden a 185 MMMPC de gas.

Para los años de 2009, el campo inició con la producción de aceite, en pequeñas porciones, pues históricamente el campo es únicamente productor de gas hasta el año 2015 donde se produjeron 2.8 barriles de petróleo diario (Bpd⁶) (Figura 9).

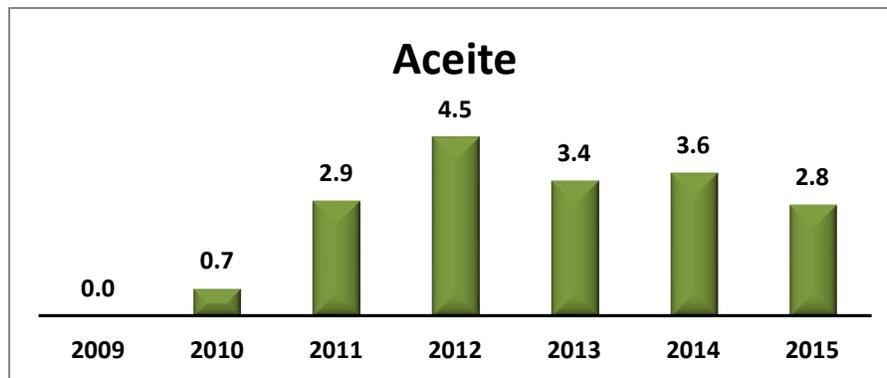


Figura 9. Producción de aceite (Bpd). (Informe de producción histórica, 2016).

Por otro lado, la producción de gas (Figura 10) se mantenía constante en el siglo pasado, sin embargo, a partir del año 2009 inicio una baja en la producción de aceite llegando en el año 2013 a producir apenas 0.4 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de 0.7 que se producían en 2009.

³ Metros bajo la mesa rotatoria

⁴ Millones de pies cúbicos

⁵ Millones de Barriles

⁶ Barriles de petróleo diario

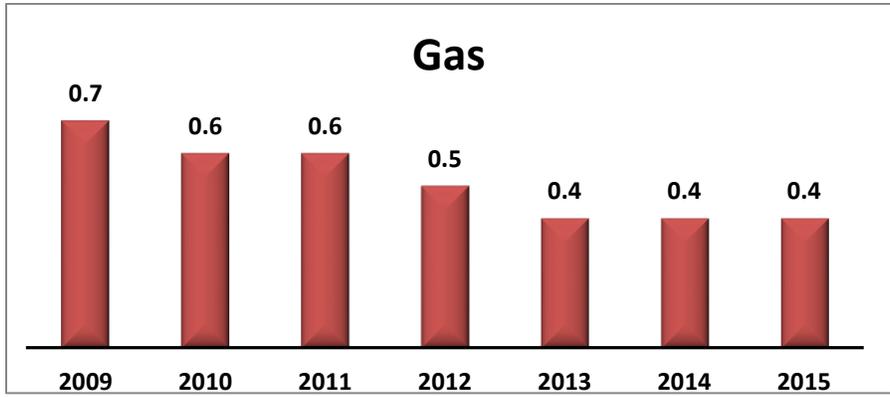


Figura 10. Producción histórica de gas (MMpcd). (Informe de producción histórica, 2016).

3. Definición del problema y contexto de la participación profesional

La participación de ingenieros en Ciencias de la Tierra es de vital importancia en la cadena de valor de la industria de los energéticos, en la rama petrolera es fundamental contar con estudios geológicos – geofísicos que nos ayuden a determinar y discriminar áreas de interés, para la exploración, la caracterización del yacimiento y el diseño de los sistemas de explotación.

Este proyecto tiene como objetivo realizar bajo distintos enfoques de la ingeniería geofísica, la caracterización de objetivos petroleros en un campo terrestre en el sureste del país, donde recurrí a los conocimientos en interpretación sísmica, geoestadística y modelado matemático para lograr resultados. Un objetivo con un enfoque académico es la descripción metodológica del uso del software para la visualización, validación, modificación, cálculo e interpretación de información geológica, sísmica, de registro de pozos, etc.

La propuesta es generar las superficies de las áreas de oportunidad a nivel Mioceno en el campo, donde se ha concentrado la producción histórica, haciendo uso de las herramientas de interpretación sísmica con el rastreo de horizontes y el seguimiento de fallas. Con base en los horizontes interpretados, construí las superficies soportadas con controles de calidad como cimas de los yacimientos, estas presentan una distribución espacial y morfológica, la cual es analizada más adelante.

Para darle soporte a la interpretación sísmica, el cálculo de atributos sísmicos es de gran valor dada la utilidad que brinda para identificar el marco estructural y marco estratigráfico, lo que agrega valor a la interpretación. Para este trabajo formalicé el cálculo de los atributos clasificándolos en tres tipos: estructurales, estratigráficos y de traza compleja.

Posteriormente, haciendo uso de los métodos de interpolación y extracción de valores del software, calculé los valores de atributos a las superficies, para su análisis a fondo, donde localicé posibles áreas de interés, zonas estructurales con interés de exploración por considerarse zonas petroleras potenciales.

Con las superficies generadas, construí un modelo tridimensional de propiedades petrofísicas, con los datos de registros de pozos evaluados previamente, basando en herramientas geoestadísticas como el análisis de variogramas y soluciones de geomodelado como las simulaciones gaussianas aleatorias, las cuales desarrollan el modelo.

El trabajo presenta una forma de entender el campo de manera tridimensional con base en el uso de herramientas matemáticas para distribuir propiedades, lo que abre la puerta a encontrar nuevas oportunidades en las superficies menos estudiadas como lo son las arenas E y F, además de reactivar el interés por el campo en orden de incrementar los recursos recuperables que no representen un riesgo técnico y económico tan alto como en otros campos en el país.

4. Metodología utilizada

4.1. Carga, visualización y validación de los datos

Para este proceso, es importante la creación de un proyecto nuevo con los parámetros necesarios para que la información geológica - geofísica sea correspondiente.

Creé un proyecto en el software PETREL, lo que significa que al poner la configuración y ajustes al mismo ocuparemos las herramientas “Project setup” y “Project settings” (Figura 11).

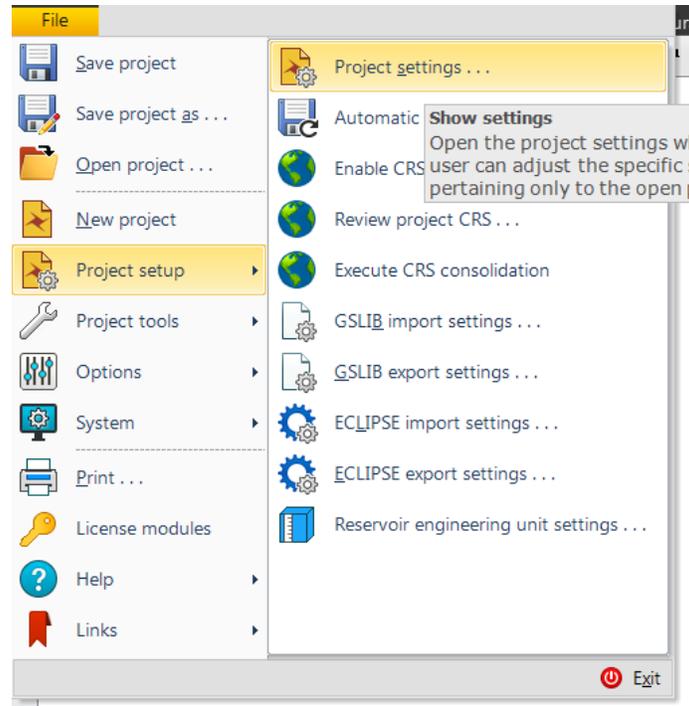


Figura 11. Creación de un espacio de trabajos para la relación entre la información geológica y geográfica.

Después de crear el proyecto añadí las características necesarias para el manejo de las unidades dentro del mismo. En la ventana a continuación es posible visualizar los datos de entrada del proyecto (Figura 12).

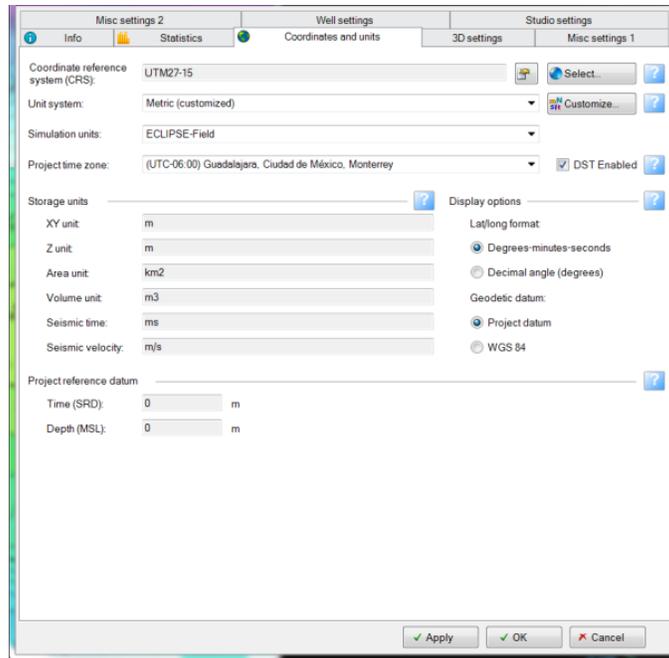


Figura 12. Parámetros utilizados para relacionar información geográfica y geológica.

Con el software Petrel es posible de generar múltiples ventanas para la visualización y análisis de los datos que se incluyen, estos pueden ser los que se muestran a continuación, entre los que figuran ventanas 2D⁷ y 3D⁸, ventanas de interpretación, ventanas de intersección, ventanas para la creación de mapas y algunos para el análisis estadístico del trabajo (Figura 13). Posteriormente generé una ventana 3D para observar los datos cargados y su posterior análisis.

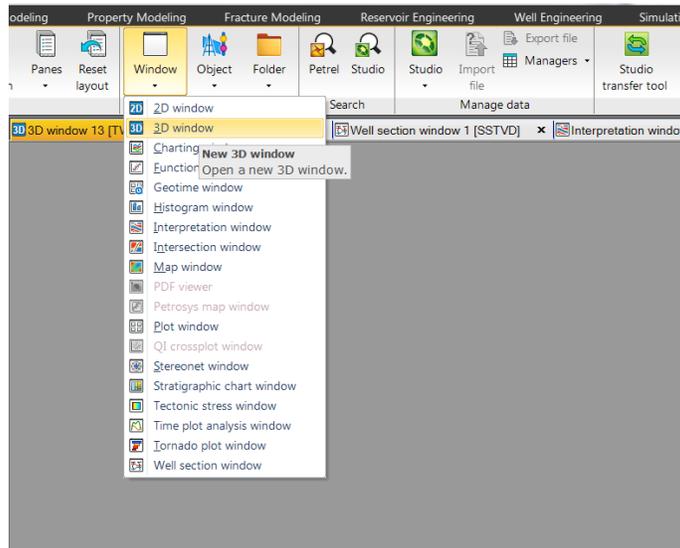


Figura 13. Generación del área de trabajo.

⁷ Bidimensional

⁸ Tridimensional

En las páginas siguientes se observa el resultado de la carga y visualización de los datos.

4.1.1. Sísmica

La información sísmica debe ser introducida en el trabajo a sabiendas que cumpla con los requerimientos geográficos asignados previamente al proyecto, de no ser así el software nos lo hará saber por lo que la visualización y posterior validación e interpretación no podrán completarse.

Inicié con la creación del almacenamiento para el conjunto de datos sísmicos que agregué al proyecto, en formato SEG-Y⁹ (Figura 14).

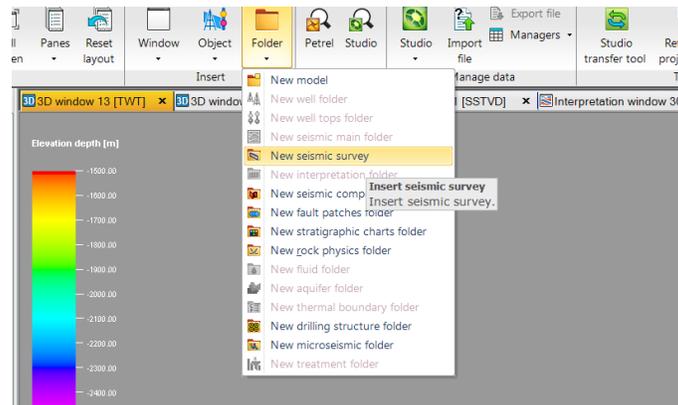


Figura 14. Importar archivos SEG-Y para visualizar la sísmica tridimensional.

Con la selección en la pestaña folder, integré al proyecto una carpeta principal donde se alojará lo relativo a la información sísmica espacial - temporal e información agregada y calculada más adelante en el proyecto, como es el caso de los atributos sísmicos, horizontes y fallas.

Una vez creada la carpeta, importé la información sísmica que seleccioné usando la herramienta *“import on selection”* (Figura 15).

⁹ Formato de archivo que contiene varios estándares desarrollados por la SEG para almacenar datos geofísicos

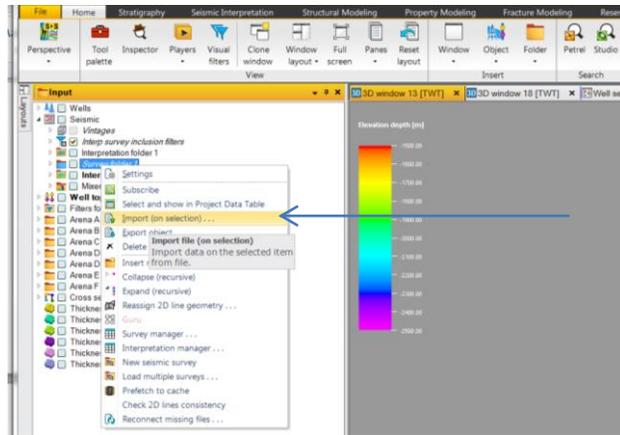


Figura 15. *Import on selection* es una herramienta usada para agregar datos sísmicos a una carpeta principal.

A continuación, realicé la selección de archivo que contiene la información sísmica, en este paso hay que seleccionar entre las opciones la que muestre los archivos “SEG-Y seismic data with preset parameters (*.*)” (Figura 16).

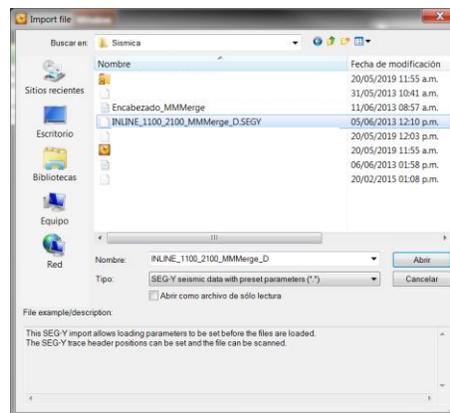


Figura 16. Selección de archivo SEG-Y.

Ingresé los parámetros de geometría para la correcta inserción del cubo sísmico dentro del área geográfica de trabajo que introduce y algunos otros parámetros para la visualización (Figura 17).

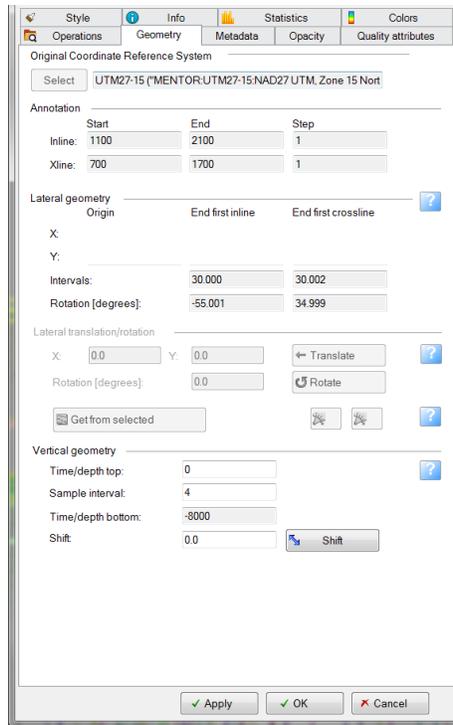


Figura 17. Parámetros geométricos del archivo SEG-Y.

Al aceptar la carga de los datos con la respectiva lectura del “header”, automáticamente el software cargó en la carpeta principal de sísmica los datos ingresados, las subcarpetas que contienen el “survey”, como se puede apreciar, el software nos permite la visualización tridimensional basándose en los “inlines”, “xlines” y “time slices (z, t)” (Figura 18).

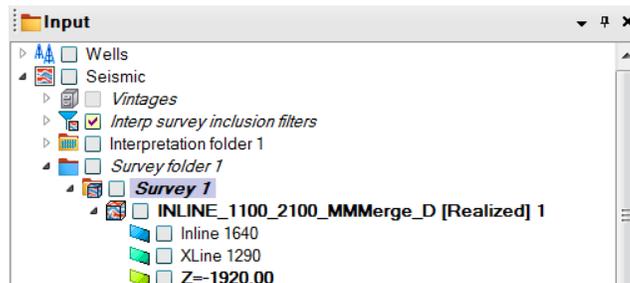


Figura 18. Creación automática de Seismic Subfolders.

Como producto final la visualización de la sísmica en tiempo con las características antes descritas del cubo sísmico, podemos observar las direcciones de “inlines”, “xlines” y “time slices” (Figura 19).

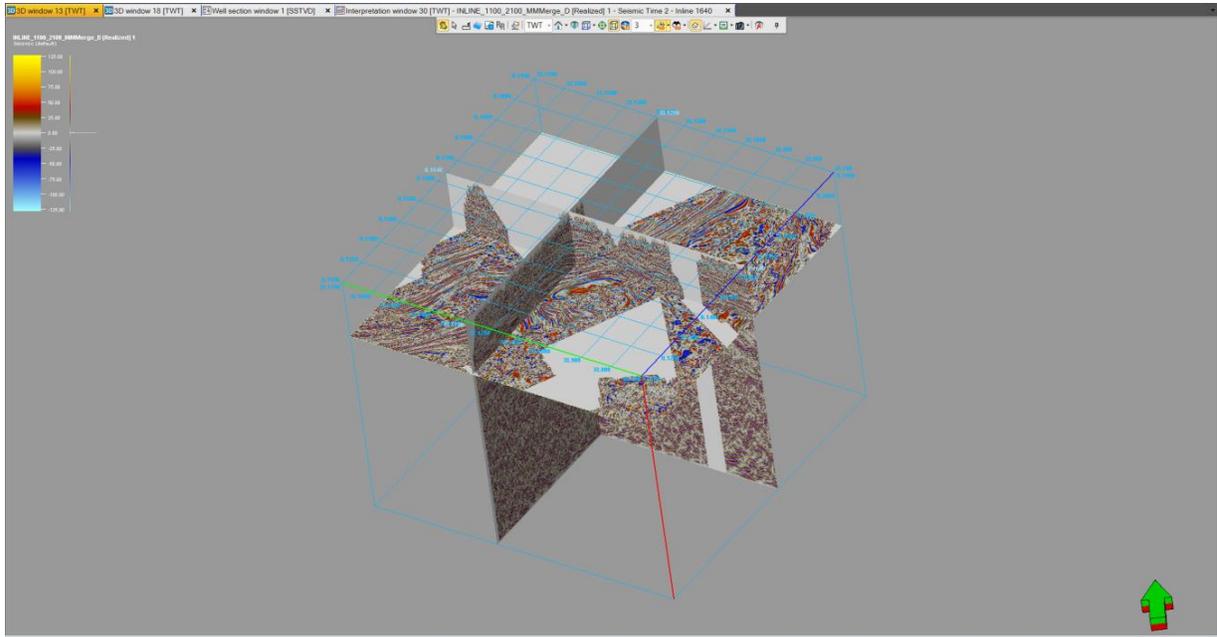


Figura 19. Visualización tridimensional de la sísmica cargada.

4.1.2. Pozos y cimas

Para generar una correcta interpretación es necesario relacionar los pozos. Como mencioné, se trata de un campo maduro con más de 50 años de producción, lo que crea que la cantidad de pozos sea mucho mayor en comparativa con campos nuevos o en exploración, por limitaciones de la época y los objetivos propuestos cuando fueron perforados, la mayoría de estos pozos no son muy profundos, los registros geofísicos tomados son viejos y con un uso poco convencional en la actualidad. Sin embargo, tenemos una idea de la distribución de los prospectos, teniendo mayor posibilidad en esta época dada las posibilidades de cómputo y mejora de las metodologías.

Para iniciar el proceso fue necesario crear un pozo en la carpeta objeto, este automáticamente generó una carpeta principal de pozo "Well" (Figura 20), en esta se pueden alojar ubicaciones, trayectorias, "checkshots" y curvas tz, registros geofísicos y el datúm del pozo, además de un sinfín de datos de provecho para el proyecto.

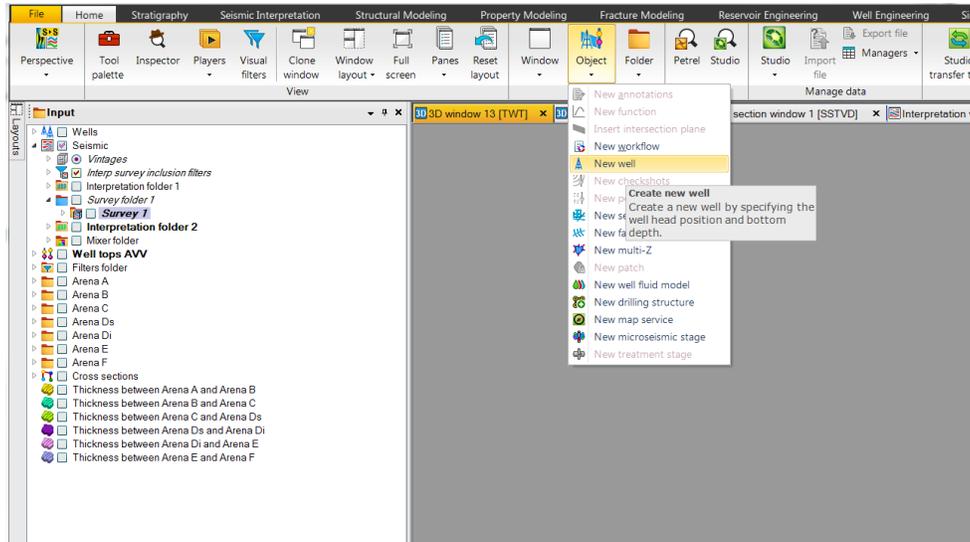


Figura 20. Creación de carpeta principal de pozos.

Al crear un objeto se deben indicar las coordenadas, el datúm de elevacion, el tipo de elevacion como referencia(Kb, msnm, etc.), el inicio de la profundidad medida (MD)¹⁰, y el final o profundidad total (Figura 21).

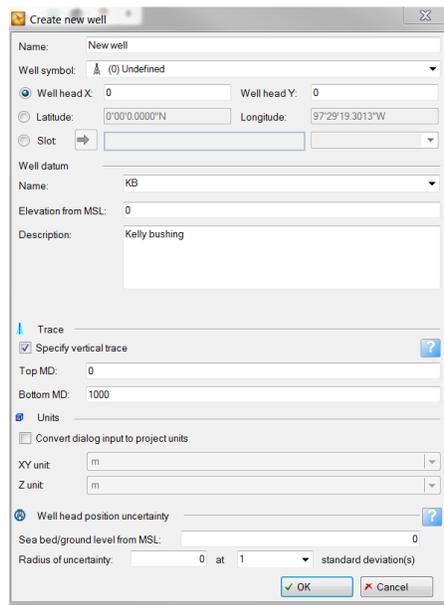


Figura 21. Carga unitaria de pozo (Información de pozo).

Después de la generación del pozo y la creación automática de la carpeta “Well”, creé una hoja de cálculo que contiene los valores de los pozos (Figura 22), en esta carpeta agregué todos los pozos, de forma que importarlos desde archivos de base de datos es más sencillo. Se necesita acceder al submenú “stratigraphy” y seleccionar “Well manager”.

¹⁰ Measured Depth (MD)

Adjunté los datos de pozos mientras se seguía la secuencia de datos que se muestran en los encabezados (Figura 23).

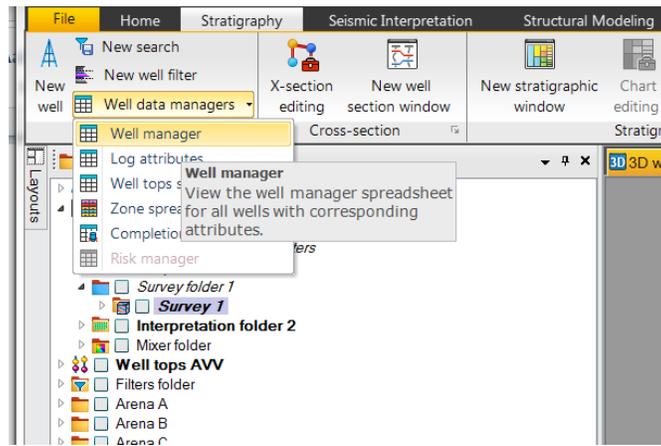


Figura 22. Generación de una hoja de cálculo.

Name	UWI	Folder	Well symbol	Surface X	Surface Y	Latitude	Longitude	Drilling structure	Well datum name	Well datum value	TD (TVDS)	TD (MD)	Spud date	Operator	Cost	Max inc	Simulation name	Simulation export date	Uncertainty ground level
X-1	20572080	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	165	16935	17000				0.00			0.0
X-10	20572743	Wells/Wells AWW	Can					15W	KR	128	22762	22900				0.00			0.0
X-100	20572725	Wells/Wells AWW	Can					96W	KR	223	24627	24750				0.00			0.0
X-1000	20572744	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					15W	KR	125	22716	22600				0.00			0.0
X-1001	20428815	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	190	38960	39100				0.00			0.0
X-1002	20572743	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					13W	KR	113	22618	22600				0.00			0.0
X-102	20572746	Wells/Wells AWW	Get					11W	KR	124	22677	22600				0.00			0.0
X-103	20572747	Wells/Wells AWW	Injection well					17W	KR	143	19913	19800				0.00			0.0
X-104	20572748	Wells/Wells AWW	Temporary well					18W	KR	131	19811	19164				0.00			0.0
X-105	20572749	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	115	23483	23600				0.00			0.0
X-1050	20572752	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					48W	KR	159	23461	23600				0.00			0.0
X-109	20572755	Wells/Wells AWW	Get					48W	KR	141	22450	22600				0.00			0.0
X-111	20572755	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	145	19856	18100				0.00			0.0
X-112	20572757	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					18W	KR	137	20903	20200				0.00			0.0
X-113	20572758	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	152	17508	17660				0.00			0.0
X-115	20572760	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					23W	KR	125	22762	22600				0.00			0.0
X-12	20572762	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					92W	KR	118	16082	16500				0.00			0.0
X-120	20572762	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					70W	KR	124	16016	16100				0.00			0.0
X-13	20572766	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	145	20088	20200				0.00			0.0
X-131	20572767	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	144	16158	16500				0.00			0.0
X-137	20572771	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					11W	KR	147	29814	29800				0.00			0.0
X-174	20572817	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					95W	KR	144	39768	39900				0.00			0.0
X-14	20572772	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					18W	KR	114	16168	16500				0.00			0.0
X-16	20572774	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	141	31863	32000				0.00			0.0
X-16A	20572870	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					95W	KR	140	38453	38550				0.00			0.0
X-17A	20572499	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					10W	KR	173	44847	45000				0.00			0.0
X-17	20572775	Wells/Wells AWW	Injection well					89W	KR	140	38910	39050				0.00			0.0
X-2	20572777	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	169	16131	16300				0.00			0.0
X-2A	20572782	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					16W	KR	150	22979	22420				0.00			0.0
X-20	20572747	Wells/Wells AWW	Temporary well					12W	KR	117	22962	22450				0.00			0.0
X-22	20572778	Wells/Wells AWW	Temporary well					17W	KR	139	16161	16500				0.00			0.0
X-29	20572782	Wells/Wells AWW	Temporary well					89W	KR	118	22162	22500				0.00			0.0
X-3	20572783	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	142	16200	16148				0.00			0.0
X-311A	20572787	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	116	29171	29870				0.00			0.0
X-37A	20572786	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					13W	KR	150	18150	18600				0.00			0.0
X-39P	20572800	Wells/Wells AWW	Temporary well					18W	KR	97	24703	24800				0.00			0.0
X-37	20572793	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	74	16938	17000				0.00			0.0
X-39	20572788	Wells/Wells AWW	Get					12W	KR	137	23320	23670				0.00			0.0
X-39	20572795	Wells/Wells AWW	Temporarily well					89W	KR	148	22452	22600				0.00			0.0
X-4	20572794	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	117	17958	18004				0.00			0.0
X-40	20572795	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					95W	KR	153	22847	23000				0.00			0.0
X-80	20572796	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	148	16356	16500				0.00			0.0
X-802	20572797	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	149	16350	16500				0.00			0.0
X-803	20572798	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					75W	KR	148	16302	16200				0.00			0.0
X-804	20572799	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	153	16097	16200				0.00			0.0
X-811	20572802	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	148	19962	19100				0.00			0.0
X-812	20572803	Wells/Wells AWW	Injection well					13W	KR	140	16210	16300				0.00			0.0
X-813	20572804	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	119	16173	16600				0.00			0.0
X-814	20572805	Wells/Wells AWW	Get					17W	KR	116	29114	29700				0.00			0.0
X-815	20572806	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	148	19956	18104				0.00			0.0
X-816	20572807	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					17W	KR	144	16168	16200				0.00			0.0
X-817	20572811	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					75W	KR	141	19980	18100				0.00			0.0
X-822	20572812	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	143	16107	16200				0.00			0.0
X-823	20572813	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	136	16114	16200				0.00			0.0
X-825	20572815	Wells/Wells AWW	Plugged and abandoned					89W	KR	138	16112	16200				0.00			0.0
X-826	20572816	Wells/Wells AWW	Temporarily well					89W	KR	148	15011	15100				0.00			0.0

Figura 23. Spread sheet (hoja de cálculo) para los pozos cargados.

4.1.2.1. Well tops

También llamados cimas, son una localización dentro de un pozo que lleva el control en profundidad, sobre qué unidad, estrato, formación o evento geológico se perforó.

Generalmente los mapas de estructuras derivados del picado de eventos geológicos invariablemente no coincidirán con las cimas del pozo. Las fuentes de discrepancia entre las profundidades del reflector y la parte superior de los pozos incluyen limitaciones en los métodos para la estimación de la velocidad del intervalo, la selección errónea de la entrada de los horizontes temporales a la conversión en profundidad.

Aunque inevitablemente existe una diferencia entre el picado en tiempo y la localización real de la superficie en el dominio de la profundidad, las cimas de pozo resultan de vital importancia para la interpretación, dada la distribución espacial sin dudas similar a la del horizonte sísmico rastreado y es un apoyo para la interpretación.

Para la carga de los datos generé una carpeta principal de cimas de pozo o “*well tops*”, en el submenú folder, contenido en la pestaña “*Home*” del software (Figuras 24 y 25).

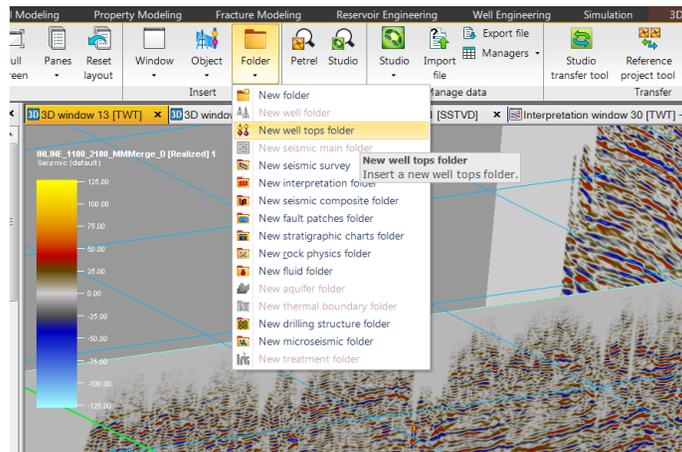


Figura 24. Generación de carpeta de cimas de pozo (Well Tops).

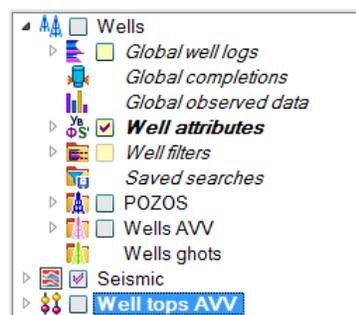


Figura 25. Sub Carpeta de Well tops.

Dentro de la subcarpeta, realicé la creación de horizontes, es necesario clasificar la información de entrada con una profundidad relacionada a una cima (Figuras 26 y 27).

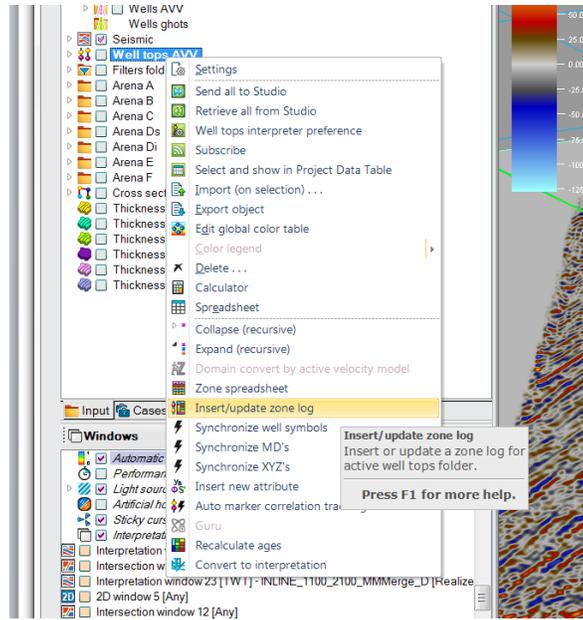


Figura 26. Generación de horizontes geológicos.

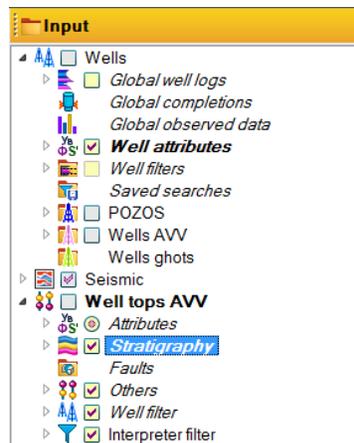


Figura 27. Inserción de cimas estratigráficas.

Realicé los horizontes o zonas necesarios y generé todas las cimas registradas en la base de datos del campo, en las que observan nombres de objetivos con la palabra “Arena” seguido de la posición A, B, C, Ds, Di, E, F y edades cronoestratigrafías, las cuales indican un cambio en la formación y edad de la roca perforada a esa profundidad (Figura 28).

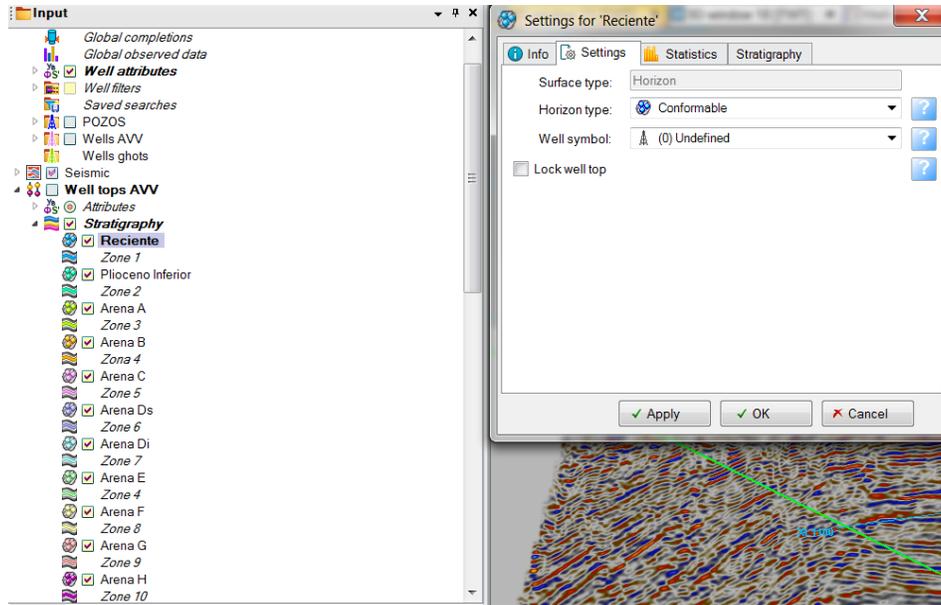


Figura 28. Ingreso de información para la clasificación por Estratos, Edades o Formaciones de interés.

Al igual que con los pozos, Petrel presenta los datos en forma de hojas de cálculo para que sea más fácil su manipulación, por lo que con el submenú “well top spreadsheet” y asigné todos los pozos de acuerdo con el número de superficies que fueron perforadas (Figura 29).

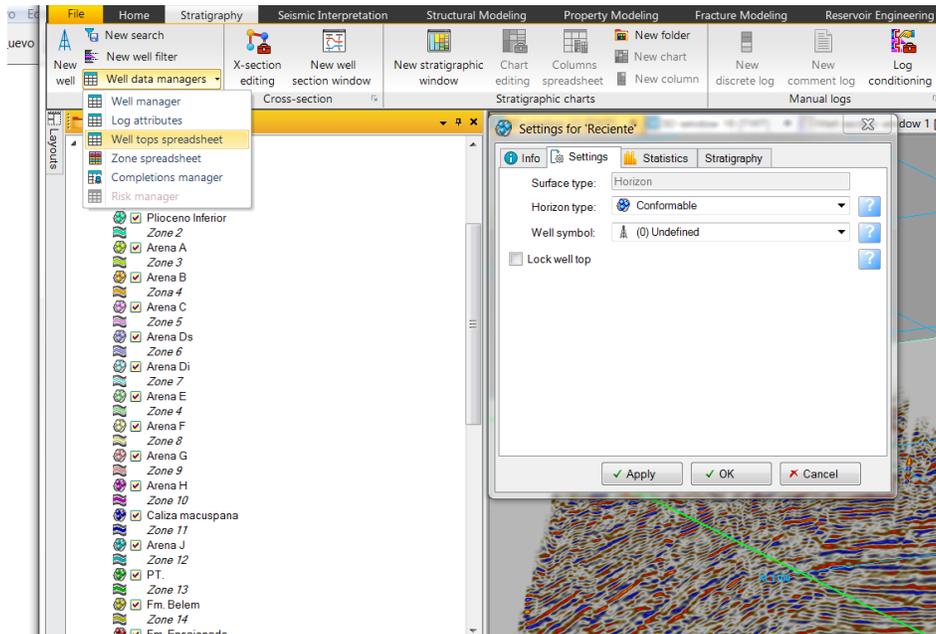


Figura 29. Generación de hoja de cálculo para distribución de cimas sobre pozos.

Al ingresar los datos de MD dentro de la hoja de cálculo tenemos las coordenadas iniciales, las columnas de “TWT picked” y “Geological age” pueden ser incluidas, haciendo referencia al valor en tiempo con relación a la profundidad y la edad geológica de la cima respectivamente, para “TWT auto”, se calcula al ingresar los valores de una curva TZ o un “checkshot” (Figura 30).

Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto	Geological age	TVT
1001	X-1			-1276.48	1293.00				
1002	X-1			-1534.48	1551.00				
1003	X-1			-1675.48	1692.00				
4	X-1			-1700.00	1716.52				
1004	X-10			-1299.17	1313.00				
1005	X-10			-10594.17	10608.00				
1006	X-10			-1771.17	1785.00				
1016	X-10			-1966.17	1980.00				
1007	X-10			-2132.17	2146.00				
1008	X-10			-2289.17	2303.00				
9	X-10			-2290.00	2303.83				
17	X-100			-1462.55	1475.00				
18	X-100			-1759.00	1771.45				
953	X-100			-1910.55	1923.00				
19	X-100			-2089.55	2102.00				
20	X-100			-2260.00	2272.45				
24	X-101			-1556.93	1570.00				
25	X-101			-1817.00	1830.07				
957	X-101			-1977.93	1991.00				
26	X-101			-2148.00	2161.07				
27	X-101			-2260.00	2273.07				
31	X-102			-1440.65	1453.00				
32	X-102			-1725.00	1737.35				
949	X-102			-1877.65	1890.00				
33	X-102			-2023.65	2036.00				
951	X-102			-2215.65	2228.00				
34	X-102			-2260.00	2272.35				
39	X-103			-1270.95	1285.00				
40	X-103			-1568.00	1582.05				
41	X-103			-1605.00	1619.05				
45	X-104			-1292.66	1306.00				

Figura 30. Modificación de hoja de cálculo. Por confidencialidad se ocultan los datos de coordenadas.

El cálculo de la coordenada Z, se hace automáticamente al corregir por la altura, ingresa de KB¹¹ y el valor de PT¹². A continuación, las cimas siguen una tendencia espacial, que indican el comportamiento real de la estructura que estamos interpretando (Figura 31).

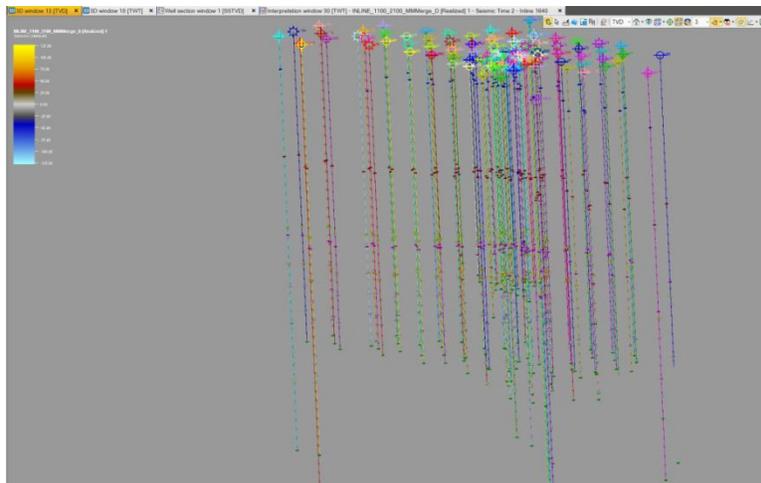


Figura 31. Visualización de pozos y cimas en el dominio de TVD.

¹¹ Kelly bushing

¹² Profundidad total

4.1.3. Registros Geofísicos

Un registro de pozo es la toma continua de datos dentro de la trayectoria que la barrena ha atravesado, este muestreo a diferencia de otros métodos geofísicos se hace de manera directa, estudiando muestras de la formación mediante el análisis continuo cuyo objetivo es conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, contenido de fluidos, porosidad y si el fluido es capaz de moverse por la formación, de la interpretación de esta información dependerá la extracción eficiente del hidrocarburo.

Para importar los registros geofísicos, fue necesario tener todos los pozos cargados, e iniciar la carga de los archivos en los pozos que específicamente pertenezcan a ellos. Seleccioné en “import on selection” (Figura 32).

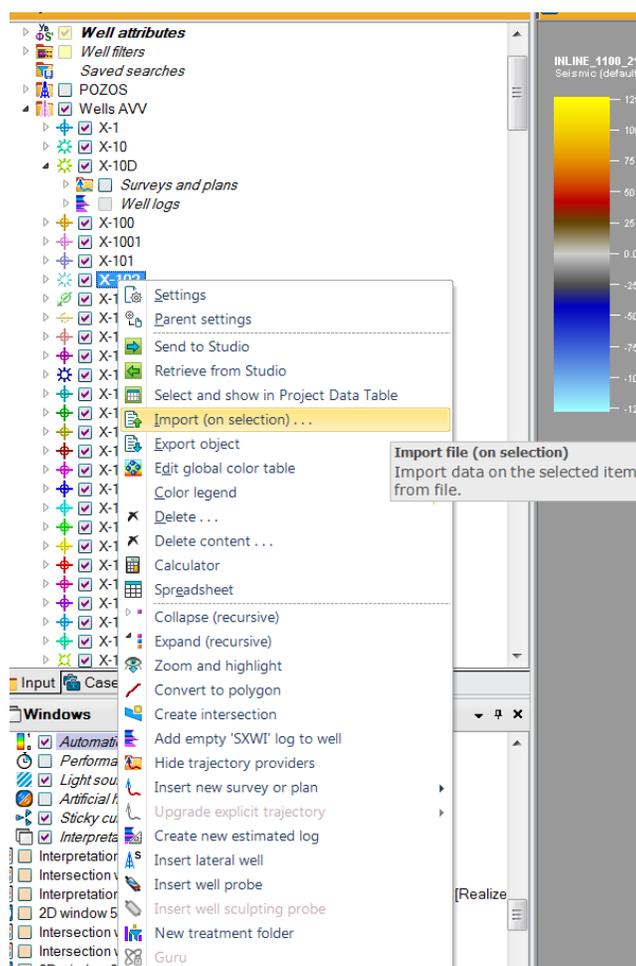


Figura 32. Importe de registros por pozo.

Establecí una ventana de importación de datos, para los archivos de pozo con la extensión “.las” son los de formato más común para la carga de información, sin embargo, puede cargar archivos con otras extensiones (en formato ASCII¹³, que puedan ser leídos por Petrel) (Figura 33).

¹³ Código Estadounidense Estándar para el Intercambio de Información

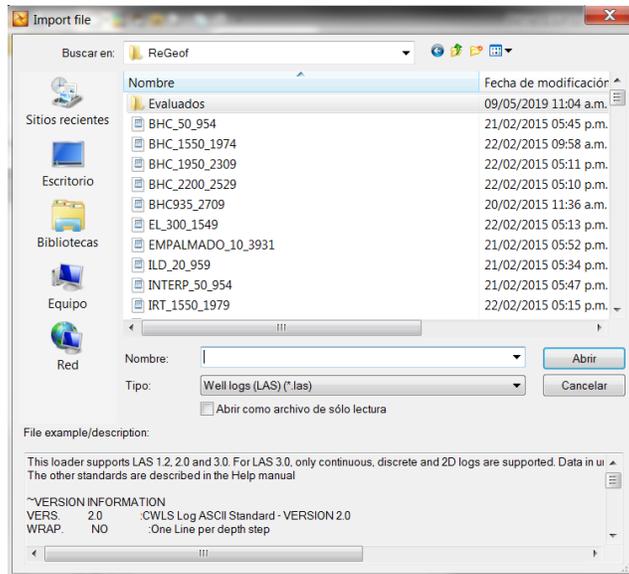


Figura 33. Selección de registro geofísico de pozo.

El tipo y la plantilla de propiedades de los registros de pozos deben establecerse en la importación. Al seleccionar los registros con la detección automática Petrel adjunta las plantillas apropiadas a los registros importados, o puede seleccionar Especificar registros para cargar (Figura 34). En ese caso, se muestra una vista de tabla de sus registros donde puede asignar las plantillas y a que registro global adjuntar.

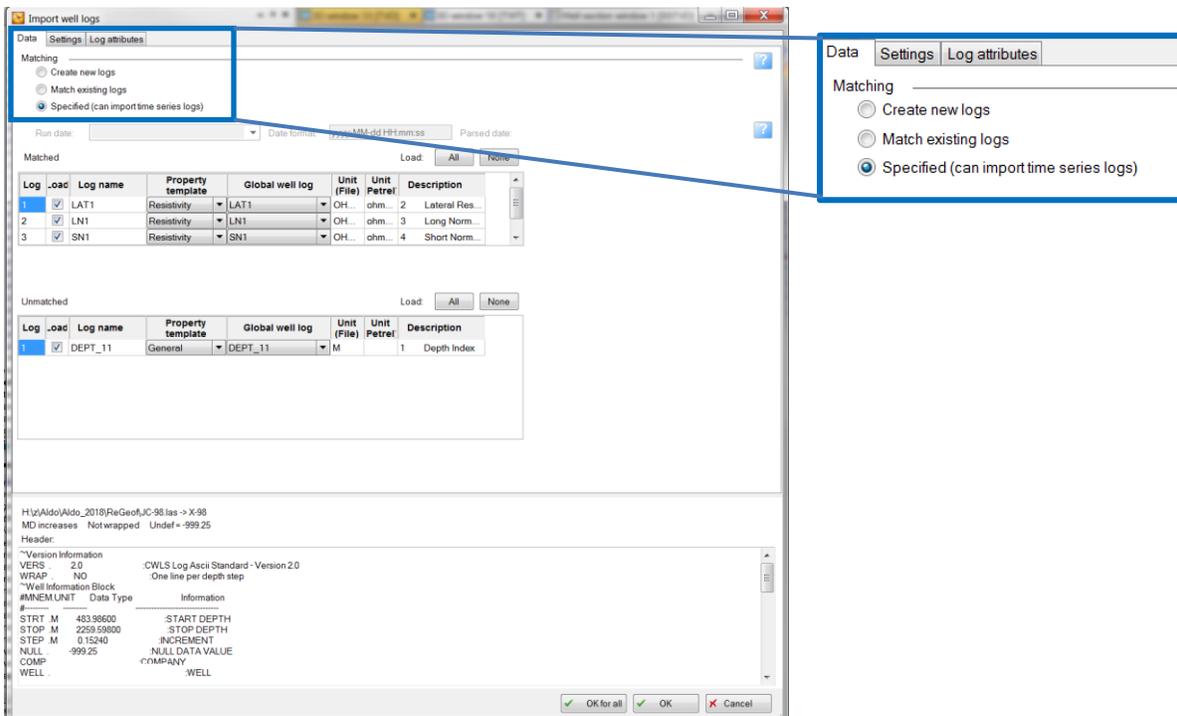


Figura 34. Parámetros de importación de cada registro.

Al aceptar los valores ingresados completé la carga de los registros en el pozo, en este recuadro es posible visualizar al pozo X_1001 con la totalidad de sus registros en una ventana tridimensional en el dominio de la profundidad (Figura 35).

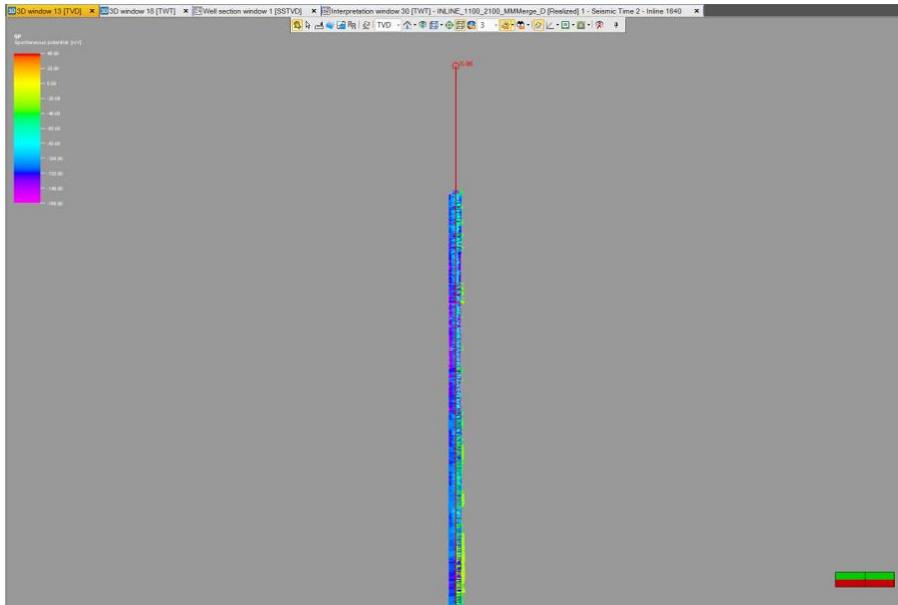


Figura 35. Visualización del pozo y su registro en el dominio de TVD.

Cuando los pozos con datos de registro se importan a Petrel, los registros de pozos se enumeran en cada pozo, así como en la carpeta de registros de pozos globales. En la carpeta de registros de pozos globales (“*global well logs*”), se enumeran todos los registros de pozos asociados con cualquiera de los pozos en su proyecto. Esta es una carpeta global desde donde se pueden realizar cambios de registros de pozo en todos los pozos de una sola vez, es decir, un cambio en un registro en la carpeta de registros de pozo global, se aplica a todos los registros en el proyecto adjunto a este registro, sin importar a qué pozo pertenece (*Petrel help center, 2016*). La carpeta de registros de pozos globales es una carpeta de filtro.

Los registros de pozo locales se adjuntan a los registros de pozo globales. Al importar registros de pozo en Petrel, se debe especificar a qué registro de pozo global se debe adjuntar el registro de pozo local.

También se pueden visualizar los registros geofísicos de manera que se puedan hacer interpretaciones cualitativas dentro de la plataforma de Petrel, para esto es necesario generar una ventana de “*Well Section*”, desde ahí es permisible modificar las escalas, visualizar cimas, ver distancias entre pozos, proyecciones de la sísmica, etc. (Figuras 36 y 37).

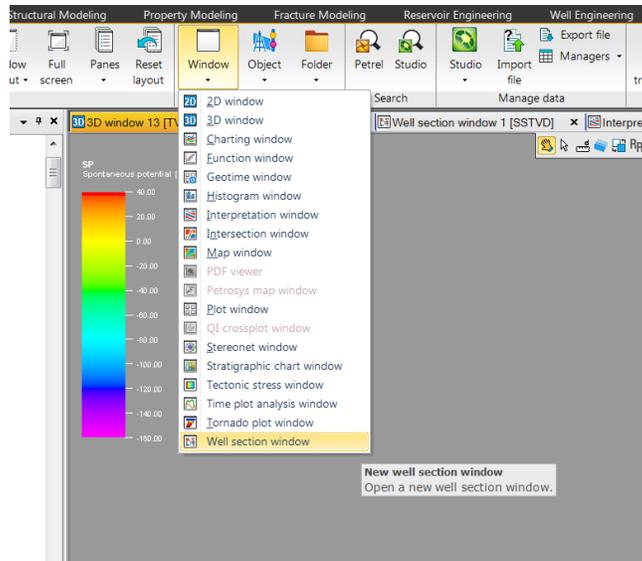


Figura 36. Generación de una sección de pozo.

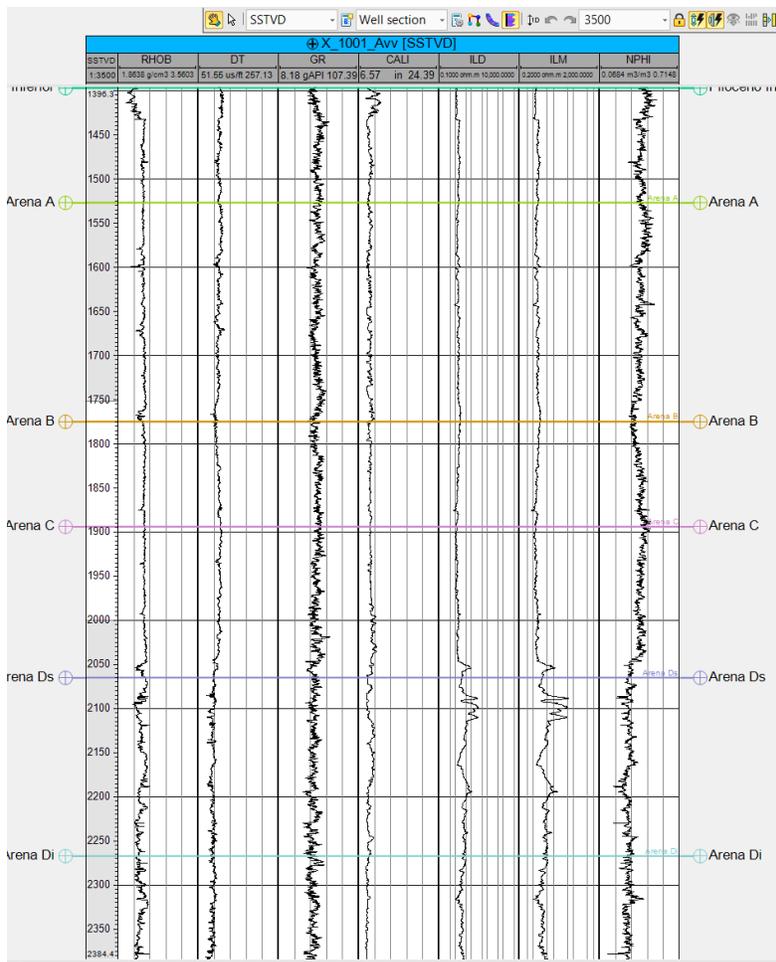


Figura 37. Visualización de registros, cimas y trayectoria de pozo.

4.1.4. Conversión de pozos a Tiempo

Uno de los pasos clave para la interpretación de horizontes sísmicos con base en cimas y registros de pozo fue la conversión del pozo de profundidad a tiempo, se creó una curva t-z relacionada a un pozo. Estas curvas pueden ser obtenidas desde un “*checkshot*” o desde un perfil sísmico vertical (VSP¹⁴).

Un “*checkshot*” es un tipo de datos sísmico de pozo diseñado para medir el tiempo de viaje sísmico desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de onda P de las formaciones encontradas en un pozo puede medirse directamente bajando un geófono a cada formación de interés, enviando una fuente de energía desde la superficie de la Tierra y registrando la señal resultante. Los datos se consideran con los datos sísmicos de superficie corrigiendo el registro sónico y generando un sismograma sintético para confirmar o modificar las interpretaciones sísmicas. Se diferencia de un perfil sísmico vertical en el número y la densidad de las profundidades del receptor registradas; las posiciones de los geófonos pueden ubicarse de manera amplia e irregular en el pozo, mientras que un perfil sísmico vertical generalmente tiene numerosos geófonos colocados a intervalos cercanos y regularmente espaciados en el pozo, (*Checkshot-survey, Schlumberger Oilfield Glossary*).

Para iniciar la carga de los datos, fue necesario importarlo desde un pozo, el software es capaz de hacer la lectura de cualquier archivo con el formato ASCII y define un formato específico para los archivos de conversión (Figuras 38 y 39).

¹⁴ *Vertical Seismic Profile*

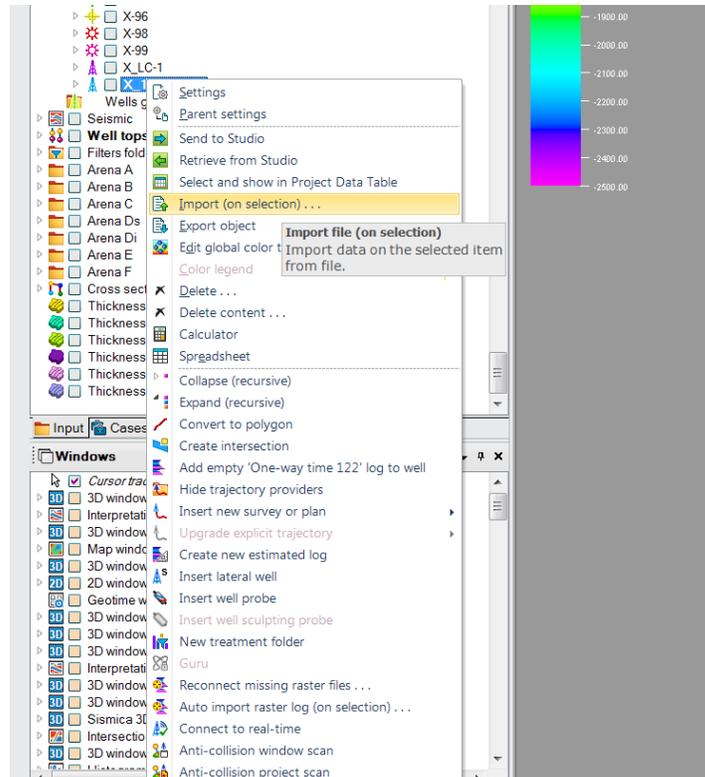


Figura 38. Carga del archivo checkshot.

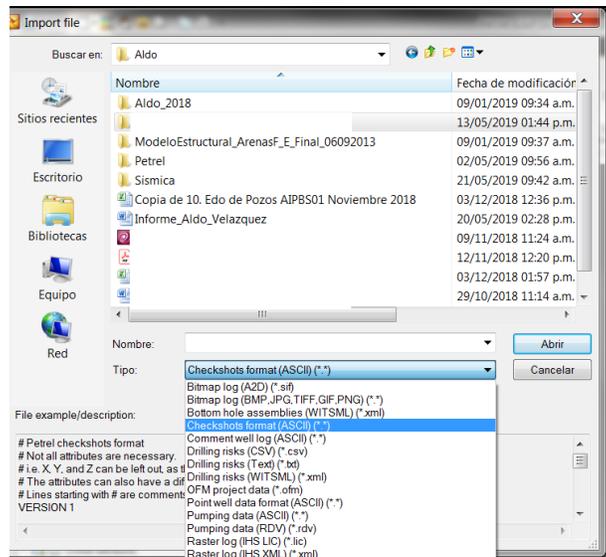


Figura 39. Selección de archivo de Checkshot.

Es muy importante verificar los datos que se introdujeron en el software al conectarlo con la traza del pozo (Figura 40), de hacerlo de manera incorrecta el pozo sufre un desplazamiento en tiempo y no corresponde a su posición verdadera o no es posible añadirlo al área de trabajo, afectando la interpretación.

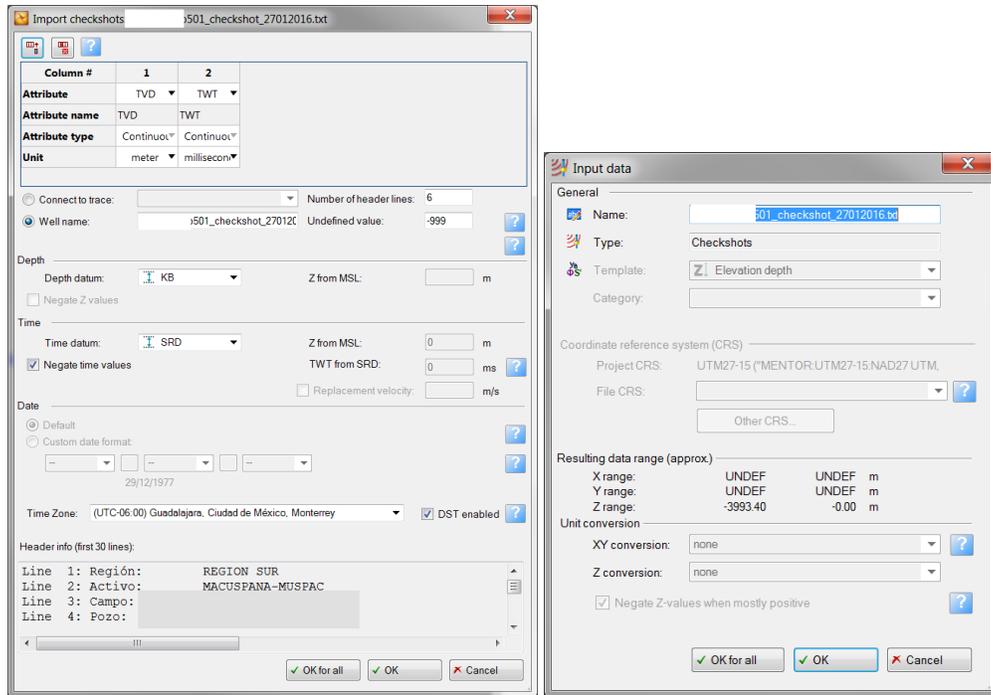


Figura 40. Parámetros de importación de checkshot.

Al aceptar los parámetros, se asignó a cada valor de tiempo un valor de profundidad por lo que podemos visualizar los pozos en el dominio del tiempo (TWT¹⁵) y de la profundidad (TVD¹⁶) (Figura 41).



Figura 41. Visualización y comparación de los pozos en dominios TWT y TVD.

¹⁵ Double true time

¹⁶ True vertical depth

4.1.4.1. Conversión de pozos sin Checkshot

Ante la imposibilidad de tomar un registro sísmico en cada uno de los pozos, es necesario realizar la conversión de dominio, hice uso de las curvas cargadas previamente. Una de las formas de disminuir el error es seleccionar el “*checkshot*” más cercano al pozo para hacer el cálculo de las curvas de tiempo y profundidad, los valores son similares dependiendo de la cercanía de las trayectorias.

El primer paso fue abrir la configuración del pozo y seleccionar el menú “*time*”, dentro de este existen varias formas de convertir un pozo, entre ellas una curva TDR¹⁷, desde un “*checkshot*” o desde una función de velocidades, si fuera el caso de tener un cubo de velocidades disponible para la conversión (Figura 42). Posteriormente, desde “*global logs*”, seleccioné el pozo al que previamente adjunté información, en esta pestaña ingresé el archivo con la relación tiempo profundidad (Figura 43).

Es importante correr el archivo en la trayectoria nueva para crear un archivo similar, pero con una nueva localización y en los dos dominios, una de las ventajas del software es que al realizar esta acción es que nos permite modificar de acuerdo al resultado, por una curva generada por un “*VSP*” (más densa) o por una generada por un “*checkshot*”. El resultado se observa en la figura 44, donde los pozos, los registros, las cimas y la sísmica convergen en el dominio del tiempo, en donde llevaremos a cabo la interpretación.

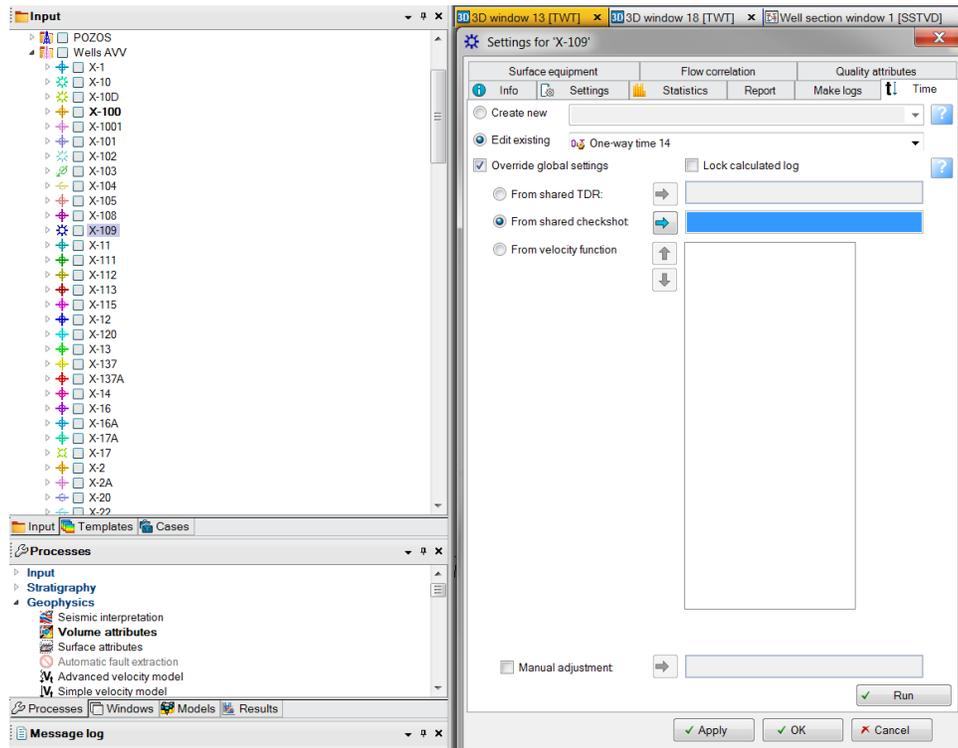


Figura 42. Selección del pozo a convertir y menú tiempo.

¹⁷ Time Deep Relation

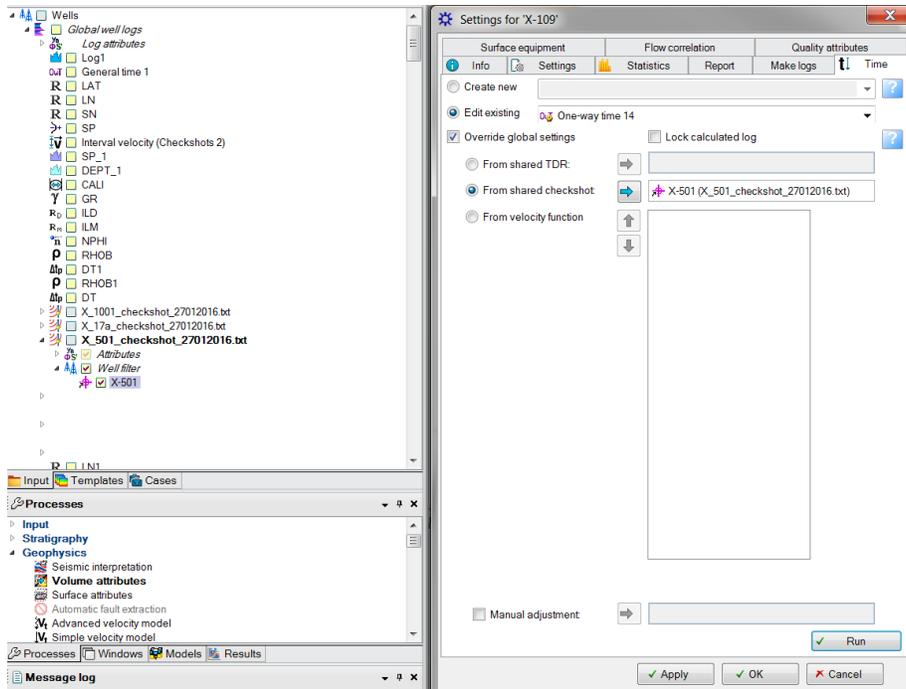


Figura 43. Selección de la curva TZ importada del primer pozo y usarla para convertir el pozo X-109.

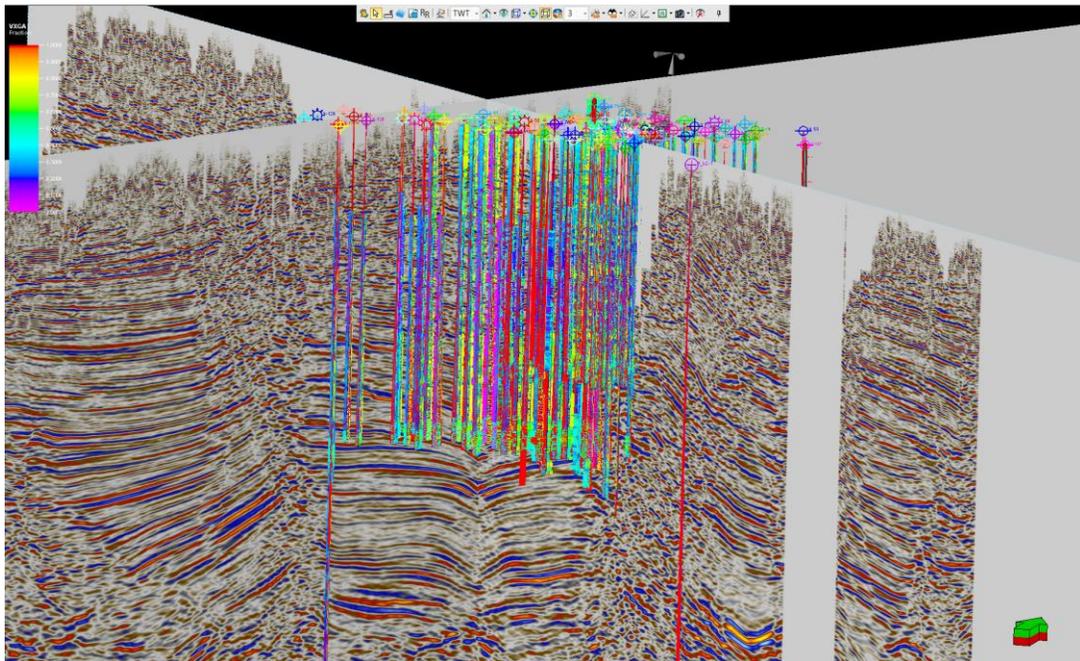


Figura 44. Visualización de pozos, cimas y registros automáticamente convertidos a tiempo, en el dominio de TWT.

4.2. Interpretación sísmica (Picado de horizontes y fallas)

La interpretación sísmica generalmente se asume como el seguimiento de los eventos coherentes vistos en un registro o en una sección sísmica procesada que contiene reflexiones producidas por los cambios en las impedancias acústicas al interior de la Tierra y que todos esos contrastes están asociados al modelo de capas de la Tierra que representa una estructura geológica.

Además, el mapeo de los tiempos de arribo de los eventos coherentes está relacionado a las estructuras geológicas permitiendo que gracias a los efectos de las velocidades y la migración podamos obtener mapas que muestren estructuras geológicas, generalmente también asumimos que los detalles sísmicos como la forma y longitud de onda, amplitud, frecuencia, etc., están relaciones con detalles geológicos como la estratigrafía y la naturaleza de los fluidos intersticiales.

Para el uso del software en la interpretación sísmica en tres dimensiones lo más conveniente es identificar los datos (pozos, registros, etc.), que tenga mayor calidad o que sepamos que tiene mayor correlación sísmica geológica, para esto es necesaria la identificación de pozos con mayor profundidad de exploración, como lo es el X_1001.

4.2.1. Horizontes

En un cubo sísmico, una sección vertical puede representar una sección estratigráfica en la cual se pueden interpretar diferentes horizontes en tiempo geológico. El objetivo general de la interpretación sísmica usando el método de reflexión es generar un modelo geológico (estructural y estratigráfico), en el cual podremos describir de manera detallada las características como la posición y distribución espacial de los yacimientos, su morfología y con la información suficiente, su génesis.

Uno de los puntos más importantes es la resolución sísmica, en particular, la resolución sísmica vertical la cual es descrita como espesor geológico mínimo que podemos identificar y corresponde a $\frac{1}{4\lambda}$, donde λ es la longitud de onda sísmica, donde λ , se describe como:

$$\lambda = \frac{v}{f}$$

Ec. 1

Donde, v es la velocidad de la onda y f su frecuencia.

En los datos sísmicos cargados previamente tenemos la ventaja de la visualización de las secciones verticales en forma de “*inlines*” y “*xlines*”, además de la posibilidad de realizar cortes en tiempo para observar eventos geológicos y hacen una sección pasando por cualquier acimut que contenga un pozo.

Usando el software Petrel, establecí una carpeta de interpretación sísmica, en la cual podremos contener nuestros horizontes picados y fallas. Iniciamos en la carpeta “*folder*”, seguido de “*new interpretation folder*” (Figura 45).

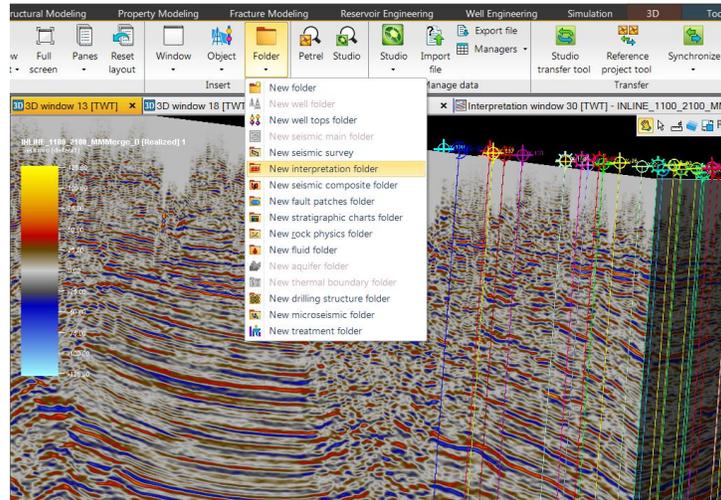


Figura 45. Generación de una carpeta de interpretación dentro de la carpeta principal de sísmica.

Automáticamente se creó la carpeta dentro del folder “*Seismic*”, en el que se previamente el cubo sísmico que importé como parte de los datos iniciales. Para el trabajo interpretativo configuré siete horizontes con la herramienta “*new seismic horizon*” (Figura 46).

Posteriormente, sobre cada uno de los horizontes creados ingresé un nombre y características espaciales en la pestaña. Para el proyecto creé siete horizontes como objetivo interpretativo, como podemos observar en la parte izquierda de la figura 47, la paleta de interpretación sísmica en el software es el centro operativo para la disposición espacial de los horizontes también conocido como rayado sísmico (Figura 47, derecha).

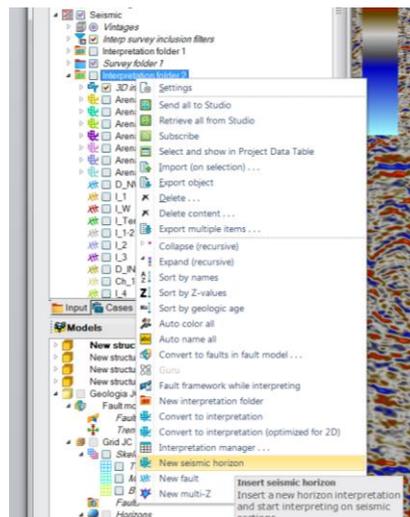


Figura 46. Generación de un horizonte sísmico dentro de la carpeta de interpretación.

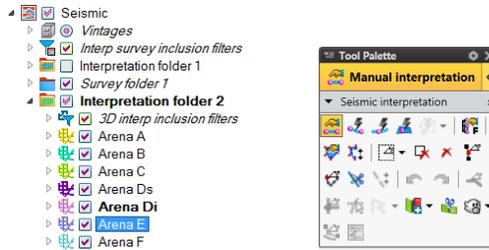


Figura 47. Creación de los 7 horizontes sísmicos a interpretar.

Durante los antecedentes del proyecto, consideré la presencia de una estructura tipo anticlinal, cuyo eje mayor está orientado en la dirección este – oeste, y el flanco sur está cortado por una falla normal con echado al norte, lo que indica que en ambas direcciones (*Inline – xline*), se observa la estructura, con diferentes ángulos y cierres que varían espacialmente. Para la interpretación seguí la dirección NW –SE, lo que se ajusta a la disposición de las inlines. Uno de los primeros pasos para elegir un reflector es distinguir donde las cimas de pozos están contenidas, podemos ver que para el reflector de la arena A, ambas cimas se encuentran en el reflector positivo. En la figura 48, se muestra rastreo con morado.

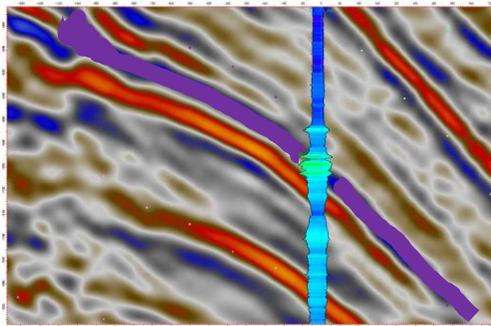


Figura 48. Aumento de la resistividad (ILM - ILD), en la arena Ds. Ventana de intersección de pozo X_1001.

Una estrategia útil para el reconocimiento y el seguimiento de los reflectores de manera coherente, es la selección de la convención de polaridad prescrita por la SEG, donde se muestra la señal ubicada en cada uno de los bin, de forma que en la sección sísmica es posible rastrear los reflectores sísmicos por contraste de colores, remarcando la polaridad positiva que se rellena en negro para distinguirla, además podemos intuir la existencia de fallas por la variación de la amplitud y la fase de la señal (Figura 49).

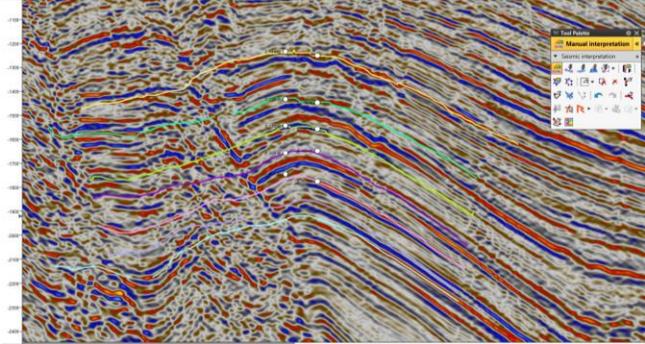
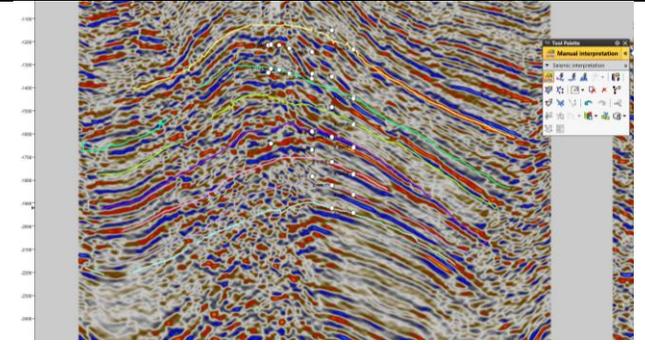
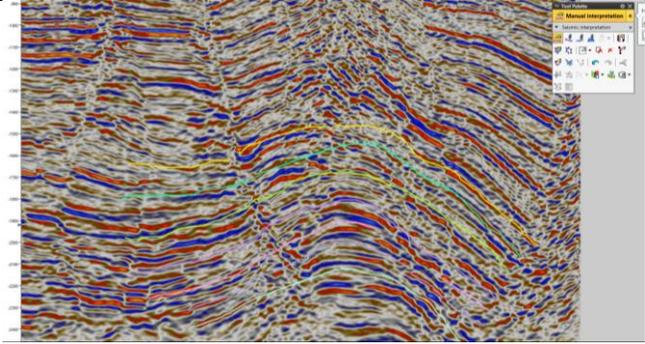


Figura 49. Selección de los horizontes picando el máximo de la amplitud.

Para las secciones verticales de interpretación ocupé la misma metodología en todo el cubo y la realicé a cada cinco “*inlines*”, lo que permite tener una buena distribución de puntos a lo largo de la superficie interpretada, a continuación, presento tres “*inlines*” en las que se muestro el proceso de identificación de estructuras. Al seguir la tendencia del reflector, consideré los que tienen una amplitud similar distribuyéndose horizontalmente. Los horizontes se rayaron pasando por el máximo valor de la amplitud en la traza.

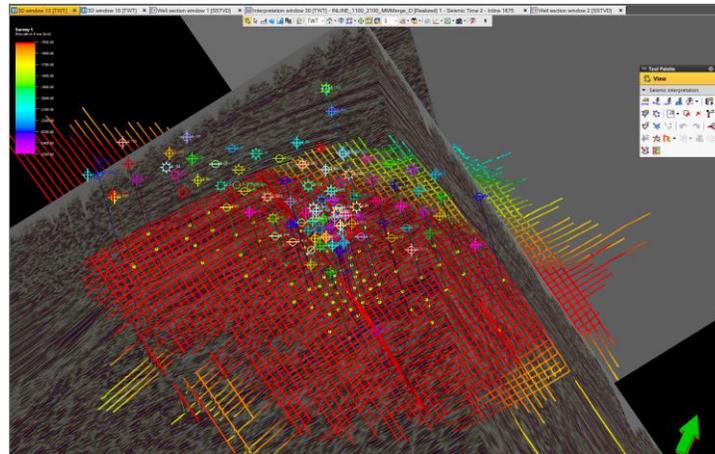
Posteriormente encontré también una menor variación lateral al centro del anticlinal, pasando por el eje, en los límites las amplitudes pasan a ser discontinuas lo que delata fallas o cambios litológicos (Tabla 1).

Tabla 1. Descripción de secciones representativas de interpretación.

	Sección
	<p><i>Inline 1500</i></p> <p>En la porción SW de la estructura se muestra continuidad lateral, las amplitudes son constantes y tienen valores altos, el anticlinal es más plano que el centro. Se reconoce un bajo estructural con la posibilidad de buena compactación con poca o nula ocurrencia de hidrocarburos.</p>
	<p><i>Inline 1560</i></p> <p>Esta es la parte más central de la estructura, encontré amplitudes fuertes y una continuidad lateral variable, esta parte de la estructura es un alto estructural y la zona con más volumen de hidrocarburo recuperado en todo el campo, podemos dilucidar fallas y cambios de litología por los cambios de amplitud en direcciones vertical y horizontal</p>
	<p><i>Inline 1675</i></p> <p>Se encuentra en la porción NE. Es la zona con el mayor bajo estructural en todo el campo, las amplitudes son constantes pero no son muy fuertes, es posible que exista continuidad lateral pero los eventos estructurales son apreciables, el anticlinal no es cerrado ya que esta zona representa el final de la estructura.</p>

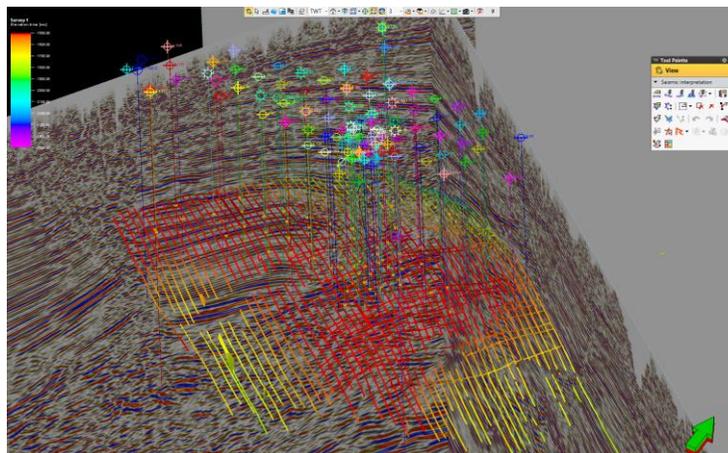
Los límites de la estructura están dados por las fallas que encierran la misma, la disposición geográfica y por la ausencia de datos sísmicos que interpretar, conocido lo anterior tenemos como máximos y mínimos de las *inlines* de 1450 a 1700 en dirección sur - norte, para las *crosslines* tenemos desde la 1100 a 1300 en dirección este – oeste.

La disposición espacial – temporal de las estructuras del campo se muestra a continuación, en cada una de las imágenes se observan las cimas de cada una de las estructuras. La escala de colores que se muestra a la izquierda, representa el tiempo en *ms* como análogo de la profundidad (Figuras 50 – 56).



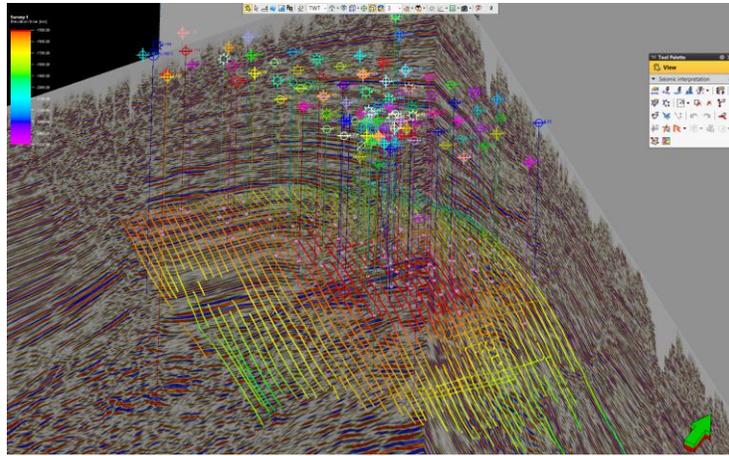
Arena A
(Min: 881.82 ms –
Max: 2133.21 ms)

Figura 50. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena A.



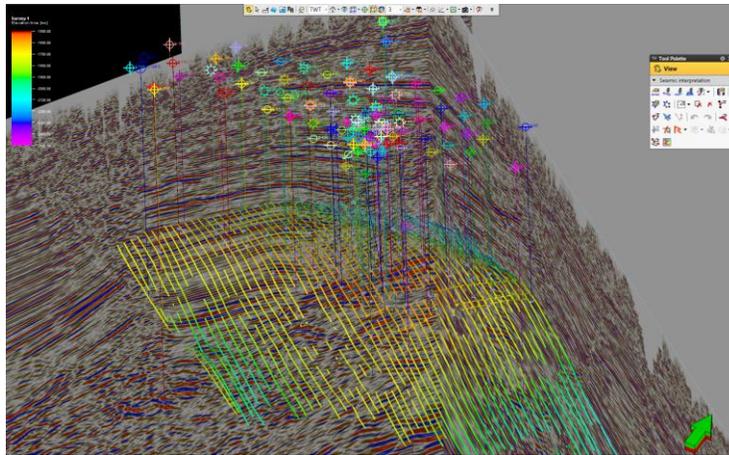
Arena B
(Min: 1301.77 ms –
Max: 2169.01 ms)

Figura 51. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena B.



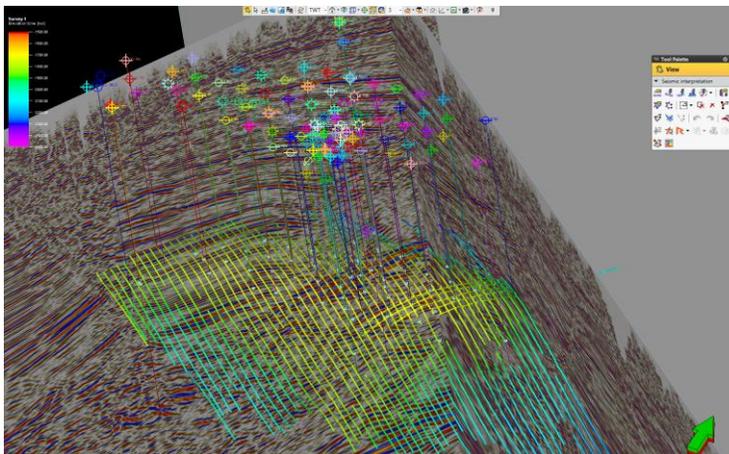
Arena C
 (Min: 1414 ms –
 Max: 2253.25 ms)

Figura 52. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena C.



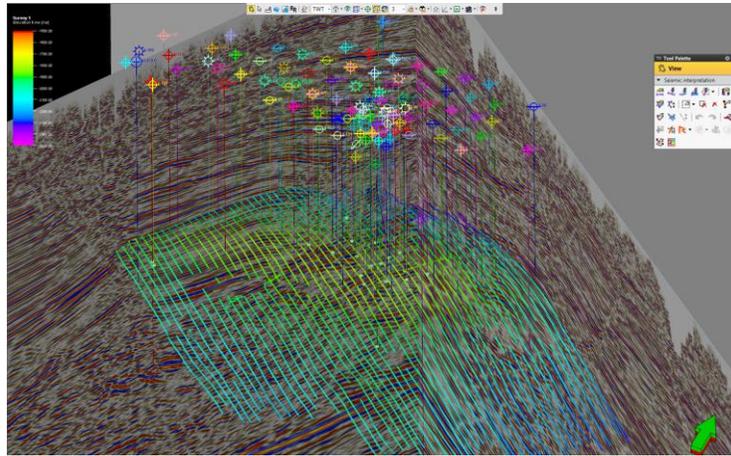
Arena Ds
 (Min: 1551.35 ms –
 Max: 2362.13 ms)

Figura 53. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena Ds.



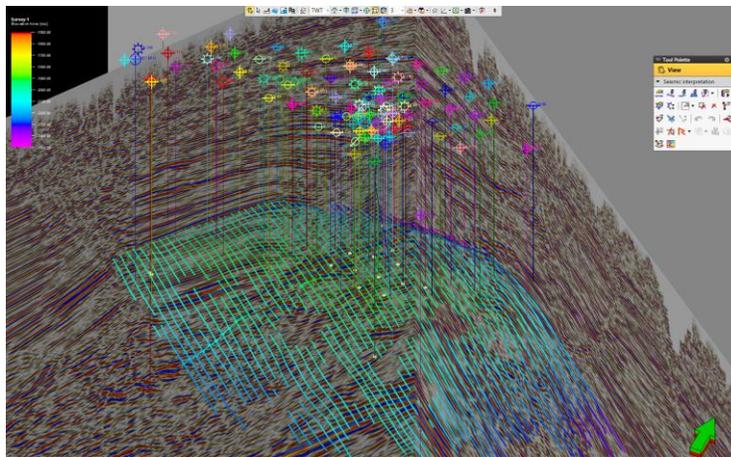
Arena Di
 (Min: 1679.23 ms –
 Max: 2436.83 ms)

Figura 54. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena Di.



Arena E
(Min: 1801.53 ms –
Max: 2469.84ms)

Figura 55. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena E.



Arena F
(Min: 1892.45 ms –
Max: 2632.6)

Figura 56. Distribución de la interpretación sísmica para la Arena F.

Para este informe, realicé el picado de horizontes desde los 881 hasta los 2632 ms¹⁸, su equivalencia en profundidad estaría dada en 1270 hasta los 2690 metros.

4.2.2. Fallas

El fallamiento constituye uno de los mecanismos más grandes para la generación del entrapamiento de hidrocarburos, su reconocimiento y localización precisa son básicamente la clave del éxito en la interpretación sísmica (*Schlumberger Oilfield Glossary, 2019*). Idealmente los eventos de reflexión terminan bruscamente donde el punto de reflexión alcanza el plano de falla y es posible encontrarlo después en una posición desplazado, del otro lado de la falla, a este indicador también se le conoce como salto de la falla.

Para la identificación de fallas es necesario trabajar con secciones verticales, al igual que el punto anterior puede ser cada 4 o 5 líneas. Con el avance de la interpretación es viable nominar las fallas, agregar las más pequeñas, el trazado de reflectores adicionales y eventualmente recurrir al cálculo y visualización de atributos sísmicos, etc.

¹⁸ Milisegundos

Previamente abordé el hecho que la estructura interpretada es de tipo anticlinal de forma alargada, asimétrica, cuyo eje principal se oriente con rumbo este – oeste, con una longitud de 9 km, e franco norte tiene cierre por buzamiento mientras que el flanco sur, tiene una pendiente más suave, pero cierra con una falla normal con caída al norte.

La parte oriental del campo se encuentra afectada por numerosas fallas secundarias de tipo normal con pequeños saltos, las cuales estarán marcadas dentro de los límites del campo. Para el uso del software, la metodología usada fue la misma que con la interpretación de horizontes sísmicos, como primer paso generé una nueva falla desde las opciones secundarias del sub folder *“Interpretation folder”*, y haremos uso de la paleta de herramientas de igual manera para marcar y crear nuevas fallas.

Las fallas descritas en el proyecto hacen referencia a la ubicación de éstas en el campo, con una disposición de izquierda a derecha. Las fallas cuyo nombre inician con D, son nombradas así porque representan falla delimitadora y se encuentran en los extremos del área de interpretación, las fallas secundarias se nombran iniciando con la letra I, la cual hace referencia a la ubicación interior de la falla dentro del cubo sísmico. La interpretación se realizó de NW a SE por disposición espacial de *“inlines”* y *“crosslines”*.

La principal falla tiene un rumbo E_W con caída hacia el norte con un echado casi horizontal, por lo que es una falla lístrica (Falla D_SE).

Existen también numerosas fallas secundarias antitéticas, post depósito con desplazamientos variables hacia el sur, contrario al movimiento regional, es decir todas las fallas secundarias tienen su bloque en dirección a la culminación de la estructura. Para finalizar, existen otras dos fallas sintéticas están al sur y cortan a las anteriores. Estas fallas son normales y están asociados al fallamiento principal, son casi paralelas a la falla regional y comparten rumbo con la dirección de sedimentación.

De la misma manera que con los horizontes, fue necesario para insertar una nueva falla ingresarlo desde las opciones del subfolder *“Interpretation folder”*. Posteriormente, al activar la casilla de selección de falla inserté horizonte sin usar el menú (Figura 57).

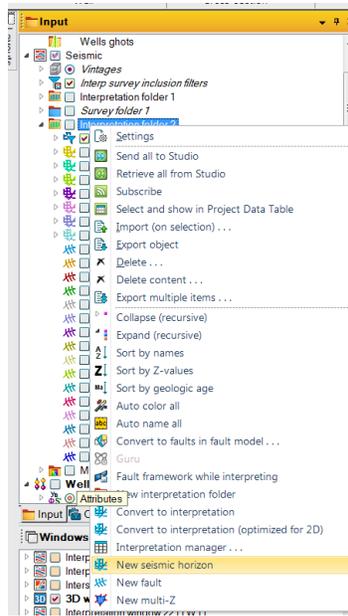


Figura 57 Generación de fallas dentro de la carpeta de interpretación sísmica

Las características de las fallas son analizadas más fácilmente en las secciones y planos las configuraciones de la estructura, se hizo uso de la convención de SEG para la traza sísmica, donde la polaridad de la traza es un diferenciador, los valores positivos de la amplitud se llenan mientras que los negativos se dejan en blanco, para el análisis expongo la distribución de fallas en la dirección de las “inlines” (Figuras 58 – 61).

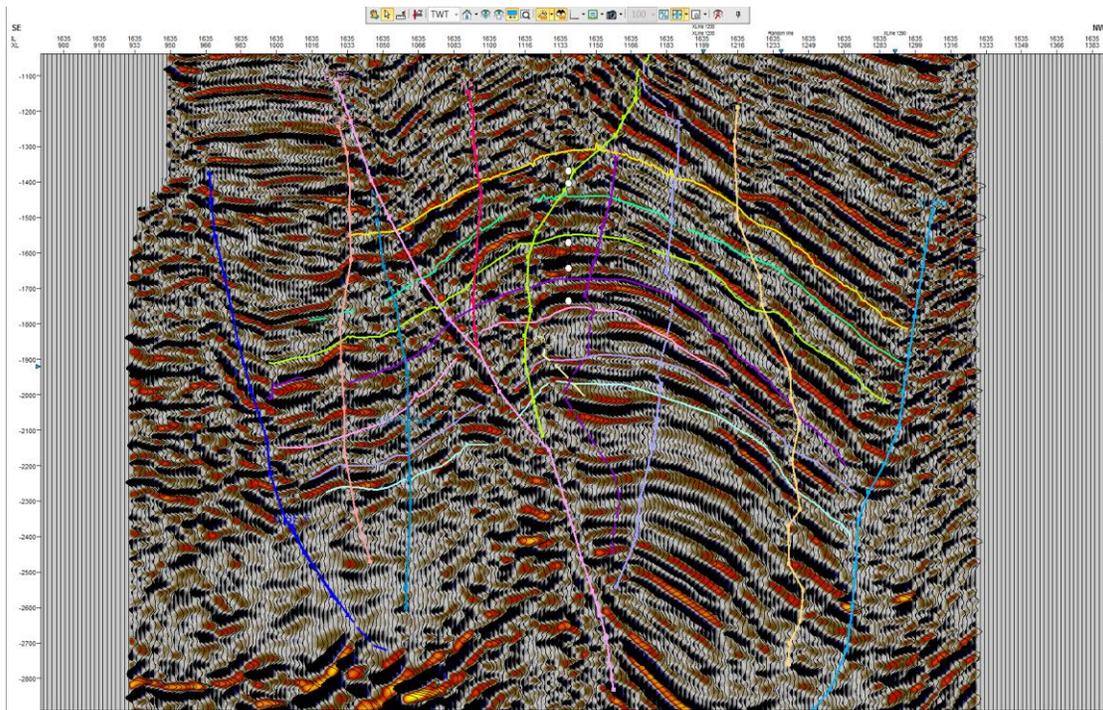


Figura 58. Ejemplo de interpretación de fallas en la inline 1635, haciendo uso de la traza sísmica y la convención de polaridad de la señal.

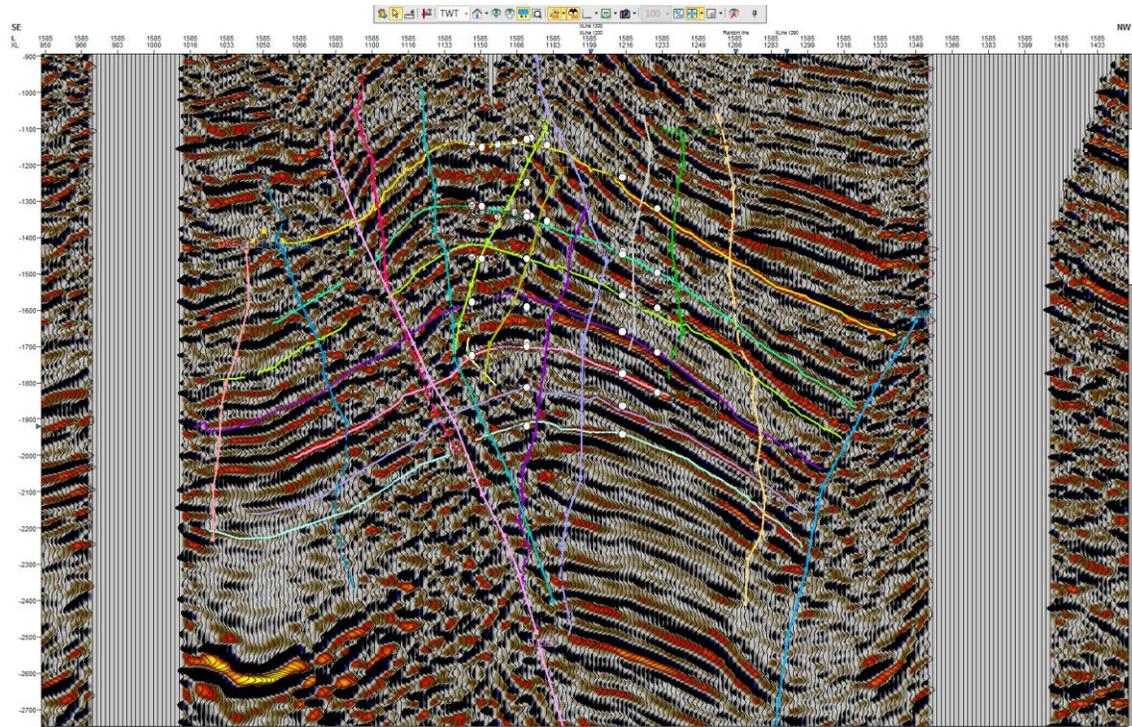


Figura 59. Ejemplo de interpretación de fallas en la inline 1585, haciendo uso de la traza sísmica y la convención de polaridad de la señal.

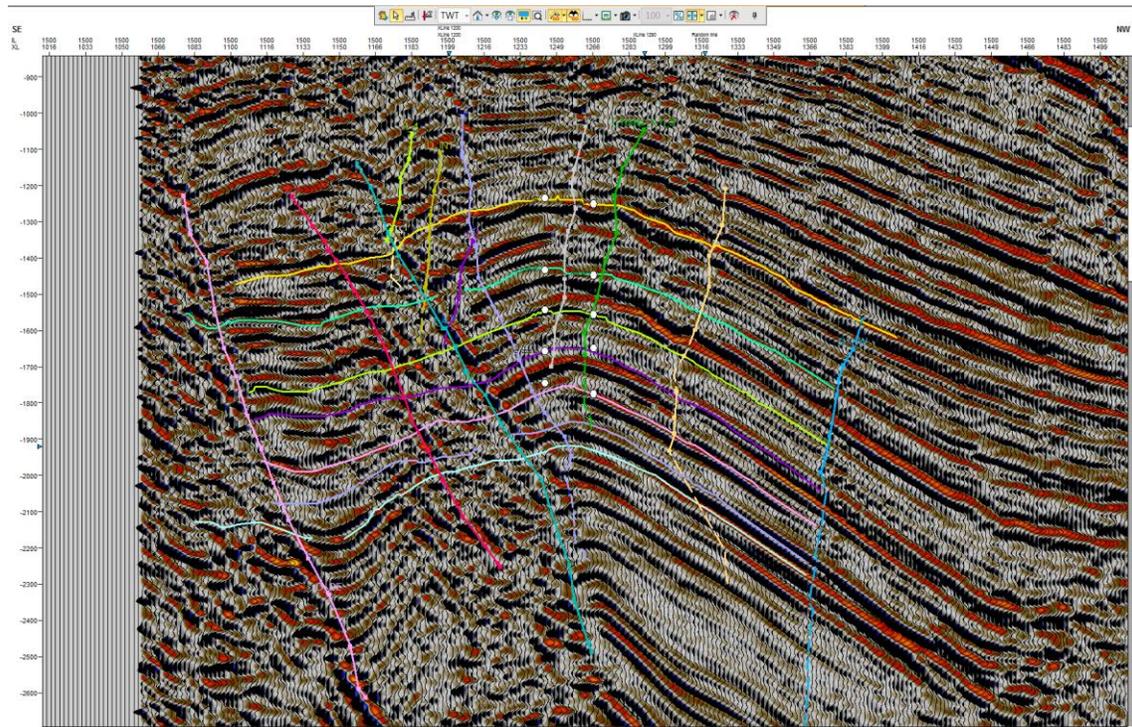


Figura 60. Ejemplo de interpretación de fallas en la inline 1500, haciendo uso de la traza sísmica y la convención de polaridad de la señal.

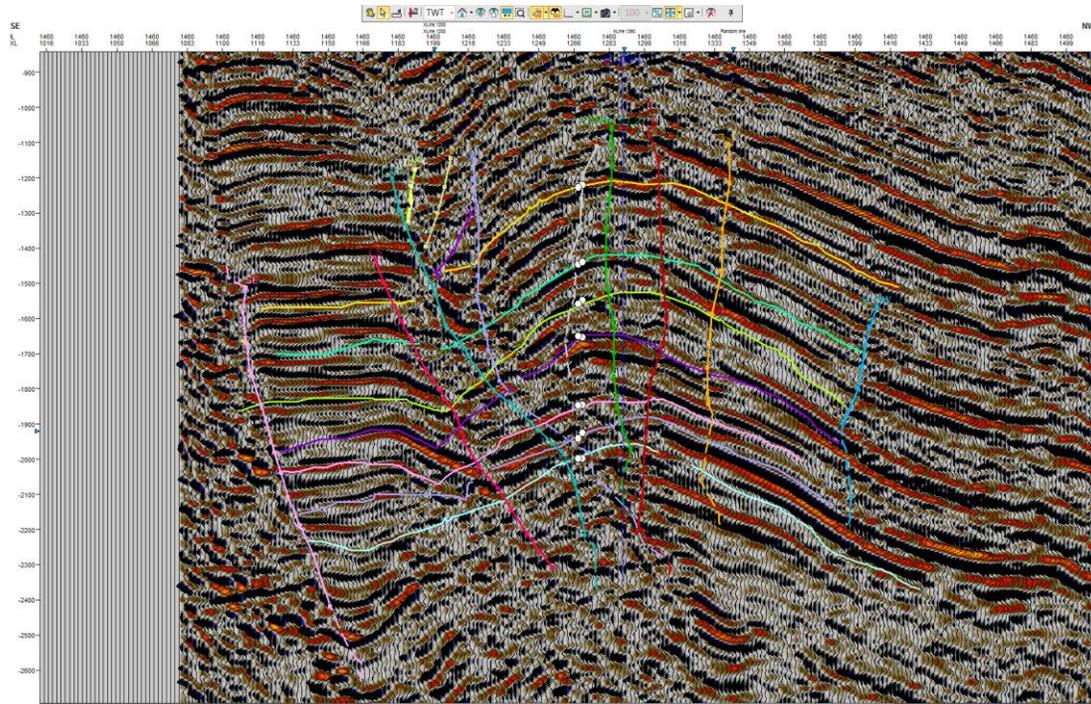


Figura 61. Ejemplo de interpretación de fallas en la inline 1460, haciendo uso de la traza sísmica y la convención de polaridad de la señal.

La visualización espacial de los “sticks” de fallas indica la distribución tridimensional de las fallas dentro del campo, uno de los puntos más importantes fue realizar el análisis de la dirección preferencial de las estructuras fallas pues existe la posibilidad de entrapamiento de yacimientos gracias a los saltos de falla (Figura 62).

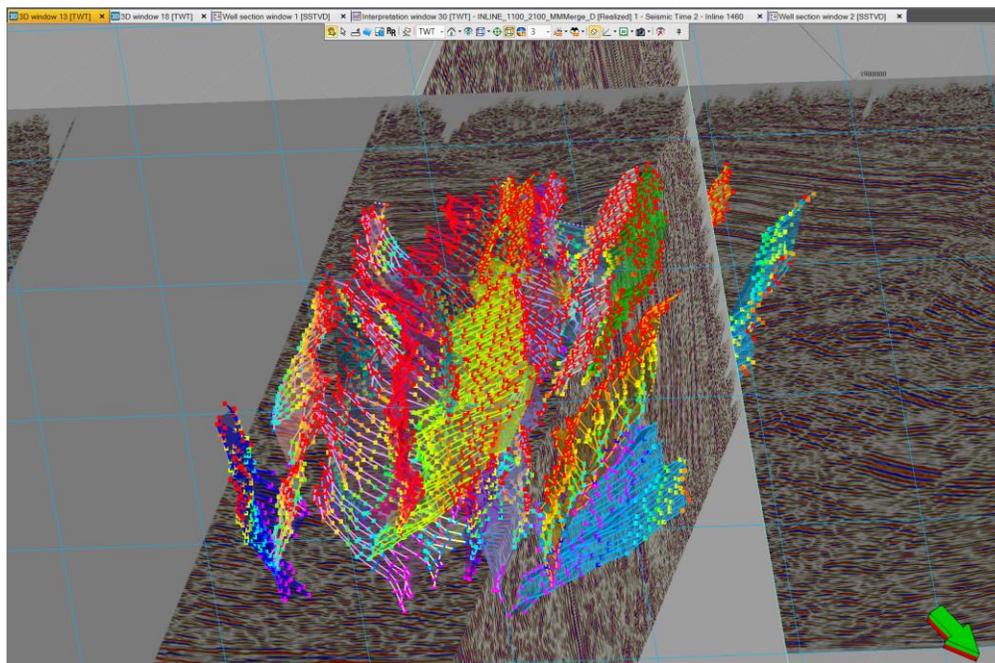


Figura 62. Distribución espacial de las fallas vista NW-SE.

4.3. Creación de superficies geológicas

Existe una diferencia clara entre una superficie y un horizonte, los horizontes son previamente picados en el registro sísmico procesado. Los datos para una superficie se mantienen dentro de una cuadrícula bidimensional plana y regular, mientras que los datos para un horizonte se mantienen en la cuadrícula en tres dimensiones. Generar una superficie es ideal para cuadrar rápidamente todos los tipos de datos. Crear superficies es una operación más compleja que se realiza después de la interpretación de horizontes para generar capas geológicas en el modelo 3D. Además de crear superficies, también puede suavizar, vaciar y rellenar la cuadrícula además de editar de forma interactiva (Petrel help center, 2016).

Para iniciar el proceso, seleccioné en la parte superior la pestaña “Utilities”, donde está la opción “Make Surface” (Figura 63).

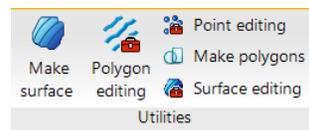


Figura 63. Menú de generación de superficies.

Para generar una superficie en petrel es necesario proporcionar los límites de la interpolación, razón por la cual se generan polígonos. Creé los polígonos mediante la herramienta dinámica abarcando el picado de los puntos donde se necesita la figura. Recomiendo hacerlo desde una venta 2D para eliminar el factor profundidad y tener la certeza que los puntos del polígono generan un plano con t^{19} constante. Petrel proporciona las herramientas para la modificación de polígonos para el ajuste del área. En la figura 64, se presenta el polígono A, en el cual se encierran los pozos que pasan a través del horizonte A, la figura se generó en una ventana bidimensional (Figura 64).

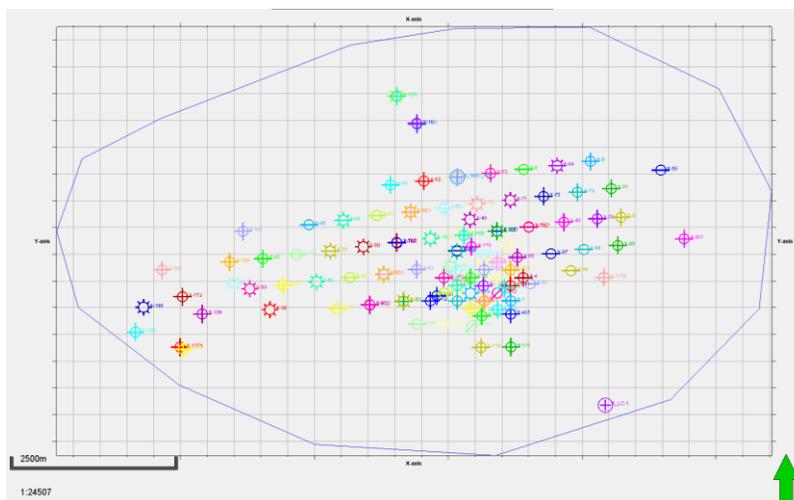


Figura 64. Generación de un polígono limite.

¹⁹ tiempo

Para poder concretar la creación de la superficie, se tiene que seguir los siguientes pasos (Figura 65):

1. Ingresé los Datos de entrada, escribir un nombre a la salida y usé el polígono que creé anteriormente (Figura 64).
2. Definí la geometría, importando los datos del polígono.
3. Seleccioné “Líneas sísmicas (alta densidad)” como su Tipo de entrada e hice clic en “Sugerir método y configuraciones”. Petrel proporciona una configuración precargada, pero puede ser modificada.
4. OK.

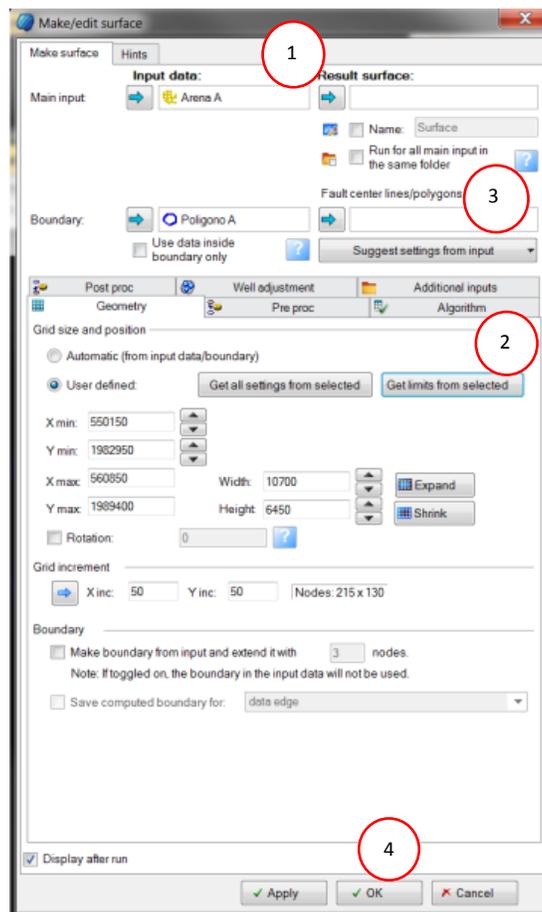


Figura 65. inserción de parámetros de la superficie.

Una vez que la superficie fue construida, se pueden generar una serie de operaciones a ella usando el sub menú “operations”, en el cual se aplica un suavizado a la superficie, el resultado final se observa en la figura 66.

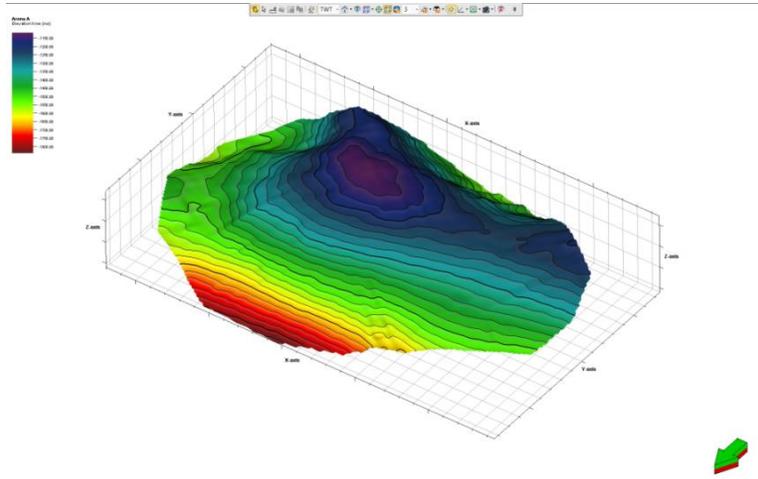


Figura 66. Visualización tridimensional de la superficie creada.

4.4. Geología de explotación

La producción que se obtiene de campo proviene de desarrollos arenosos de la formación Amate Superior, del Mioceno Superior, cuyos espesores varían notablemente de sur a norte, es decir, que hacia la última parte de la estructura las arenas tienden a ser más arcillosas e incluso desaparecer por los cambios de facies de la formación. Las superficies las designé, con el nombre Arenas seguido de las letras A, B, C, D superior, D inferior, E y F.

4.4.1. Arena A

La arena A proviene de un reflector positivo, la realicé por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana. Es un desarrollo arenoso con dos altos estructurales denominados A y B, los cuales están delimitados al sur por la falla D_SE_F. En esta Arena se observa cambios de facies notables cuyo desaparece hacia el norte (Figura 67).

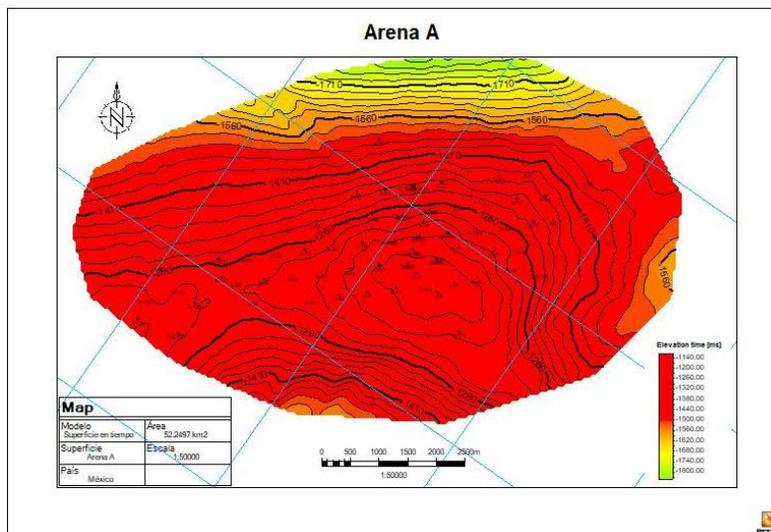


Figura 67. Mapa de la superficie Arena A en tiempo.

4.4.2. Arena B

La arena B proviene de un reflector positivo, la generé por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana. Esta Arena se encuentra impregnada de aceite en la parte central del eje del anticlinal, sin embargo, desaparece hacia el N-NE por el cambio de facies, actualmente está invadido (Figura 68).

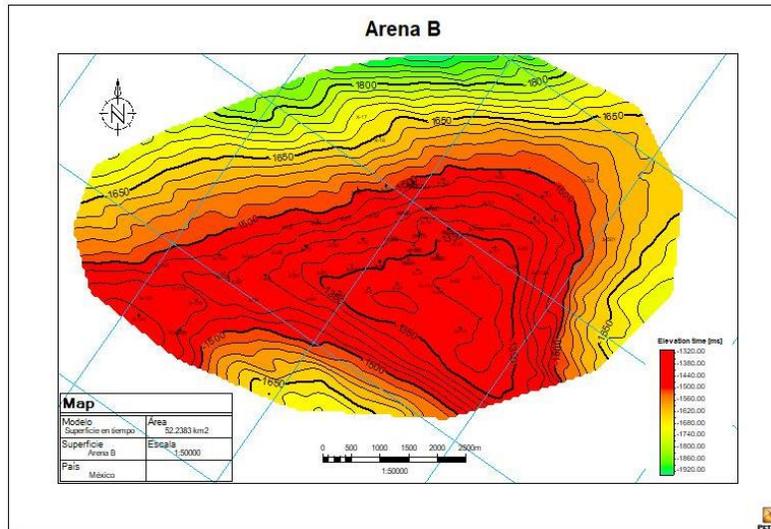


Figura 68. Mapa de la superficie Arena B en tiempo.

4.4.3. Arena C

La arena C proviene de un reflector negativo, la creé por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana. Está constituida por un desarrollo arenoso con dos altos estructurales, (A y B), desapareciendo la arena hacia el norte debido a los cambios de facies, el alto B se encuentra totalmente invadido (Figura 69).

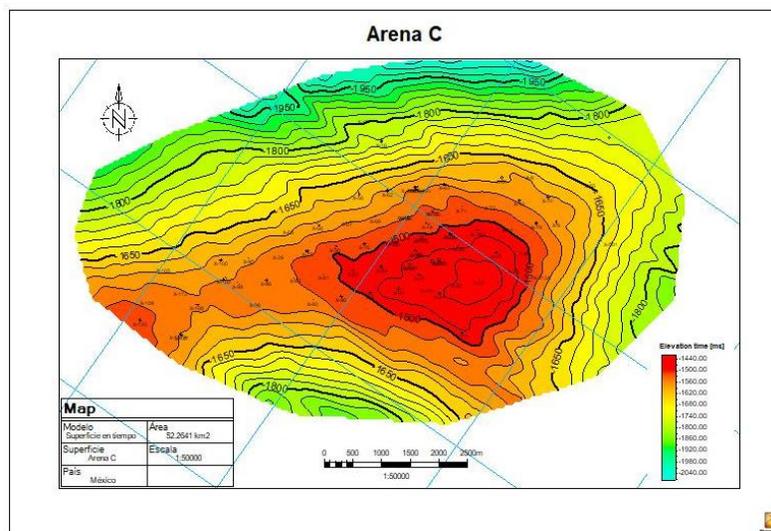


Figura 69. Mapa de la superficie Arena C en tiempo.

4.4.4. Arena D

Es el yacimiento más importante del campo en cuanto a volumen de hidrocarburos almacenado y recuperado. Está constituido por cuatro cuerpos arenosos principales, separados entre sí por la intercalación de lutitas, razón por la cual la arena D será analizada en los cuerpos Ds y Di.

4.4.4.1. Arena Ds

La arena Ds proviene de un reflector negativo, la generé por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana. La arena más importante del campo en cuanto a volumen de hidrocarburos almacenado, históricamente. Está constituido por un desarrollo arenoso con dos altos estructurales, (A y B), desapareciendo la arena hacia el norte debido a los cambios de facies, el alto B se encuentra totalmente invadido (Figura 70).

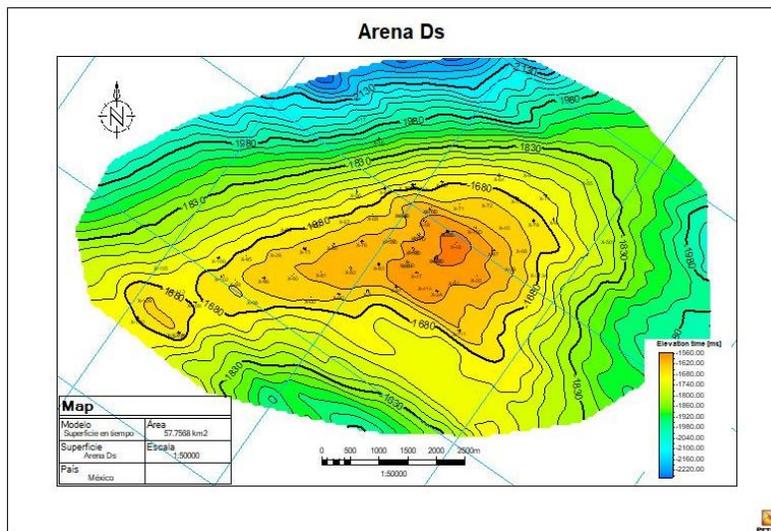


Figura 70. Mapa de la superficie Arena Ds en tiempo.

4.4.4.2. Arena Di

La arena Di proviene de un reflector positivo, fue generada por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana. La arena está dividida en dos bloques (A y B), las cuales el bloque A representa el alto estructural más prominente de la superficie, mientras que el B se encuentra debajo del contacto agua – aceite (Figura 71).

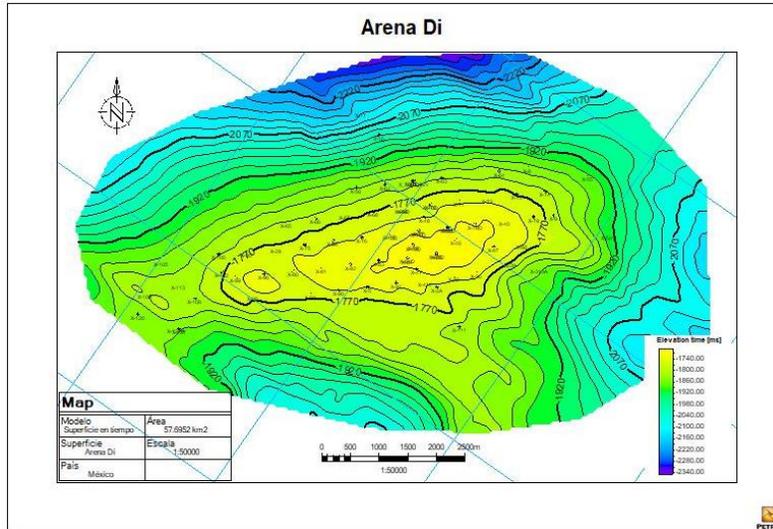


Figura 71. Mapa de la superficie Arena Di en tiempo.

4.4.5. Arena E y Arena F

Se encuentran en Amate superior del Mioceno Superior, en el alto estructural occidental las Arenas E y F son el objetivo ya que se encuentran cerca de la falla principal al sur. La continuidad hacia el oeste de la estructura aún no está probada mediante pozos, pero se propone su ocurrencia por la continuidad de amplitudes. Asimismo, se ubica como objetivo principal serían las arenas profundas E y F y como segundo objetivo la Arenas Di que no ha sido cortado en este alto estructural occidental. Las Arenas E y F no están conectadas a sus equivalentes en el alto estructural oriental debido a un cambio de facies entre ellas. A continuación, se proyecta la interpretación de la arena F (Figura 72).

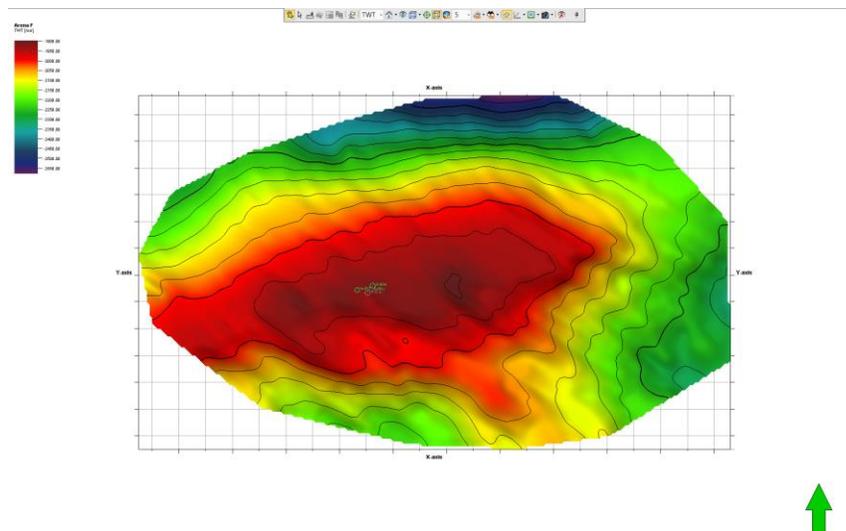


Figura 72. Ubicación de los pozos en la arena F.

4.4.6. Arena E

La arena E proviene de un reflector positivo, fue generada por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana, tiene en el centro su punto estructural más alto donde se han perforado la mayoría de los pozos que la conforman (Figura 73).

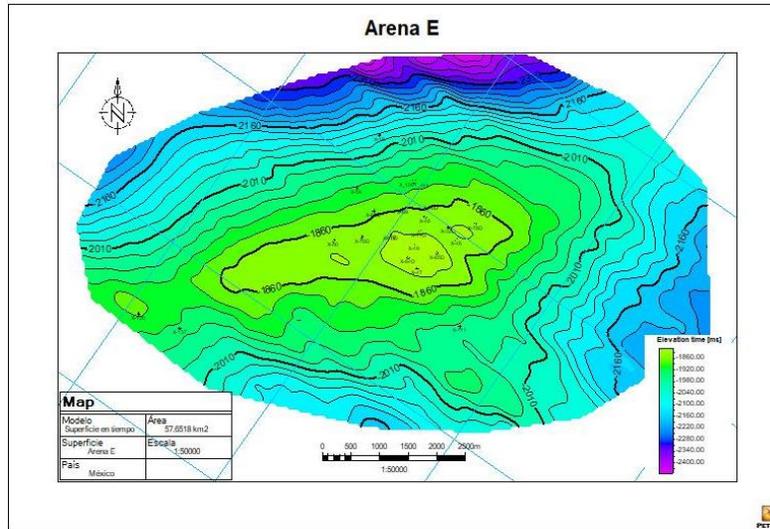


Figura 73. Mapa de la superficie Arena E en tiempo.

4.4.7. Arena F

La arena F proviene de un reflector positivo, fue generada por una función aleatoria con base en una simulación gaussiana, a estas profundidades hasta 2016 se han perforado diez pozos, entre ellos dos exploratorios (Figura 74).

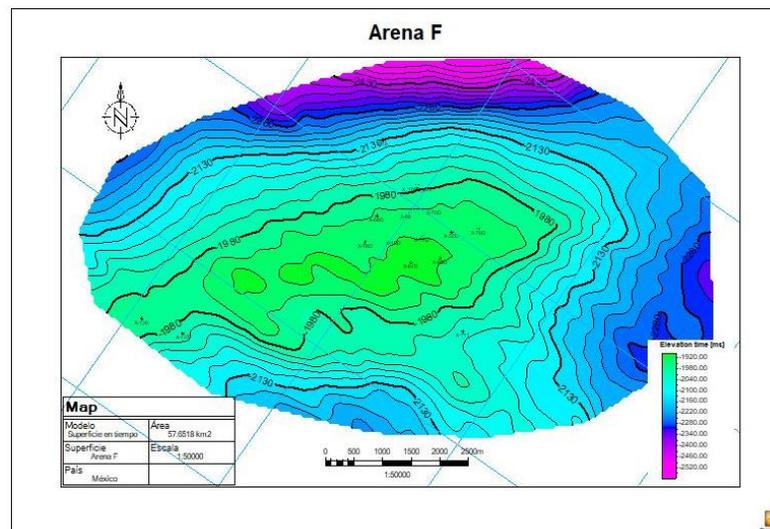


Figura 74. Mapa de la superficie Arena F en tiempo.

4.5. Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos son mediciones, características, propiedades derivadas de los datos sísmicos. Los atributos pueden ser medidos en un instante del tiempo a través de una ventana de tiempo y pueden medirse en una sola traza, en una serie de trazas, en una superficie o en un volumen extraído de los datos sísmicos. El cálculo de estos puede ser útil para identificar o extraer patrones de relaciones, rasgos que de otro modo podrían no ser evidentes. La deducción o el cálculo de los atributos sísmicos normalmente implica el procesamiento de los datos, lo que incluye entre otras cosas operaciones de ajustes de ventanas, suavizado, promediado, filtrado, cálculo de medias estadísticas, hallazgo de valores máximos y mínimos, ejecución de diferenciaciones e integraciones, análisis de los cambios de polaridad o ejecución de análisis espectrales o de ondícula (*Petrel help center, 2016*).

4.6. Atributos sísmicos de volumen

Los atributos disponibles en el software se dividen en seis tipos para tareas específicas, se subrayan en el texto los usados en este proyecto:

- Procesamiento de la señal.
- Atributos complejos.
- Métodos estructurales.
- Métodos estratigráficos.
- Métodos de conversión de profundidad.
- Atributos AVO.

Para la generación de los atributos de volumen en cualquier conjunto de datos sísmicos, dependiendo de su procesamiento, el flujo que se debe seguir es el siguiente (Figura 75):

1. Pestaña “*Input/Output*”: inserte la entrada sísmica en el cuadro de diálogo.

Para la pestaña “*input*” (entrada) es necesario ingresar la selección de un cubo sísmico. El cual es elegido en el espacio determinad usando la flecha del cuadro para ingresar los datos. Para la salida (*output*), se especifica y se puede renombrar un cubo; sin embargo, de forma predeterminada, se deja en blanco y se crea un cubo con un nombre nuevo que describa las características calculadas por cada atributo.

Los atributos de volumen se componen como volúmenes virtuales calculados a partir de los volúmenes originales, que se guardan en el proyecto de forma independiente dentro del folder “*Seismic*”.

2. Pestaña Parámetros: si el atributo tiene controles de parámetros dinámicos (donde puedes cambiar los valores ingresados después de la generación del volumen y variarlos para obtener un mejor resultado), aparecerán en una pestaña separada de la pestaña (*input / output*). Si no se

requiere la entrada de un parámetro, esta pestaña no está disponible. La configuración de parámetros (tipo de atributo de volumen y valores de parámetros) puede heredarse de un volumen sísmico ya existente que se inserta en la salida.

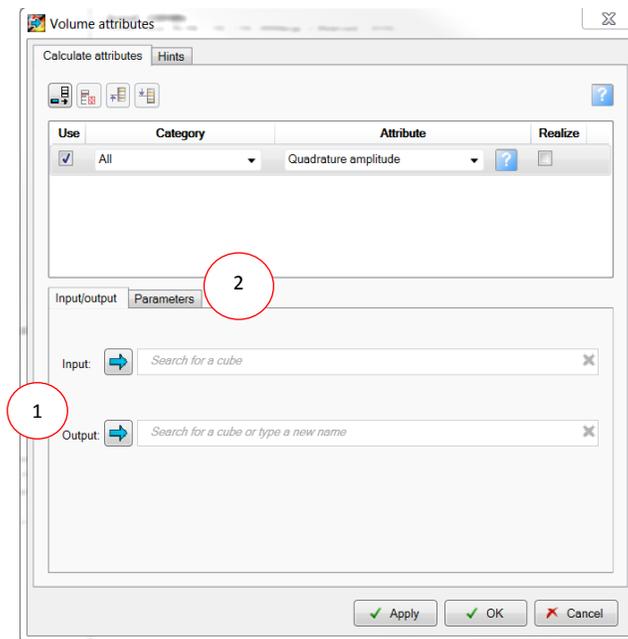


Figura 75. Ventana de cálculo de atributos.

4.6.1. Atributos estratigráficos

4.6.1.1. Chaos

Es una medida de la falta de organización en el método de estimación del echado y el azimut. El atributo caos en la señal puede verse afectado por las rutas de migración de gases, las intrusiones del cuerpo de sal y por la clasificación sísmica de la textura caótica (Figura 76). (Petrel help center, 2016).

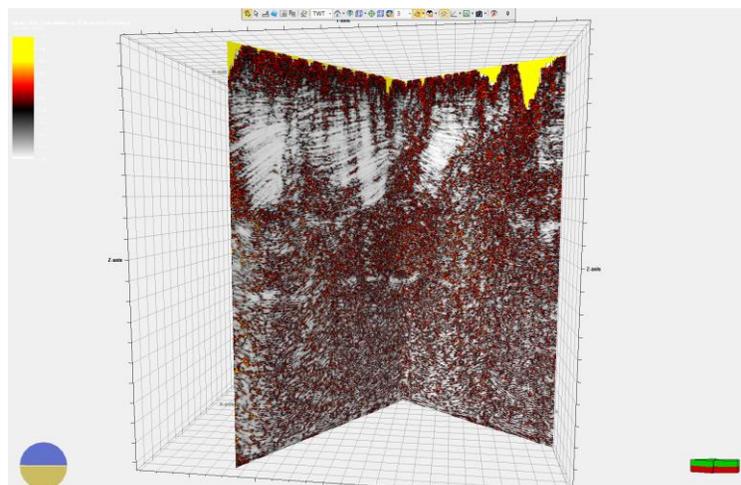


Figura 76. Aplicación del atributo Chaos al volumen sísmico.

El atributo de caos se escala de 0-1.

El caos en la señal se usa para iluminar fallas y discontinuidades y para la clasificación sísmica de la textura caótica. En este trabajo lo usé para dar coherencia a los “sticks” de fallas durante la interpretación, es importante notar también que, en la zona de interpretación donde se encuentra los cuerpos interpretados, el atributo muestra organización en los datos, revelando que a excepción de las fallas centrales los cuerpos presentan pocas alteraciones arcillosas (Figura 77). El caos está relacionado con las características geológicas locales, ya que se verá afectado por las rutas de migración de gases, las intrusiones del cuerpo de sal, las texturas de los arrecifes, el relleno del canal, etc., (Petrel help center, 2016).

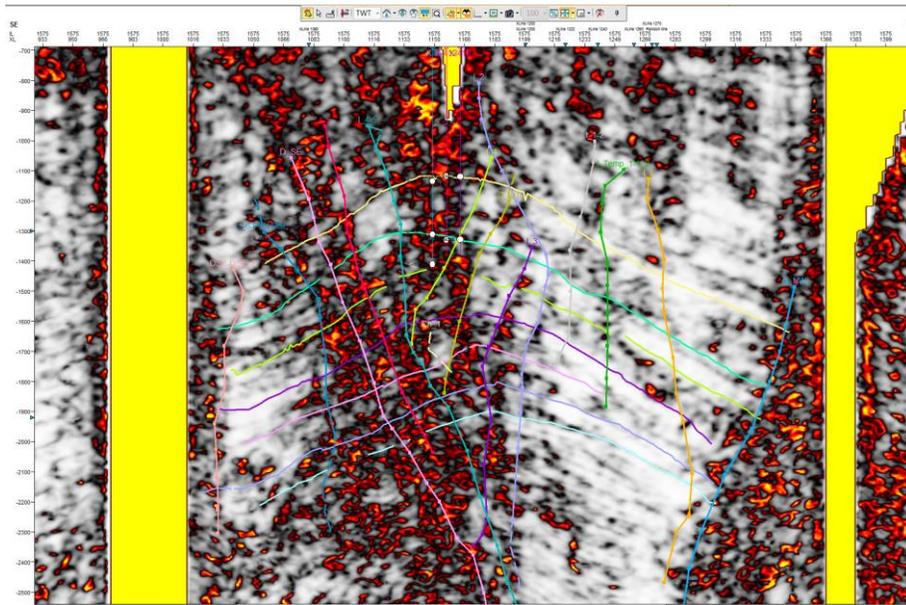


Figura 77. Aplicación al volumen sísmico expresado en la inline 1575 con la interpretación de fallas y horizontes.

4.6.1.2. Impedancia acústica relativa

La impedancia acústica relativa es una suma continua de valores de amplitud muestreados regularmente. Calculado al integrar la traza sísmica, pasando el resultado a través de un filtro Butterworth de paso alto para reducir el ruido de baja frecuencia potencialmente introducido.

Frecuencia de corte bajo:

La frecuencia de corte bajo se especifica en Hz²⁰ para datos sísmicos de tiempo. Para datos sísmicos de profundidad, esto se especifica en oscilaciones por 1000 unidades verticales (m²¹ o ft²² dependiendo de las unidades del proyecto).

²⁰ Hertz (es la unidad de frecuencia del Sistema Internacional de Unidades)

²¹ Metro

²² Pie

Este atributo muestra el contraste acústico aparente, indica límites de secuencia, superficies de discordancia y discontinuidades. También puede indicar la porosidad o el contenido de líquido en el depósito (Figura 78). (Petrel help center, 2016).

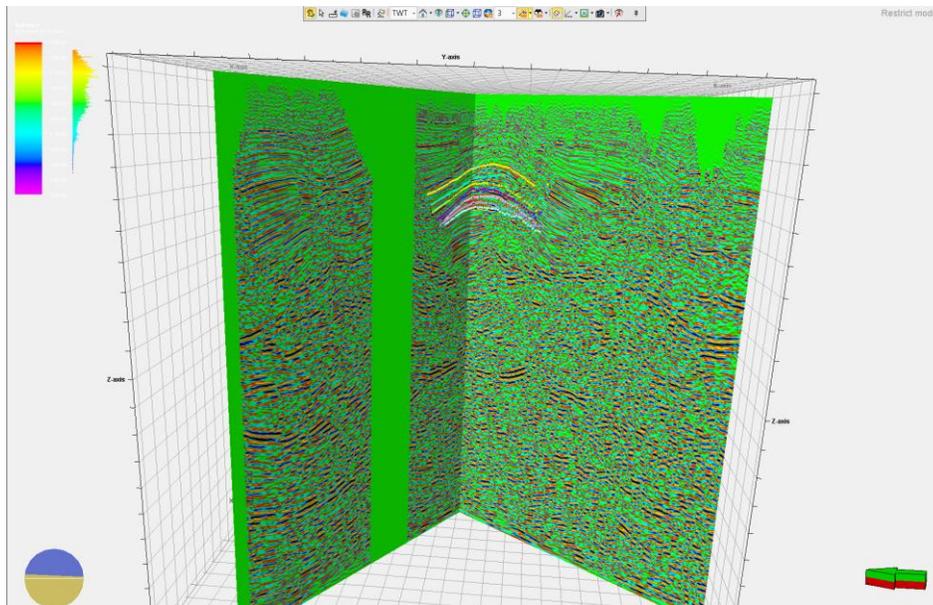


Figura 78 Aplicación al atributo Impedancia Acústica relativa al volumen sísmico

Una frecuencia de corte bajo de 0 significa que no se aplica ningún filtrado de frecuencia de corte bajo. Una frecuencia de corte bajo por encima de la frecuencia de Nyquist dará como resultado una salida totalmente cero.

$$N = \frac{1}{2 * SampInt}$$

Ec. 2

Para este trabajo realicé el cálculo del atributo, se entiende que la impedancia hace que los contrastes sean más claros para la continuidad de los horizontes (Figura 79).

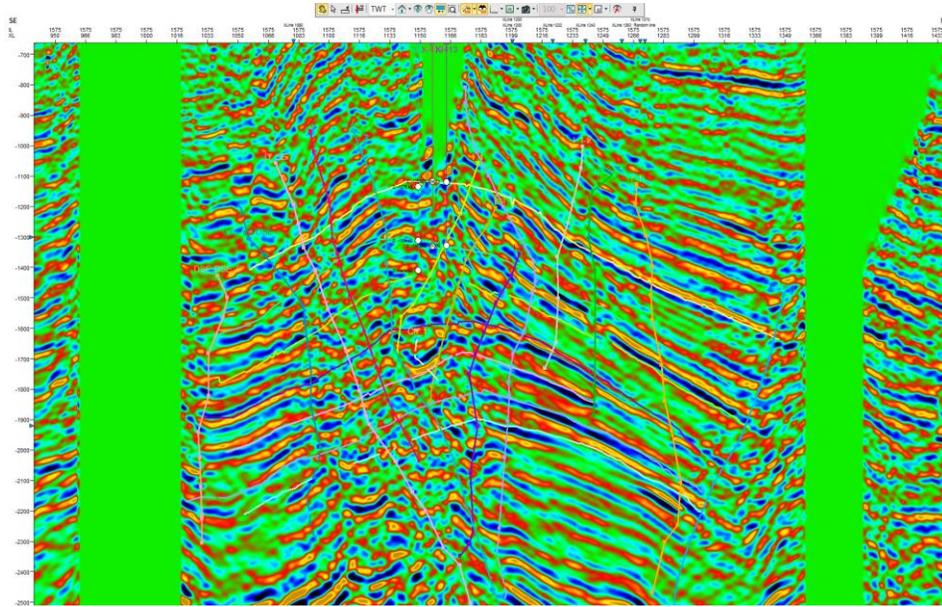


Figura 79. Aplicación de atributo impedancia acústica relativa al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.1.3. Sweetness

El atributo Sweetness, es la implementación de dos atributos combinados (envolvente y frecuencia instantánea) y se utiliza para la identificación de características donde las firmas de energía globales cambian en los datos sísmicos, los cambios globales de energía son calculados como máximos locales donde se obtienen las tendencias (Figura 80). (Petrel help center, 2016).

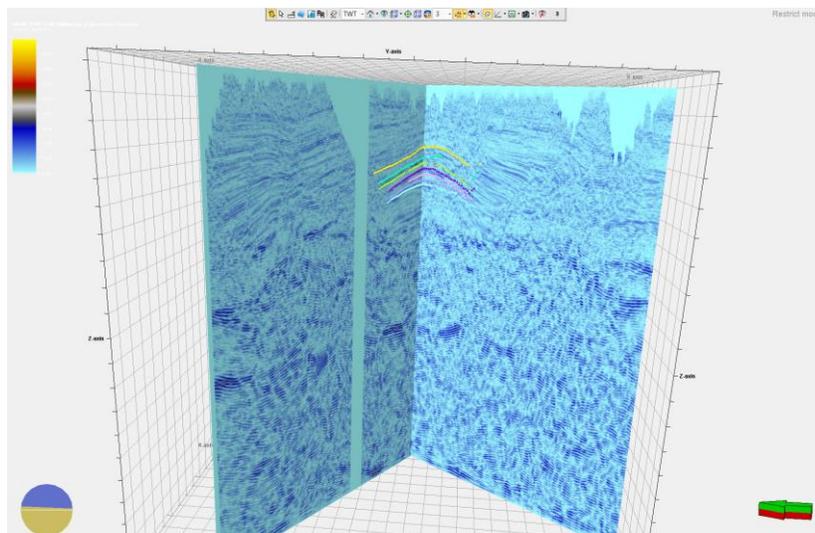


Figura 80. Aplicación de el atributo Sweetness al volumen sísmico.

Está definido como:

$$Sweetness = \frac{Envolvente}{\sqrt{Inst Frec}}$$

Ec. 3

A continuación, se muestra el picado de fallas y horizontes, donde se puede ver la orientación de la interpretación (Figura 81).

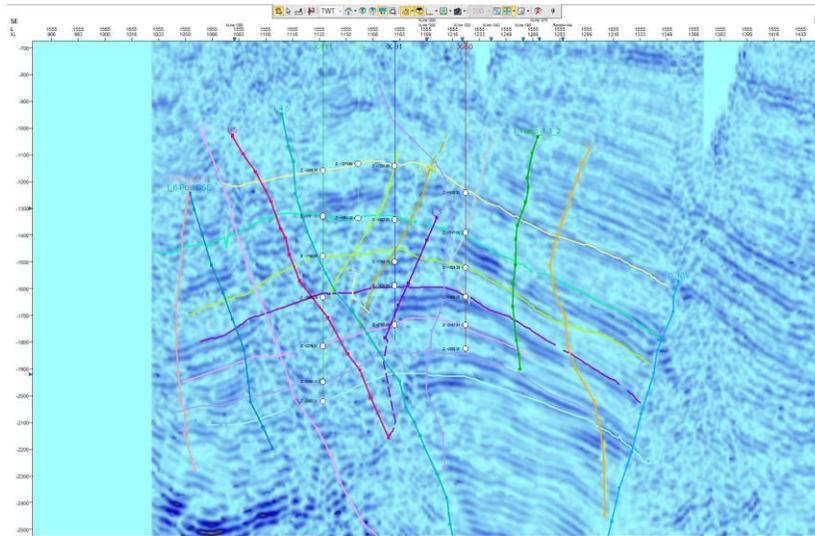


Figura 81. Aplicación del atributo Sweetness al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.2. Estructurales

4.6.2.1. Varianza

El atributo de varianza calcula localmente la dispersión de la señal a través de este método estadístico, por lo que es necesaria una ventana de acción. Este atributo es útil para la localización de límites y bordes, es similar al atributo de Chaos en cuanto a visualización, pero diferente en el cálculo (Figura 82). (Petrel help center, 2016).

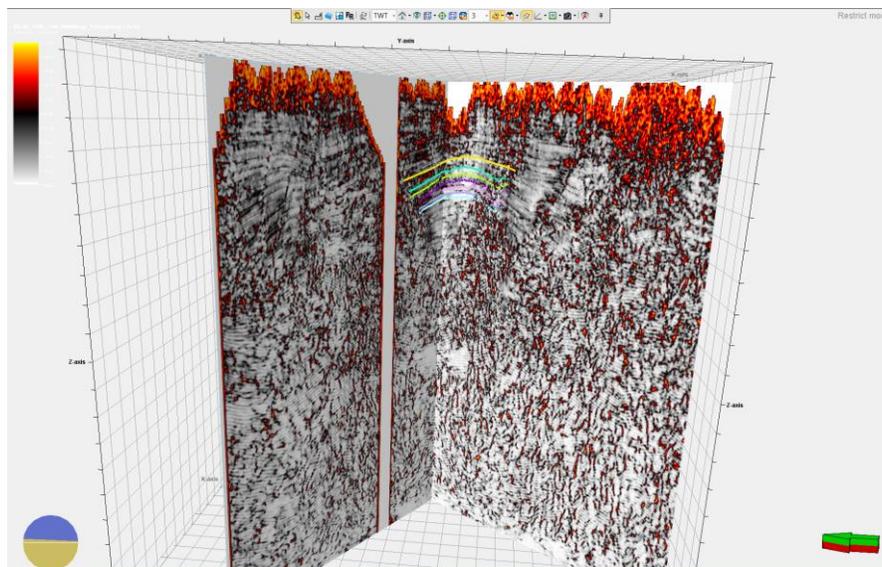


Figura 82. Aplicación del atributo varianza al volumen sísmico.

El atributo varianza se puede usar para aislar bordes del conjunto de datos de entrada. Califica como límite o borde a los datos que localiza como discontinuidades dentro de la continuidad horizontal de la amplitud, se observan tendencias para caracterizar fallas y estructuras (Figura 83).

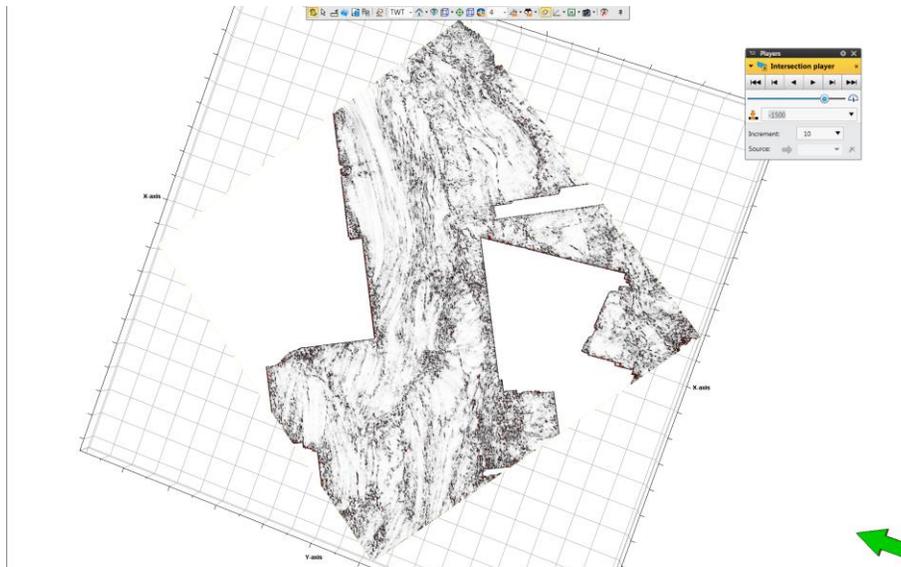


Figura 83. time slice con corrección por suavizado del echado.

La variación es aplicable como un atributo estratigráfico. Si se ejecuta con una ventana corta, puede resaltar las características de la deposición, incluidos los arrecifes, canales, repartos, etc. El atributo facilita la disposición de fallas (Figura 84). (Petrel help center, 2016).

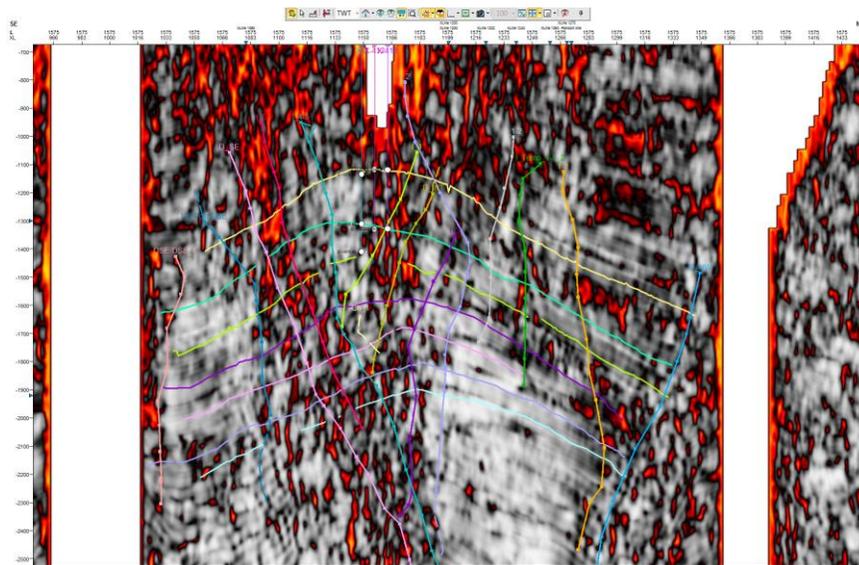


Figura 84. Aplicación del atributo varianza al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.2.2. General Spectral Decomposition

La descomposición espectral desdénia la señal sísmica en sus frecuencias constituyentes, lo que permite que el intérprete delinee características geológicas sutiles (amplitud y / o fase) sintonizadas en una frecuencia específica.

El proceso de descomposición espectral se realiza dividiendo una única traza en sus componentes de frecuencia individuales, lo que le permite analizar las frecuencias individuales. La descomposición espectral es un atributo popular para los flujos de trabajo de interpretación cualitativa y cuantitativa, incluidos el análisis geomorfológico sísmico, la determinación del espesor de la capa y el indicador directo de hidrocarburos para depósitos cargados de gas.

El atributo de volumen de Descomposición espectral generalizada (GSD) proporciona un método híbrido de las técnicas Transformada De Fourier Corta en Tiempo (SFTT) y la Transformada de Ondícula Continua (CWT) existentes, lo que permite al intérprete controlar mejor la resolución vertical y de frecuencia simultáneamente. Los mejores controles de resolución temporal y espectral se logran mediante un conjunto de parámetros naturales flexibles que le permiten diseñar cualquier forma de onda en el continuo entre los métodos SFTT y CWT. (*Petrel help center, 2016*).

Para la caracterización con este atributo decidí hacer tres descomposiciones, todas ellas a 6, 12 y 18 Hz, frecuencias en las cuales se encuentra la mayor parte del espectro. Podemos encontrar que, en las partes con las frecuencias más bajas, la posibilidad de interpretar los horizontes sísmicos es mayor, como es el caso del cubo que de descompuso en el espectro de 6Hz. Para los cubos con espectros mayores, encontrar discontinuidades en los reflectores, a los que podemos asignar cualitativamente el valor de fallas, es mayor, por lo que las altas frecuencias están relacionadas más con el método estructural, los “sticks” de fallas se acoplan mejor a las frecuencias menores donde las discontinuidades son rastreables más fácilmente (Figura 85).

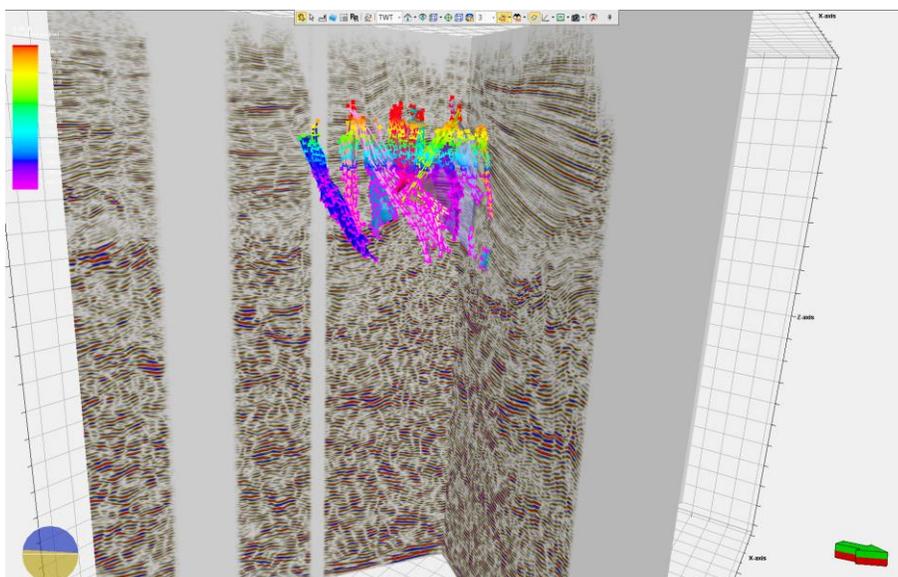


Figura 85. Aplicación del atributo descomposición espectral general al volumen sísmico a 18 Hz.

Para el rastreo de discontinuidades se puede visualizar las fallas, donde propongo el acoplamiento del “stick” de la falla más oriental en color rosa, la falla en azul aguamarina y por último la falla antitética en amarillo (Figura 86).

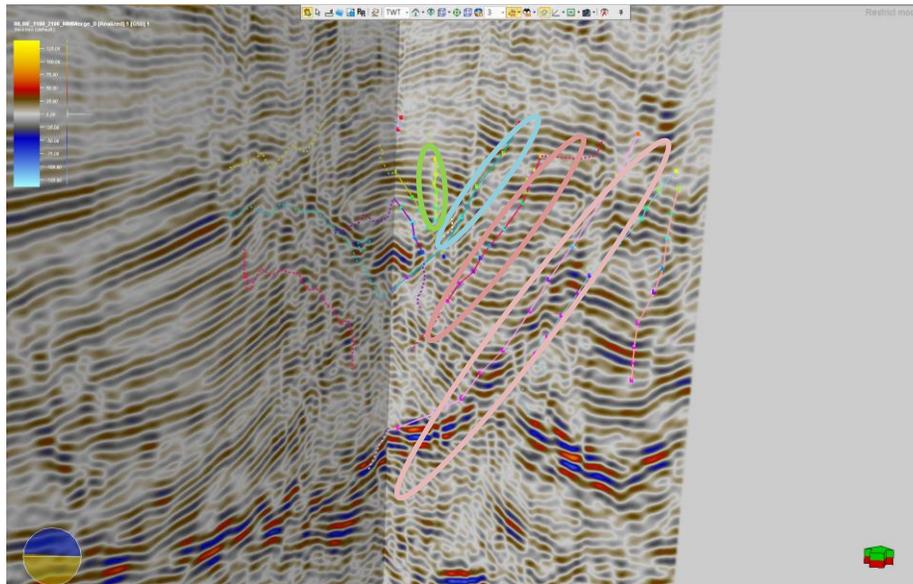


Figura 86. Aplicación del atributo descomposición espectral general al volumen sísmico expresado en la inline 1575 a 12 Hz.

La distribución de fallas y horizontes para la descomposición a 6 Hz, donde la continuidad de la señal de forma horizontal hace que la composición estructural en una sección geológica sea visible (Figura 87).

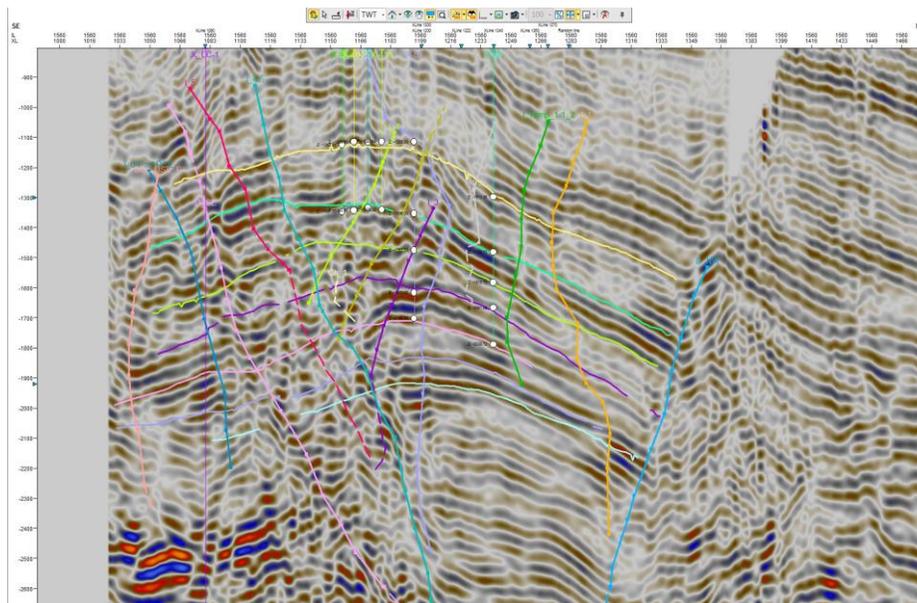


Figura 87. Aplicación del atributo descomposición espectral general al volumen sísmico expresado en la inline 1560 a 6 HZ.

Más adelante al usar la herramienta “mixer”, es posible trabajar con los diferentes espectros para hacer la interpretación de la geomorfología del campo.

4.6.3. Atributos Complejos

Los atributos complejos derivan de una serie de conocimientos matemáticos, de los cuales el concepto de traza compleja es el punto central. Para el análisis de la traza compleja hay que encontrar la representación en número complejo $F(t)$, para una serie en tiempo real $f(t)$;

$$F(t) = f(t) + i\overline{f(t)} = A(t)e^{i\phi(t)}$$

Ec. 4

Donde $\overline{f(t)}$ es la serie en cuadratura, $A(t)$ es la amplitud de la envolvente de la traza (también llamada fuerza de la reflexión), y $\phi(t)$ es la fase instantánea. Los análisis de traza compleja comúnmente involucran la transformada de Hilbert. (SEG Wiki, 2019).

4.6.3.1. Polaridad

La polaridad de la fase instantánea, calculada en la amplitud local extrema. La polaridad aparente revela el signo del coeficiente de reflexión y, por lo tanto, indica características que lo cambiarían, por ejemplo, inconformidades. (Petrel help center, 2016).

Es útil para verificar la variación lateral de la polaridad a lo largo de una capa de reflexión. El atributo no calcula valores intermedios dado que solamente calcula valores de 1 para reflectores positivos, los cuales se muestran en azul, -1 para valores negativos, mostrados en rojo y 0 para valores neutros o de transición, mostrados en blanco (Figura 88).

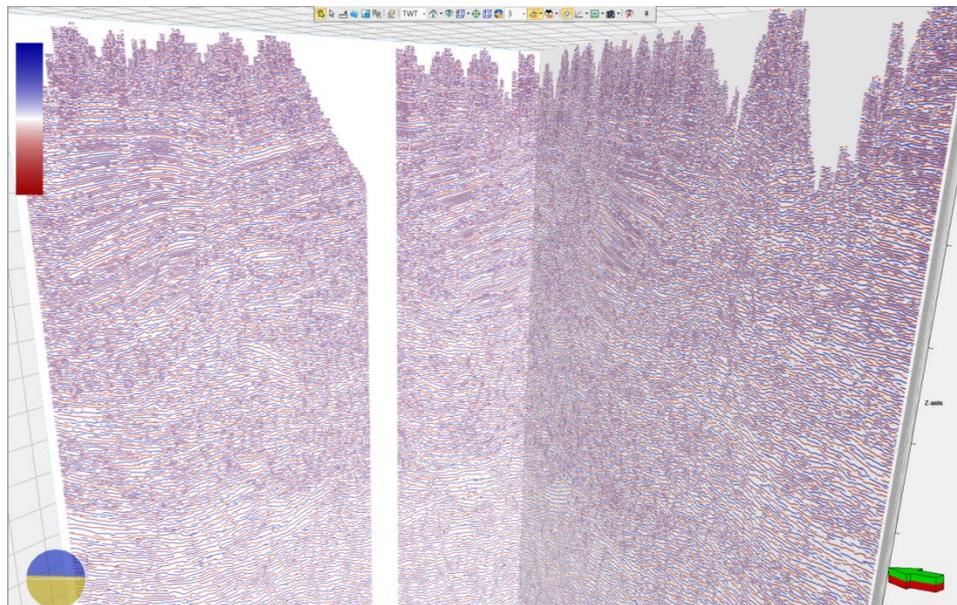


Figura 88. Aplicación del atributo polaridad al volumen sísmico.

En una sección sísmica ruidosa, la continuidad del evento puede ser más clara en la polaridad aparente que en la sección sísmica original. Este atributo revela detalles de reflexión sin los efectos de forma de la onda, lo que hablé previamente pues este atributo solamente representa máximos y mínimos (1, -1) y puede ayudar en la detección de echados grandes cuando los datos no presentan mucho ruido. Para la interpretación sísmica este atributo es de utilidad para hacer

un control de calidad con el picado de horizontes, no así con la aplicación para la detección de fallas (Figura 89), donde los “sticks” de falla no siguen ninguna tendencia.

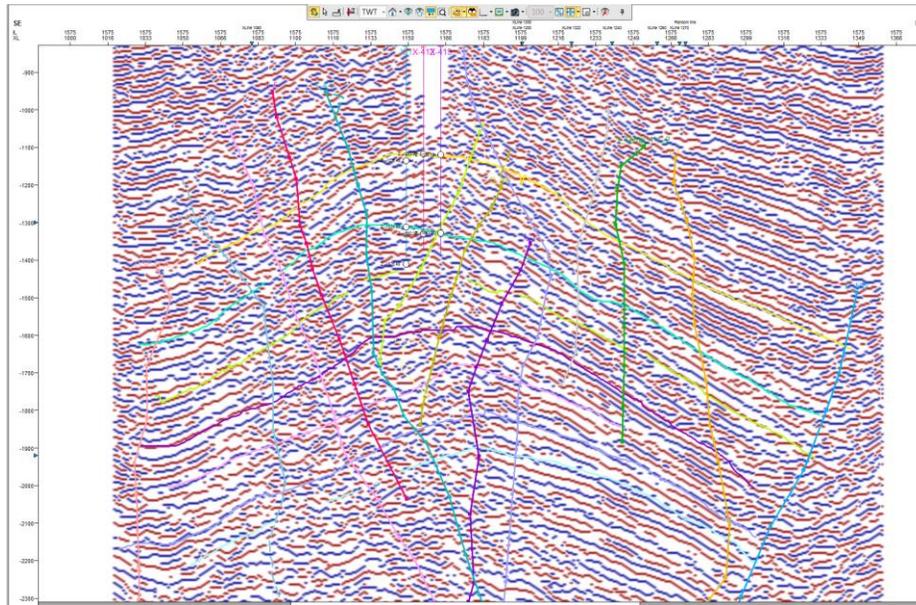


Figura 89. Aplicación del atributo polaridad al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.3.2. Coseno de la fase

El coseno de la fase instantánea, $\cos(\varphi)$, También conocido como amplitud normalizada, puede ayudar a mejorar la definición de delineaciones estructurales. Se utiliza junto con la fase instantánea para la comparación (Figura 90).

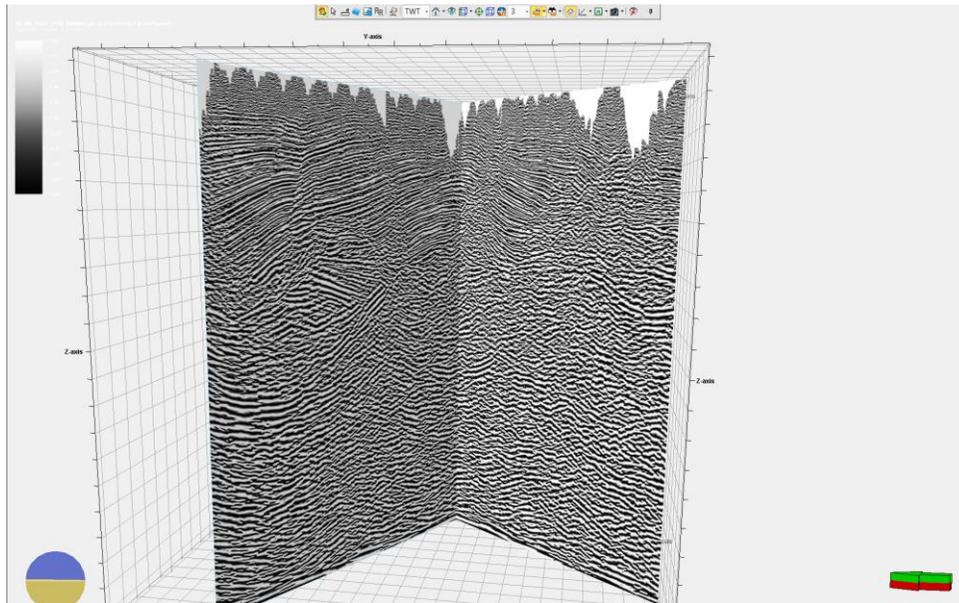


Figura 90. Aplicación del atributo coseno de la fase al volumen sísmico.

El coseno de fase se usa comúnmente para guiar la interpretación en áreas mal resueltas en la amplitud o para mejorar la definición de delineación estructural. Se utiliza junto con la fase instantánea para la comparación, observar cómo sigue las tendencias de la interpretación de fallas, este atributo fue usado para visualizar el marco estructural (Figura 91). (Petrel help center, 2016).

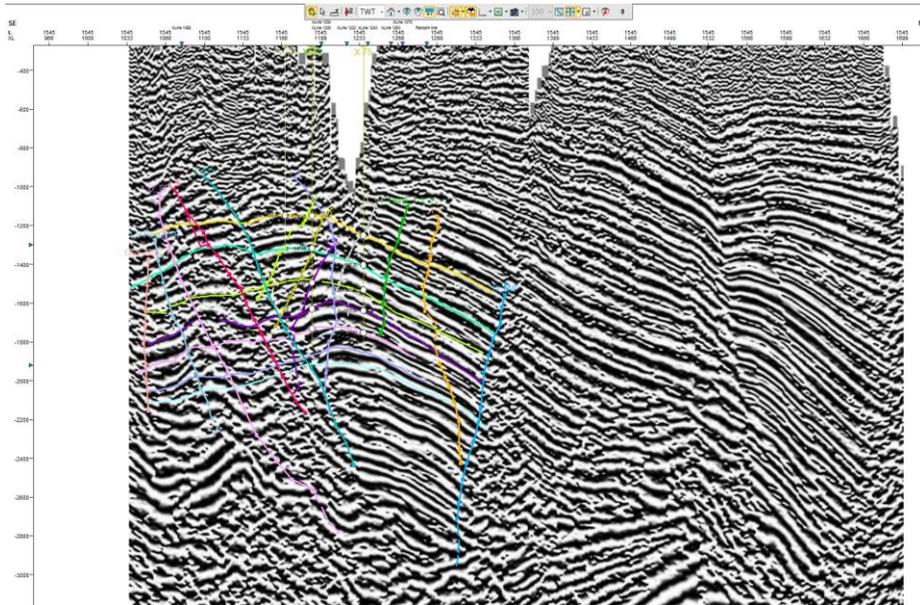


Figura 91. Aplicación del atributo coseno de la fase al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.3.3. Frecuencia instantánea

Este atributo ayuda a medir la ciclicidad de los intervalos geológicos y puede ser útil para la correlación cruzada entre fallas. Se obtiene haciendo la derivada temporal de la fase

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega$$

Ec. 5

Se calcula a partir de la tasa de cambio temporal de la fase instantánea (su derivada del tiempo). La frecuencia instantánea no es la misma y no debe confundirse con la frecuencia de la onda. Se utiliza a menudo para estimar la atenuación sísmica. Los depósitos de petróleo y gas generalmente causan la caída de componentes de alta frecuencia. Ayuda a medir la ciclicidad de los intervalos geológicos y puede ser útil para la correlación cruzada entre fallas. También podría identificar contactos entre gas y agua o gas y petróleo. La frecuencia instantánea tiende a ser inestable en presencia de ruido y algunas veces es difícil de interpretar. (Petrel help center, 2016).

La frecuencia instantánea es independiente de la fase y la amplitud, y es útil para indicar las propiedades de la roca del yacimiento, como el hidrocarburo, la detección de zonas de fractura y el cambio en el espesor y los cambios laterales en la litología (Figura 92).

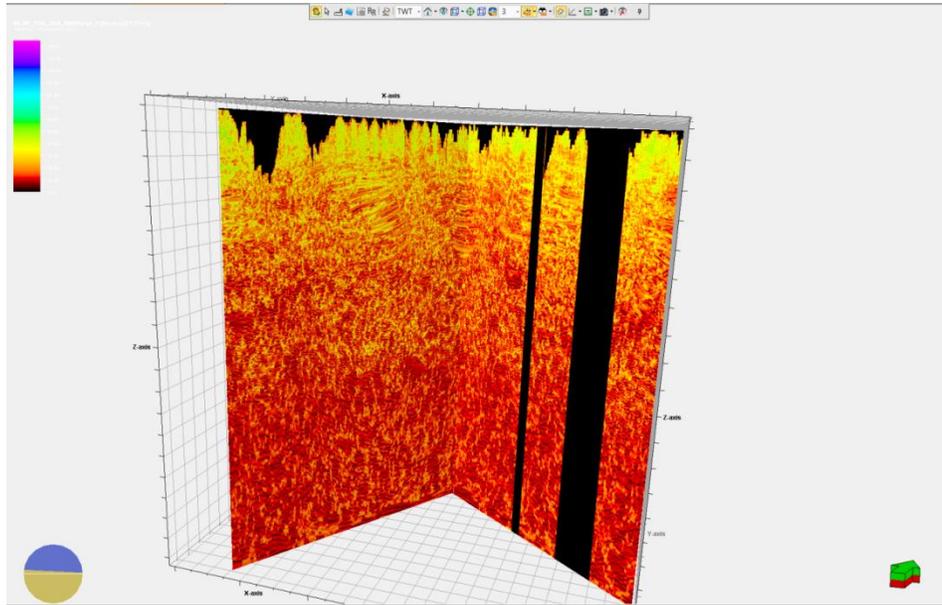


Figura 92. Aplicación del atributo frecuencia instantánea al volumen sísmico.

Como se puede apreciar es posible hacer la interpretación de las fallas por los incrementos marcados de frecuencia instantánea en presencia de discontinuidades verticales, cuando son de tipo horizontal pueden sugerir la presencia de fluidos intersticiales. (Petrel help center, 2016). Guarda relación cuantitativa y cualitativa con la descomposición espectral general al mostrar en una distinta escala de colores las distintas frecuencias, se pueden identificar tendencias que son coherentes con el picado estructural pero no es la parte más fuerte del atributo, la energía disponible puede mostrar cambios en la cantidad de fluidos dentro de la superficie (Figura 93).

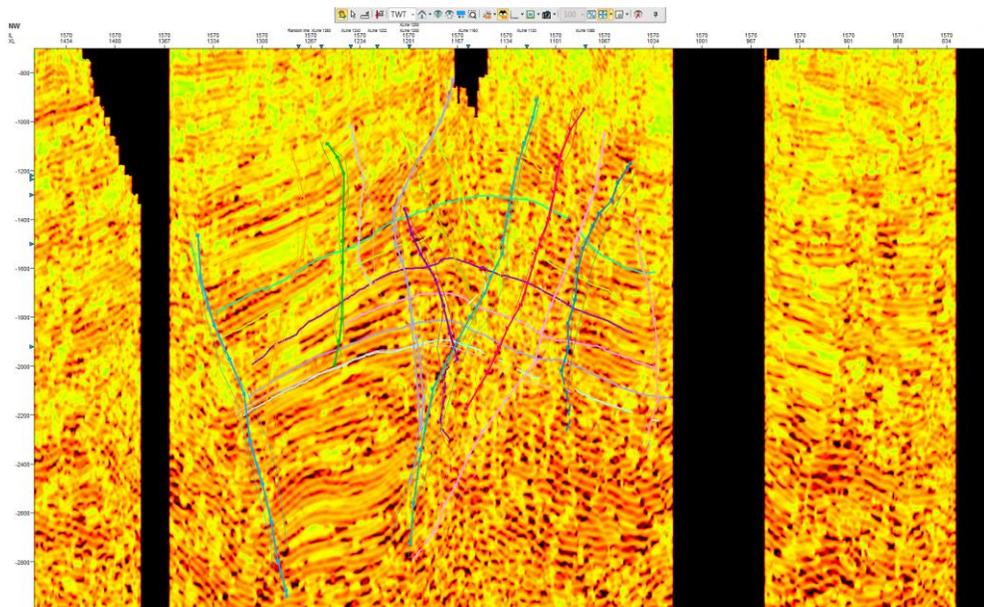


Figura 93. Aplicación del atributo frecuencia instantánea al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

4.6.3.4. Fase instantánea

La fase instantánea es un buen indicador de continuidad, fallas, estratos, límites de secuencia y regiones de tipo lap-on (Figura 94). El coseno de la fase instantánea se usa generalmente debido a la naturaleza invariable de la amplitud del atributo. (Petrel help center, 2016).

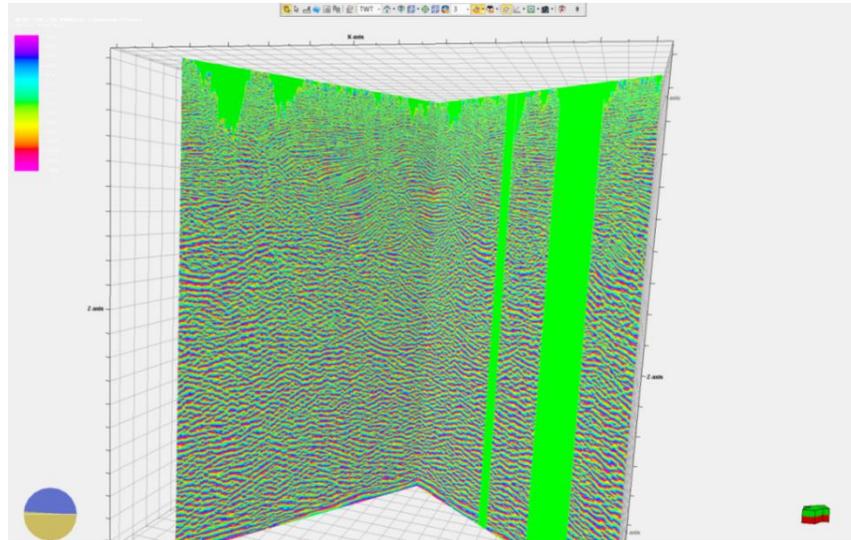


Figura 94. Aplicación del atributo fase instantánea al volumen sísmico.

El argumento de la señal analítica se calcula como,

$$\theta = \arctan\left(\frac{g}{f}\right)$$

Ec. 6

El atributo se calcula sobre una base de muestra por muestra sin tener en cuenta la forma de onda, convirtiendo cada uno de los valores muestreados de la señal (Figura 95).

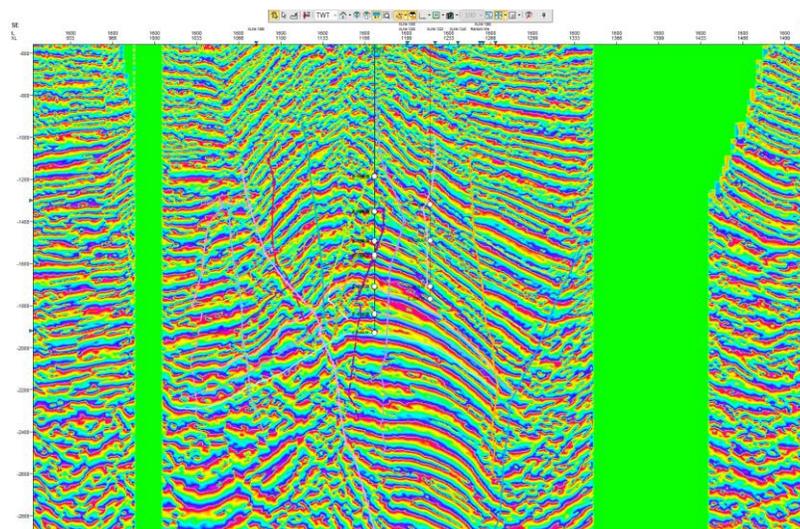


Figura 95. Aplicación del atributo fase instantánea al volumen sísmico expresado en la inline 1575.

Además, se puede visualizar de manera independiente de amplitud que es especialmente útil para revelar continuamente reflectores que varían mucho en su amplitud. Se usa comúnmente para encontrar continuidad de eventos débiles, distinguir fallas pequeñas y eventos de inmersión. El atributo tiende a mejorar los eventos débiles dentro del yacimiento, pero también aumenta el ruido. Es generalmente utilizado junto con el coseno de fase.

4.6.4. Mixer y mask

Con base en lo anterior, es recomendable usar distintas herramientas de visualización que permitan comparar y evaluar múltiples cubos sísmicos por sus diferentes colores y resultados, de manera dinámica (sincrónica y simultáneamente). La herramienta “Mixer” (Figura 96), permite analizar el atributo o los volúmenes de manera efectiva y eficiente, que es un componente crítico de cualquier fase de procesamiento, interpretación y modelado sísmico de un proyecto.

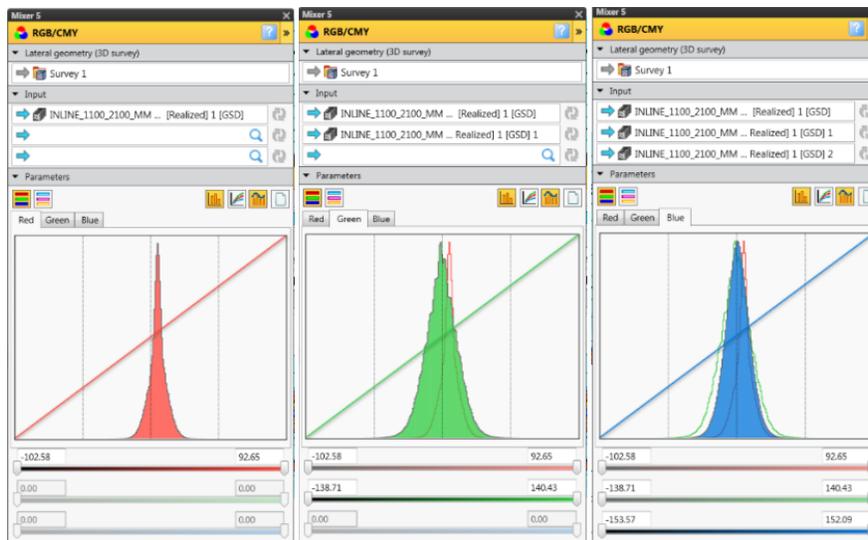


Figura 96. frecuencias de corte para el cálculo de los atributos GSD²³ para las 6, 12 y 18 Hz.

La visualización del cubo sísmico resultado de la mezcla de los cubos provenientes de la descomposición espectral de señales, donde se muestran trazas de colores de acuerdo a cada una de las frecuencias seleccionadas, las frecuencias que no son ecualizadas en la descomposición anteriormente se muestran en escala de grises lo que les da la propiedad de volumen (Figura 97).

²³ General Spectral Decomposition

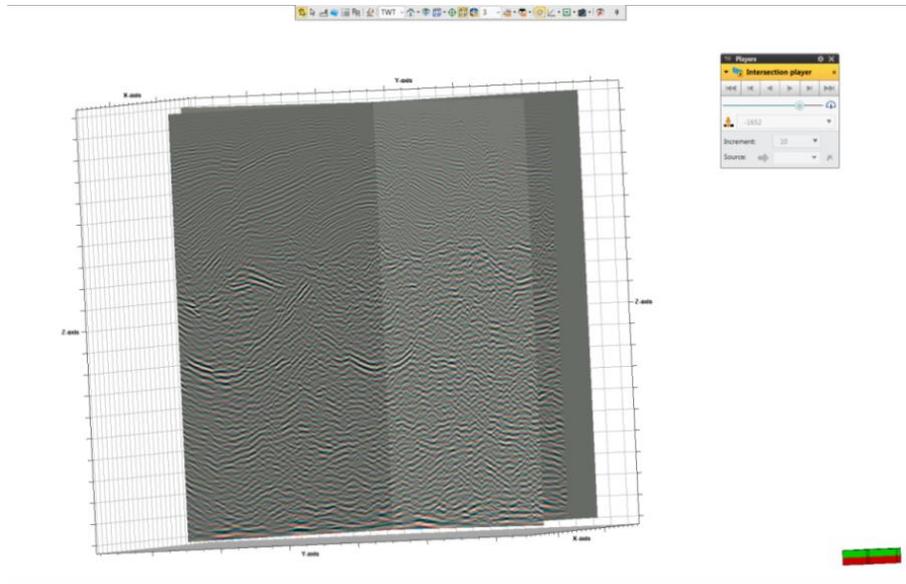


Figura 97. Visualización del atributo Descomposición espectral para 6, 12 y 18 Hz. Vista E-W.

Esta herramienta resulta mucho más importante cuando se ocupan “time slices”, pues es posible observar estructuras en las que la inducción de los colores produce un efecto tridimensional sobre un plano con t constante (Figura 98). (Petrel help center, 2016).

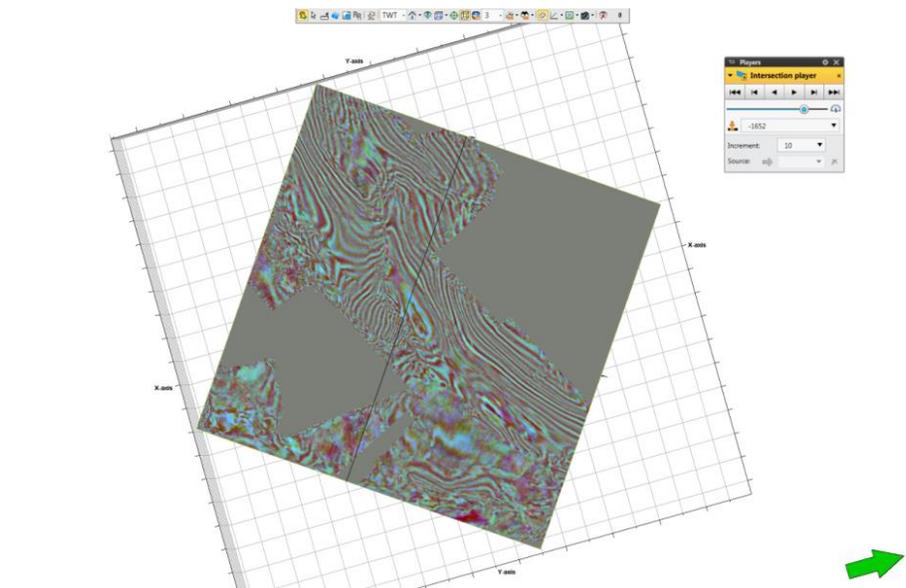


Figura 98. Visualización del atributo Descomposición espectral para 6, 12 y 18 Hz. Vista de planta en dirección E-W.

La herramienta “mask” ayuda a enmascarar la visualización de un cubo basándose en los valores de datos de otra entrada. El flujo de trabajo de enmascaramiento es útil para establecer y comprender rápidamente la relación de un atributo sísmico con el otro atributo, es básicamente la resta de los atributos para mejorar la visualización. A continuación, el enmascaramiento de dos atributos estructurales (Coseno de la fase y Chaos), los que nos daría únicamente las zonas de continuidad en el cubo (Figuras 99 -101).

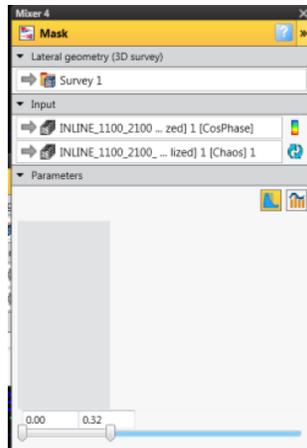


Figura 99. Parámetros del mixer para los atributos Coseno de la fase y Chaos.

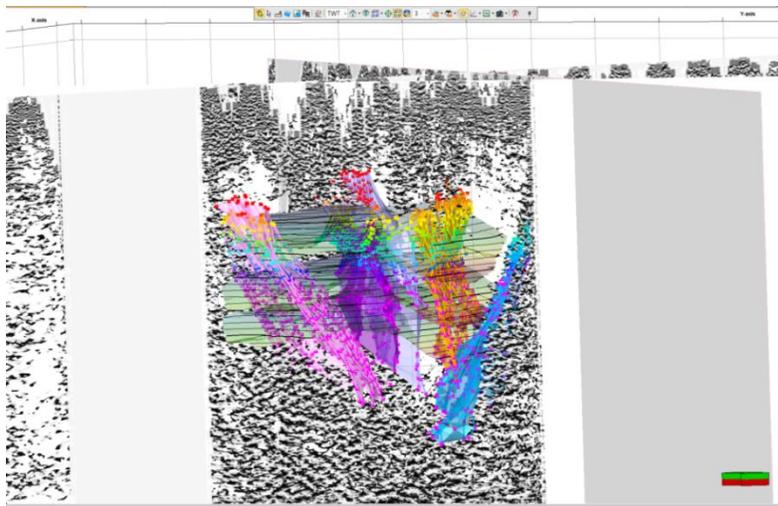


Figura 100. Resultado de la resta entre los atributos estructurales Coseno de la fase y Chaos. Vista E-W.

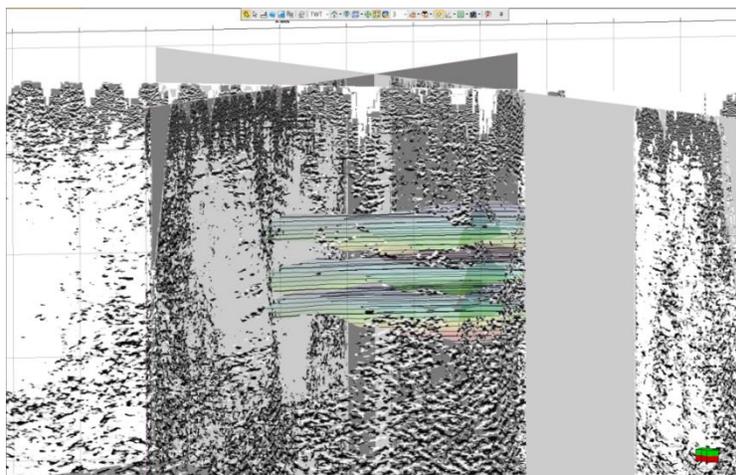


Figura 101. Resultado de la resta entre los atributos estructurales Coseno de la fase y Chaos. Vista S-N.

Después de usar la herramienta, utilicé los volúmenes interactuando entre ellos y prendí las superficies interpretadas, las cuales se ubican en lugares donde la continuidad es muy clara y limitan con las zonas más ruidosas en el cubo, lo que nos confirma los límites estructurales y estratigráficos interpretados.

4.7. Extracción de atributos a una superficie

Para continuar con el cálculo de atributos sísmicos es de utilidad generar la extracción de los valores sobre las formas interpretaciones, además de ser de gran ayuda para visualizar el comportamiento sobre las cimas de los posibles yacimientos tiene como objetivo también observar los valores del atributo sobre la superficie ya que estos muestran un comportamiento temporal de una porción irregular del atributo. (Petrel help center, 2016).

Como primer punto seleccioné la opción “Surface Attributes” (Figura 102).

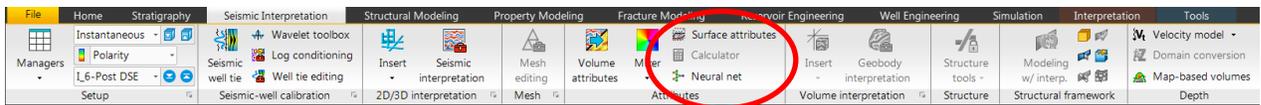


Figura 102. Menú de interpretación sísmica – Petrel.

Posteriormente hay dos opciones, calcular un nuevo atributo sobre la superficie o con los cubos ya generados, extrayendo los valores sobre la superficie proyectando la misma en el volumen. Para cualquiera de las opciones elegí el submenú “Make a surface Attribute”. Para la opción uno, elegí el atributo que se quiera correr sobre la superficie. El primer paso es insertar el nombre de la nueva superficie, seguido de seleccionar el atributo a calcular, el tercer paso es insertar el horizonte sobre el que se calculará. Alguno de los parámetros a seleccionar es el ancho de la ventana que indica que tanto del dato el algoritmo tomara para calcular el atributo. Para la opción número dos es posible extraer de un volumen (conjunto de datos sísmicos calculados previamente), los valores y proyectarlos sobre una superficie (Figura 103). Lo cual parece correcto y más sencillo para un mejor acoplamiento tanto de las escalas de valores del atributo como para el uso de las paletas de colores entre los volúmenes generados y las superficies nuevas. En números de tiempo de cómputo la diferencia es mínima.

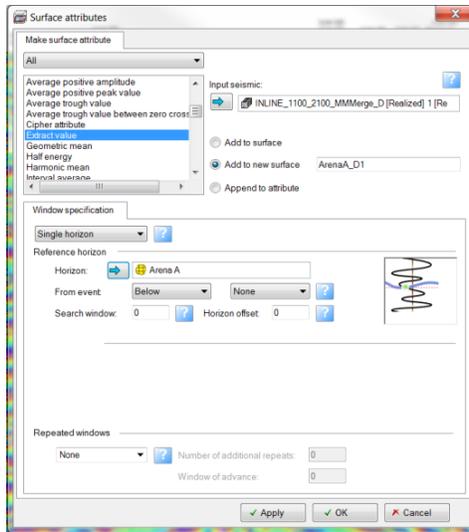


Figura 103 Menú de parámetros para la aplicación de atributos de superficie

Para fines prácticos generé las superficies con atributos y las superficies interpretadas. A continuación, el listado de superficies generadas para la Arena A, cabe señalar que cada una de las superficies tiene la misma cantidad de atributos calculados (Figura 104).

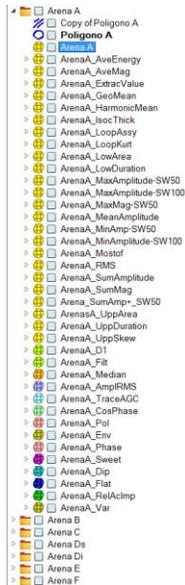


Figura 104. Listado de atributos generados a partir de superficie Arena A.

Para seleccionar los atributos que se muestran en este trabajo, hice énfasis en aquellos que tienden a detallar la presencia de hidrocarburos en el área donde se extraen, además ocupé los atributos que ayudan a detallar las superficies y aquellos que resultan valiosos para la caracterización estructural, como ejemplo los siguientes:

- Polaridad (La polaridad aparente revela el signo del coeficiente de reflexión y, por lo tanto, indica características que lo cambiarían, por ejemplo, inconformidades).

- *Flatness* (La varianza del campo de orientación para identificar la uniformidad de la señal dentro del rango de estimación de orientación).
- Envoltente (La energía instantánea total de la señal analítica (la traza compleja), independiente de la fase. También conocido como 'Amplitud instantánea', 'Magnitud' o "Fuerza de reflexión").
- Amplitud RMS²⁴ (Calcula la amplitud cuadrática media de en una muestra instantánea de la traza sobre una ventana específica). Es una medida efectiva de la reflectividad de los datos sísmicos
- Coseno de la Fase (También conocida como amplitud normalizada, puede ayudar a la definición de los alineamientos estructurales).
- Impedancia acústica relativa RAI²⁵ (suma de valores de amplitud muestreados regularmente. Calculado al integrar la traza sísmica, pasando el resultado a través de un filtro Butterworth de paso alto para reducir el ruido de baja frecuencia). Este atributo muestra los contrastes de impedancia acústica indicando límites, desconformidad y discontinuidades, también puede indicar porosidad y contenido de fluidos.

²⁴ Root mean square (amplitud cuadrática media)

²⁵ Relative acoustic impedance (impedancia acústica relativa)

4.7.1. Arena A

La arena A, de acuerdo al atributo de polaridad aparente (Figura 105) calculado en el cubo y extraído a la superficie A, tiene visualmente una predominante coloración azul, que de acuerdo con la escala de colores representa +1, la parte positiva de la reflexión. Sin embargo, en la parte central existe la concentración de colores rojos (negativos), esto derivado de los procesos de interpolación para el cálculo de la superficie después de la interpretación de horizontes o del ajuste de la superficie con las cimas de los pozos (afectadas por la conversión a tiempo realizada con un solo checkshot para la mayoría de los pozos).

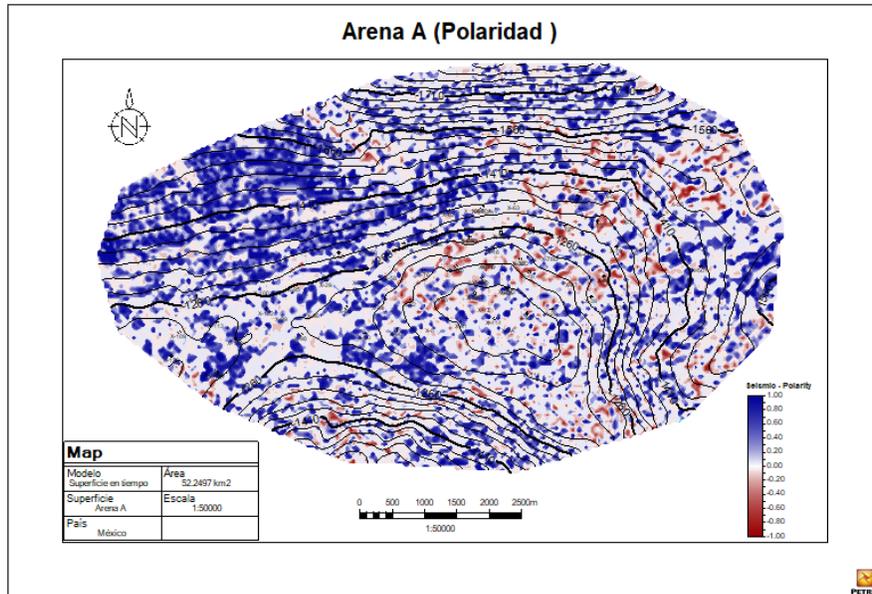


Figura 105. Extracción del atributo polaridad a la superficie Arena A.

El atributo *Flatness* (Figura 106) identifica las conformidades y disconformidades de los datos sísmicos, otorgándoles un sentido geológico, para esta superficie podemos observar la conformidad de toda la superficie exceptuando algunos alineamientos estructurales en dirección E-W, en el área centro y sur de la superficie, estos alineamientos están relacionados con el fallamiento regional descrito en capítulos anteriores, en los cuales es posible observar la falla que divide el campo y su comportamiento sobre un región más limitada.

El atributo *envolvente* (Figura 107), es un indicador de la energía de la señal, en este caso podemos observar que la arena A tiene un comportamiento constante en casi toda la superficie, teniendo altos en el nivel de energía en la parte noroeste, lo que representa un bajo estructural. En la parte media, donde se encuentra o encontraba la mayoría de la producción a nivel de la arena A, tiende a ser menor que en el general de la superficie, esto puede iniciar una mayor porosidad y menor competencia de la roca, cabe señalar que el contenido arcilloso en esta zona es más grande que otras zonas del campo.

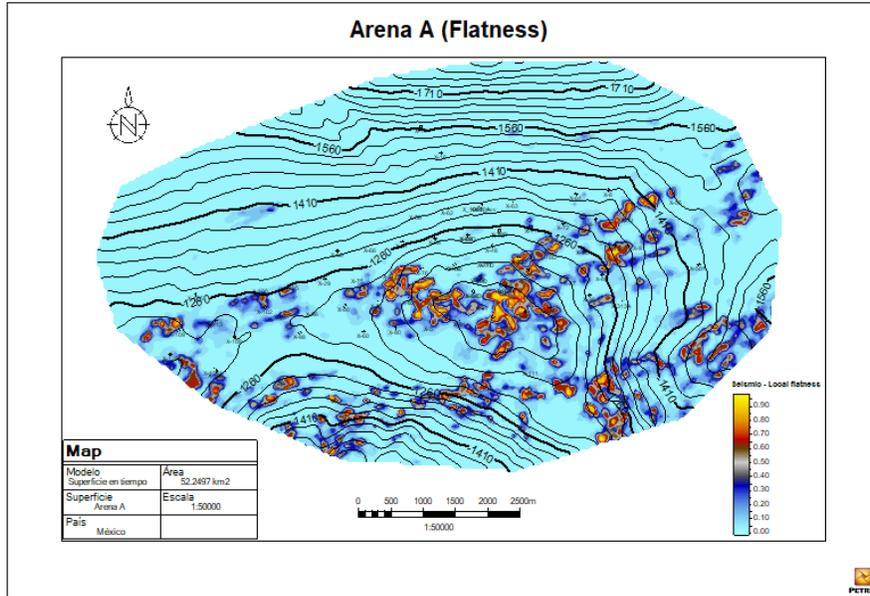


Figura 106. Extracción del atributo *Flatness* a la superficie Arena A.

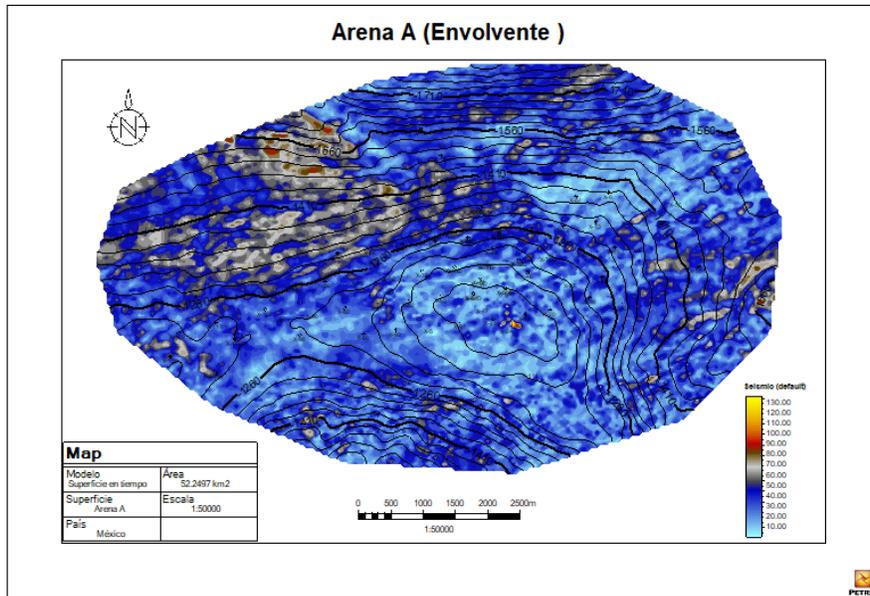


Figura 107. Extracción del atributo Envolvente a la superficie Arena A.

Para la interpretación del atributo de coseno de la fase (Figura 108), el cual hace referencia a la configuración estructural dentro de una ventana de interpretación vertical, al extraerlo a una superficie, se comporta como el atributo envolvente haciendo referencia a un mismo nivel energético, extrayendo valores cuasi constantes en ella, sin embargo, es posible definir el alineamiento estructural causado por las zonas minoritarias alineadas en dirección NE-SW y de algunas definiciones estructurales paralelas a las alineadas anteriormente, por lo que al tener los dos atributos podemos inferir que en esa zona la aparición del fallamiento regional puede ser una ventana de oportunidad para zonas donde el hidrocarburo pudo migrar y ser atrapado.

En este atributo podemos apreciar la correspondencia con el atributo polaridad aparente, en donde los colores claros se pueden relacionar con los positivos pintados en azul y los más oscuros pintados en rojo, aunque la definición es mayor en este pues su ventana de aplicación no solo busca los máximos locales si no caracteriza la zona buscando un valor constante.

La zona anteriormente descrita se marca con rojo.

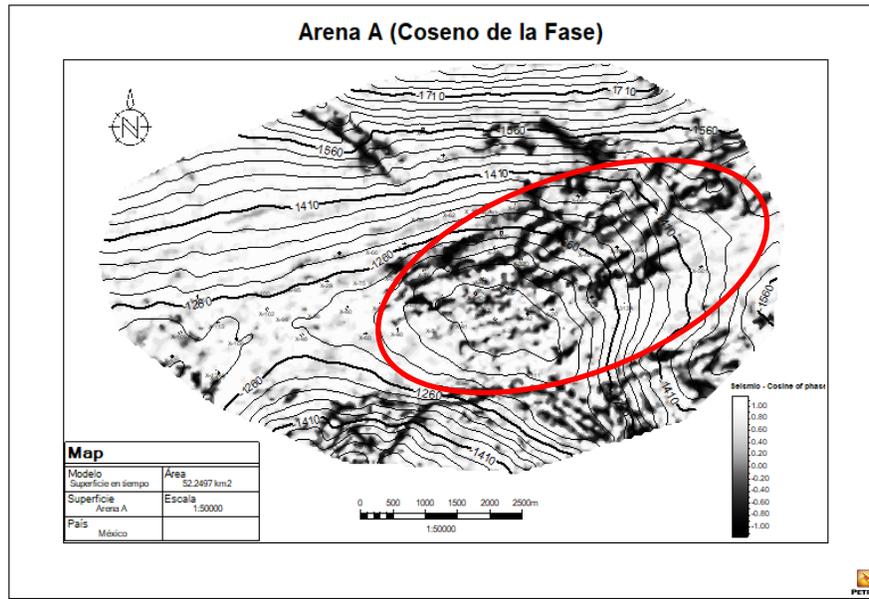


Figura 108. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena A.

Para la arena A, la amplitud cuadrática media (Figura 109) resulta tener resultados interesantes, la intensidad de la efectividad suele entenderse como un indicador directo de hidrocarburos, sin embargo, para esta superficie tenemos máximos locales en los extremos E y W, algo que es importante mencionar como un posible yacimiento, es la porción W de la área, pues los valores de RMS son altos y la esta zona representa un alto estructural. Esta zona es del llamado bloque 2, donde hay posibilidades dado que en las cercanías de las zonas con puntos brillantes se encuentran los pozos X-108, X-109 y X-113 los cuales en su momento fueron productores, pero nunca explotados al nivel de la arena A. Esta zona también tiene una correlación con la superficie de polaridad aparente pues la zona de mayor energía concuerda con la zona de la reflectividad constante.

En la Figura 109, la zona de interés es marcada en el óvalo blanco.

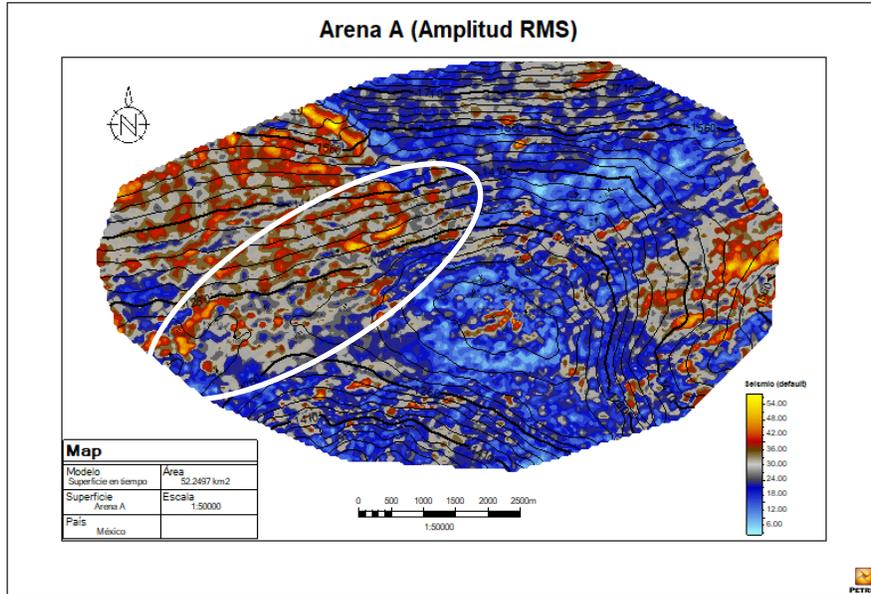


Figura 109. Extracción del atributo Amplitud RMS a la superficie Arena A.

Para el atributo RAI se relacionan indicadores basados en el contraste, podemos identificar patrones en la parte central de la arena donde se intercalan los máximos y mínimos, lo cual no se había mostrado en ningún atributo antes, esto indica la existencia de diferentes bloques con entrapamiento mixto, gracias a las fallas que ya hemos identificado y las disconformidades y discontinuidades, se muestra en blanco la zona de interés por la alineación estructural (Figura 110).

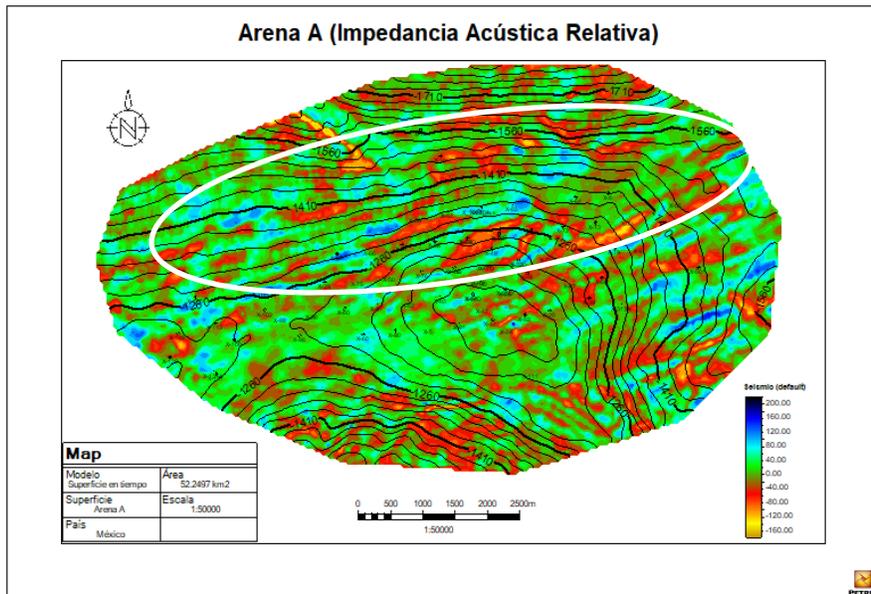


Figura 110. Extracción del atributo Impedancia Acústica relativa a la superficie Arena A.

4.7.2. Arena B

La arena B, subyacente a la arena A con una distribución similar, la extracción de la polaridad (Figura 111), una clara tendencia de reflectores +1, positivos, al igual que la arena A. Llama la atención la gran coloración presente en la porción NW del mapa, en donde la reflexión es más fuerte que en toda el área. A diferencia que en el caso anterior esta superficie tiene alineamientos interesantes en perpendiculares a las fallas anteriormente identificadas, esto puede ser producto de fallas secundarias por carga y compresión debido al cambio de la orientación. Se presentan en naranja las diferencias en la orientación en comparación con la arena A.

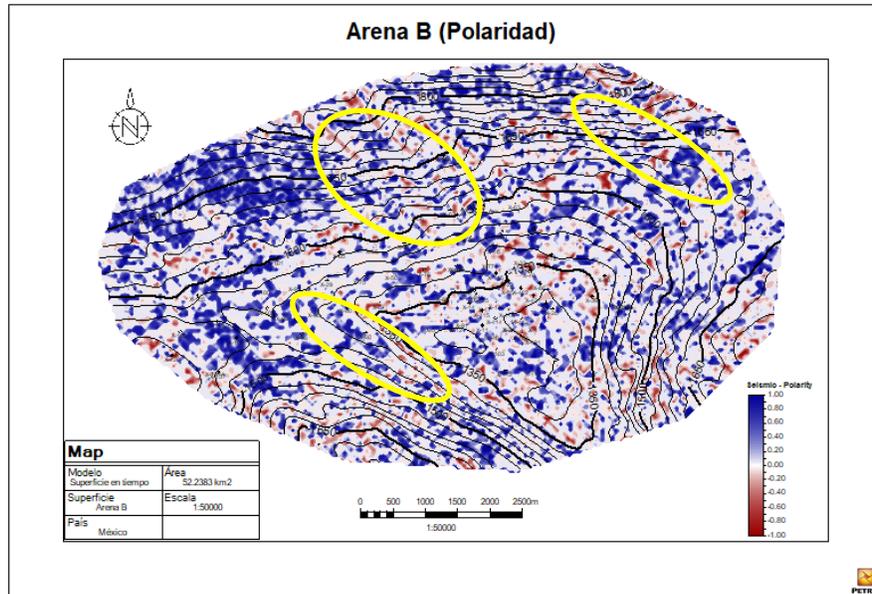


Figura 111. Extracción del atributo Polaridad a la superficie Arena B.

Para el atributo Flatness (Figura 112) se obtiene una configuración similar a la arena A, donde el alineamiento estructural no es tan fuerte, pero la presencia de la falla regional se muestra fuerte en amplitud hacia los valores de SE y NW. La configuración estructural de esta arena tiene un alto estructural muy marcado y el eje de la estructura es más corto, razón por la cual la amplitud en el atributo es mucho más marcada pues existe un salto de falla mayor.

El atributo envolvente (Figura 113), sin embargo, tiene algunas zonas con la posible presencia de hidrocarburos en la parte media de la superficie, con orientación E-W, donde se representan una serie de eventos que pueden marcarse como puntos de interés, aunando esta es la parte media de la figura representa también el punto estructural más alto por lo que esta zona será evaluada más adelante con el modelo petrofísico. Las zonas de mayor interés también alojan algunos pozos, aunque recordemos que está en la zona con menor potencial dentro de las estructuras generadas. Es de notarse que la reflexión en la parte NW sigue el patrón presentado en el atributo de polaridad, pero con menos intensidad.

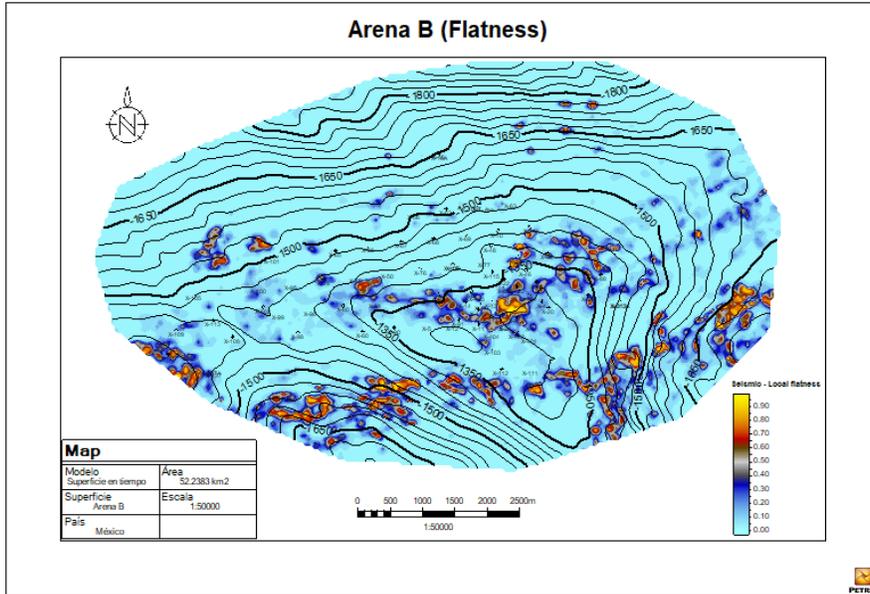


Figura 112. Extracción del atributo *Flatness* a la superficie Arena B.

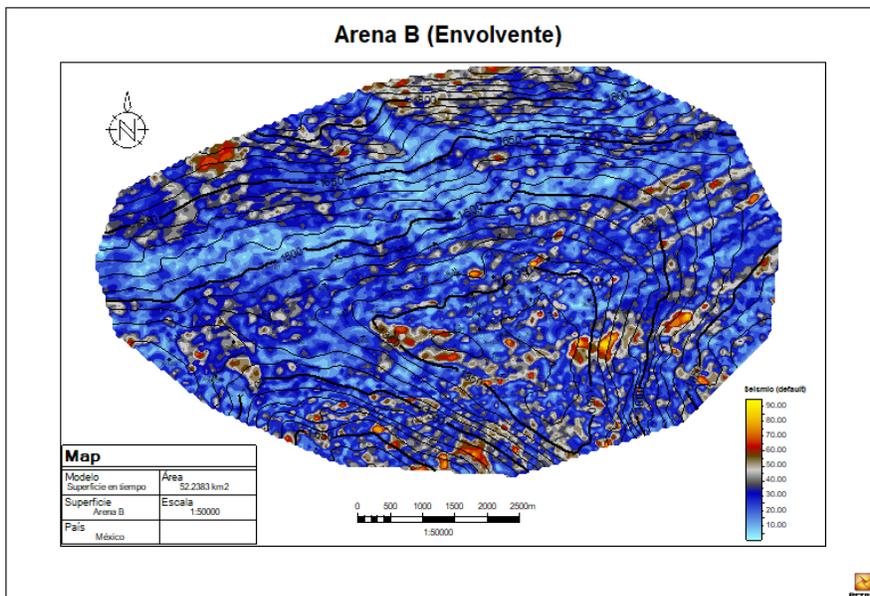


Figura 113. Extracción del atributo *Envolvente* a la superficie Arena B.

El atributo coseno de la fase (Figura 114) es el encargado de facilitar el entendimiento de la configuración estructural en este caso existe la posibilidad de identificar los alineamientos estructurales, los cuales siguen la dirección NE-SW, a diferencia de las demás arenas, en esta existen dos zonas dentro de la cima que presentan fallamiento, las cuales se marcan más adelante, al igual que en el atributo *Flatness* es posible observar el fallamiento secundario en dirección perpendicular a la orientación predominante vista anteriormente, esto se debe a las fallas antitéticas.

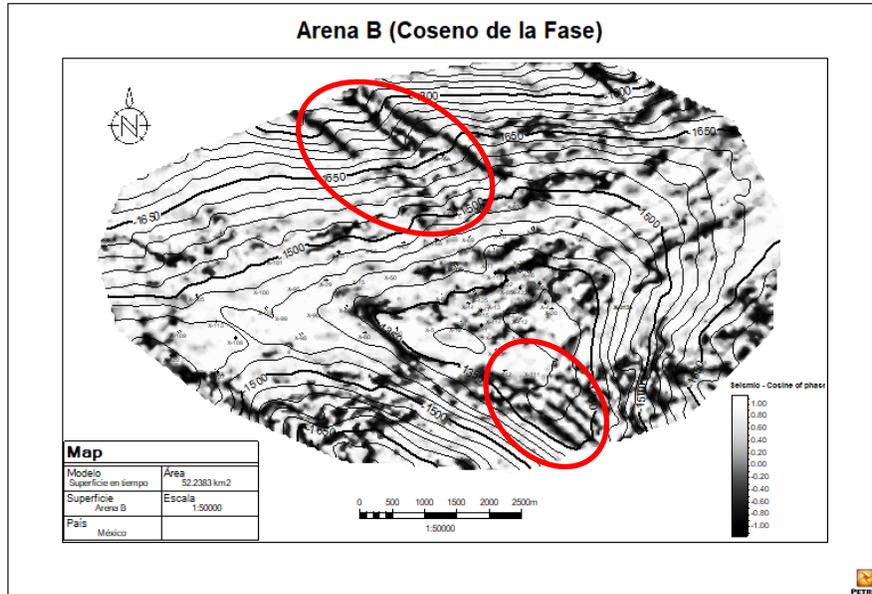


Figura 114. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena B.

La respuesta de la arena B, para el atributo RMS (Figura 115) presenta amplitudes fuertes en la parte sur, las cuales tienen un alineamiento E-W sobre el eje de la estructura en los puntos más elevados de ella, también es cierto que muchos de los pozos que la cruzan no tienen como objetivo esta arena, sin embargo un análisis de la extensión de los bloques y sus propiedades podría servir para correlacionarlos con el análisis petrofísico, al igual que en la arena A, la arena tiene cantidades elevadas de arcilla en comparación con las demás estructuras.

La impedancia acústica relativa (Figura 116) contiene un alineamiento interesante pues muestra variaciones horizontales en la zona sur de la superficie, de igual manera estas variaciones horizontales pueden dar un entrapamiento de tipo estructural, los cambios que se presentan en dirección NW-SE, son causados por fallamiento secundario. Las zonas centrales con gran contraste de impedancia pueden ser las indicadas para contener fluidos intersticiales, como lo indica la teoría al aplicar este atributo, al no hay contraste lateral, si no está dado por el aumento el contraste de la energía.

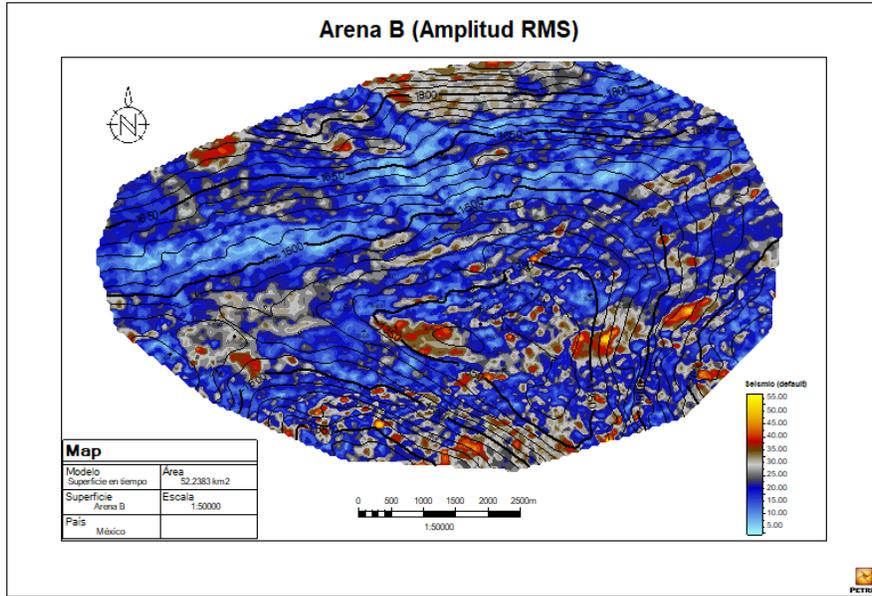


Figura 115. Extracción del atributo RMS a la superficie Arena B.

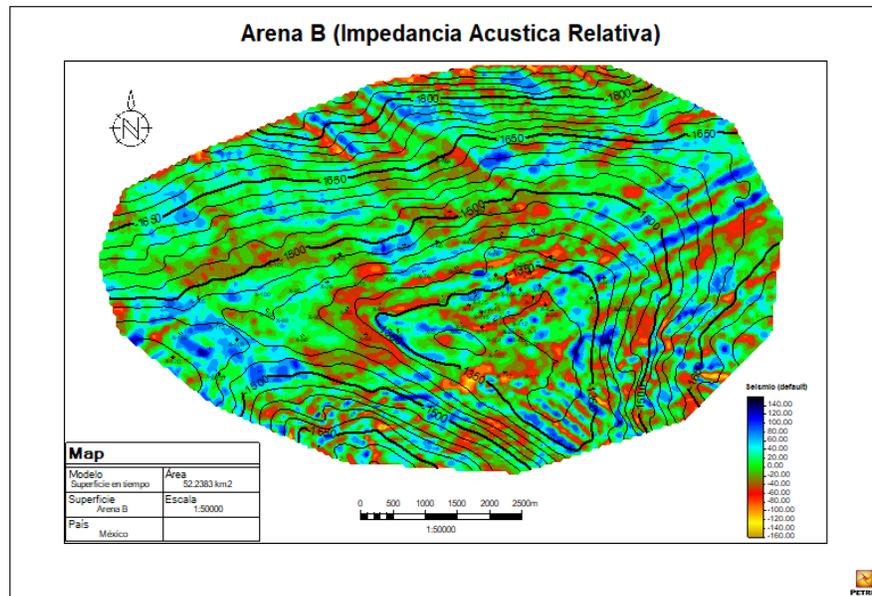


Figura 116. Extracción del atributo Impedancia Acústica Relativa a la superficie Arena B.

4.7.3. Arena C

La Arena C está inmediatamente debajo que la arena B, para el picado de los horizontes se eligió una amplitud negativa, por lo que cuando generé el atributo y lo extraje a una superficie los puntos van generalmente hacia los valores negativos, -1. Esto no representa ningún problema interpretativo, sin embargo, la arena C sigue claramente una tendencia negativa en la señal (color rojo), excepto por la región azul donde la existencia de reflectores positivos crece y al centro con un alineamiento E-W, existe otra línea aparentemente una intersección de la arena con una falla. Podemos observar una tendencia en la parte poniente (Figura 117).

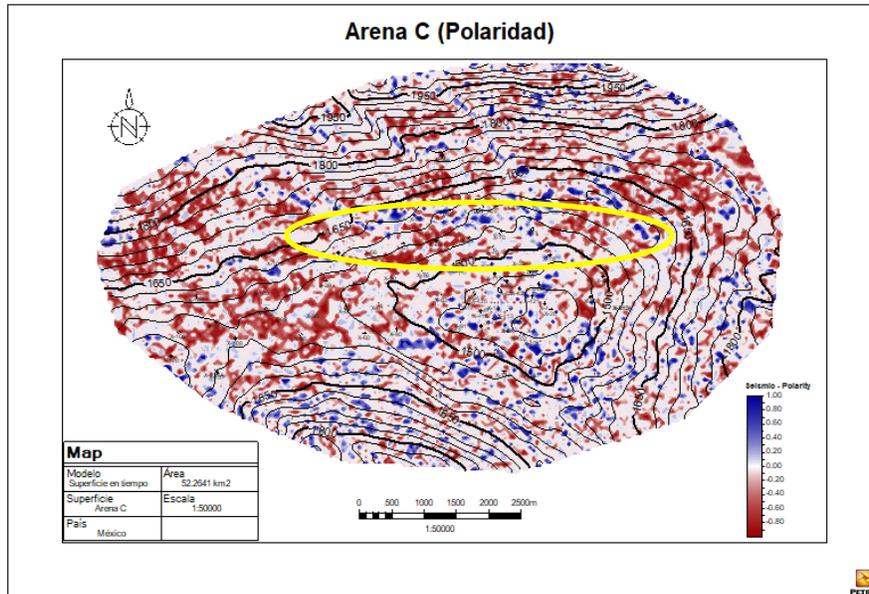


Figura 117 Extracción del atributo polaridad a la superficie Arena C

Para el atributo *Flatness* (Figura 118) existen dos zonas marcadas como de interés, por los valores altos que alcanza, son correspondientes con las fallas existentes en las arenas anteriores y con el alineamiento estructural del campo con las fallas regionales. Algo para agregar es la aparición en la zona norte valores con amplitudes altas, esta es la falla que delimita al norte al campo. Se pueden observar ciertos patrones alineados N-S, los cuales asociamos a fallamiento secundario, lo que podría generar entrapamientos en la zona más alta de la superficie.

Para el atributo envolvente (Figura 119), se pueden observar zonas importantes de amplitud, en la parte centro sur con alineación E-W, Este es pues está ubicado en un alto estructural sobre el eje de la estructura, lugar ideal para la acumulación de hidrocarburos. Existe otra zona paralela a la anterior, ésta, aunque presenta valores menores en amplitud tiene posibilidades estructurales sobre todo en la parte central porque es un alto estructural. Más adelante en el informe con el modelo petrofísico estas zonas serán analizadas para identificar posibles yacimientos. La parte oriente presenta los valores más bajos de amplitud correspondiente a lo mencionado en el tributo de polaridad. La porción sur está marcada con amplitudes aisladas lo que está representado por reflectores caóticos.

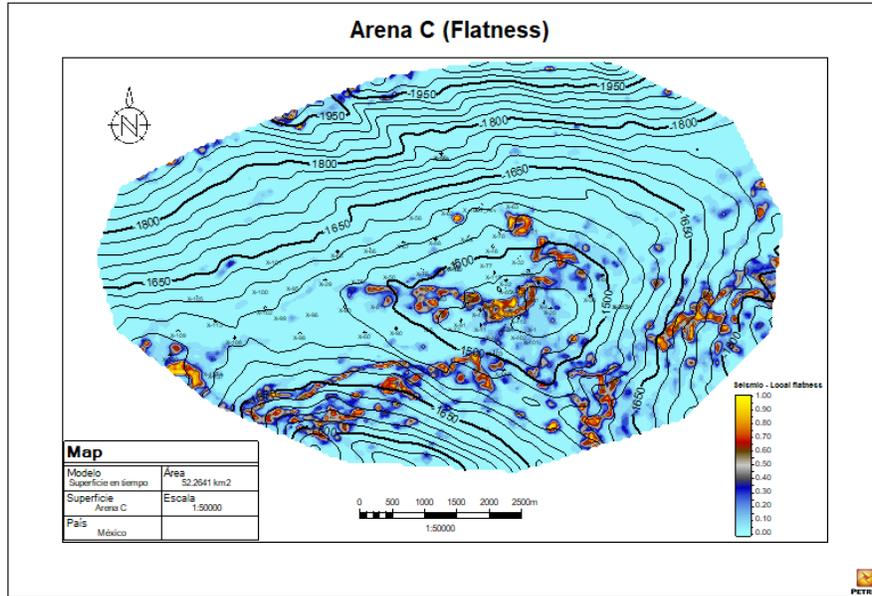


Figura 118. Extracción del atributo *Flatness* a la superficie Arena C.

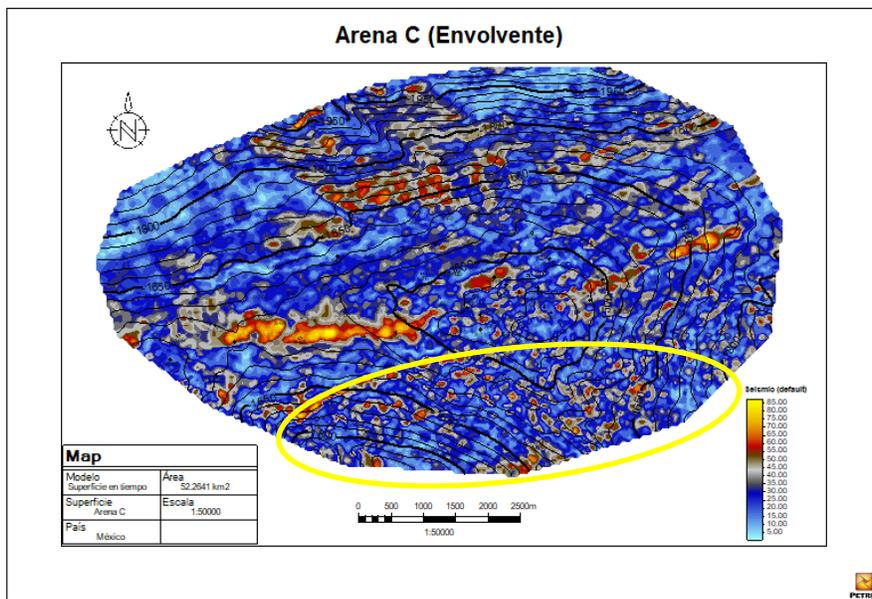


Figura 119. Extracción del atributo *Envolvente* a la superficie Arena C.

Es conocido que el atributo coseno de la fase (Figura 120), es uno de los más importante para la identificación estructural de las superficies, en esta ocasión podemos la tendencia negativa de la superficie representada con colores oscuros y los anómalos que representan discontinuadas son los que están marcados en colores claros. Anteriormente, en la descripción del atributo de polaridad aparente hice mención de una zona (Marcada en verde), que no era correspondiente a las fallas regiones, lo que se puede comprobar en esta superficie en la que la falla se puede observar claramente en la parte central, otra zona de interés se encuentra en la zona sur la cual es

considerablemente caótica (marcada con amarillo), lo que es consistente con lo mostrado en el atributo envolvente, con amplitudes fuertes aisladas.

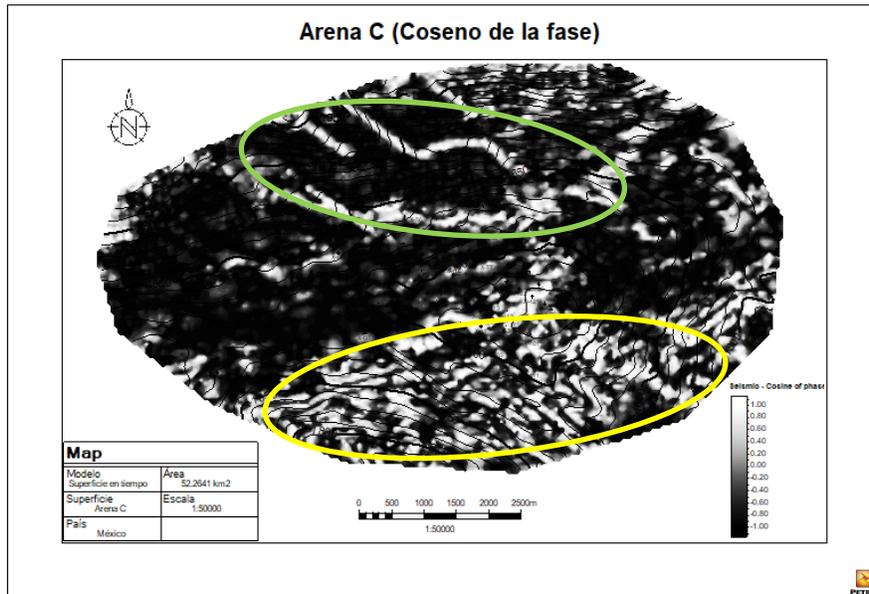


Figura 120. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena C.

El atributo RMS (Figura 121) tiene un comportamiento similar al del Envolvente, presenta un alineamiento de amplitudes fuertes en dirección E-W, donde se localiza el sitio más alto en la estructura y además es el eje de la misma. Hay una serie de amplitudes aisladas en la parte sur en donde como muestran el atributo coseno de la fase es caótico y están presente múltiples fallas secundarias derivadas del alineamiento y las estructuras de carga. En la sección norte y con la misma dirección se presenta un conjunto de amplitudes positivas, representando el bloque 2 de la arena C.

El atributo de IAR, (Figura 122) da un ejemplo de la continuidad de la información sísmica en la superficie, en la parte oriental de la superficie existe continuidad con impedancias medias a bajas, podemos observar el mismo comportamiento en la parte sur, en el que no se observa un patrón de continuidad claro si no caótico. Existen también valores muy altos de impedancia en la parte central cerca de la zona donde existía la alineación en los atributos con amplitudes fuertes, lo que representa cambios de la cantidad de la energía interpretado como un cambio ya se en la litología o en el contenido de fluidos intersticiales.

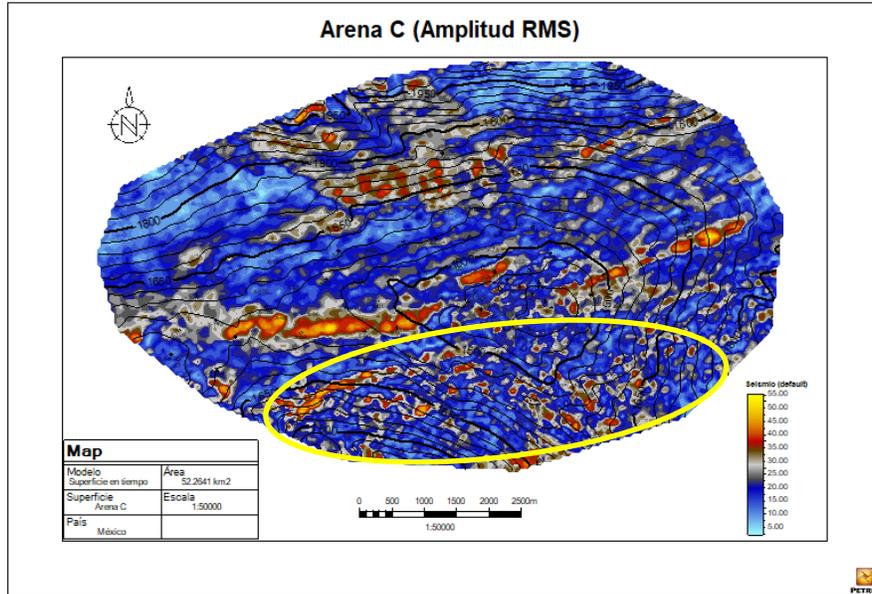


Figura 121. Extracción del atributo Amplitud RMS a la superficie Arena C.

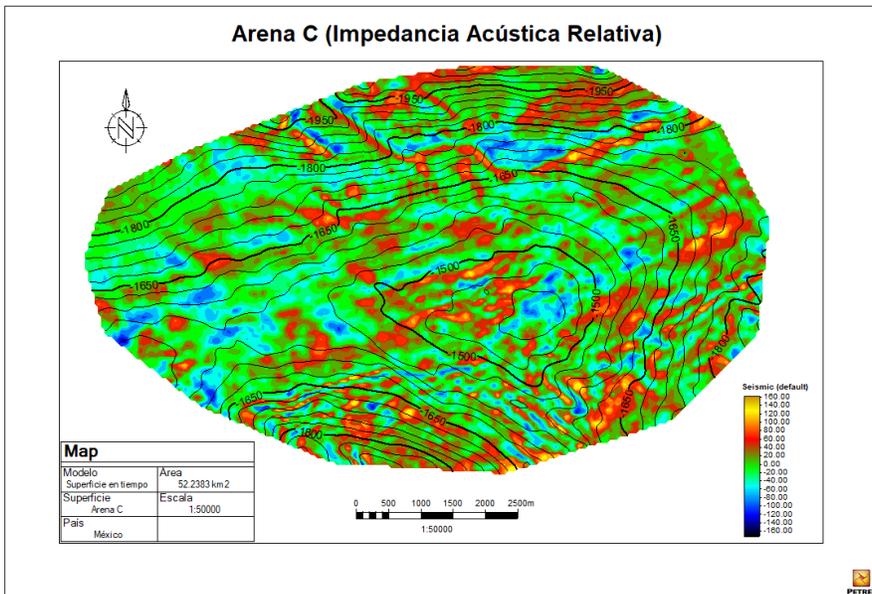


Figura 122. Extracción del atributo Impedancia Acústica relativa a la superficie Arena C.

4.7.4. Arena Ds

Para el atributo de la polaridad (Figura 123) aparente en la arena Ds, tenemos una apariencia con una tendencia claramente negativa, mostrada en rojo en la escala de colores, lo que indica una reflexión negativa, tenemos la presencia de la coloración positiva (azul), en la parte SE, en donde el horizonte picado aparentemente es diferente, pero se debe a lo caótico del dato sísmico en esa zona, además existe un efecto de bajo estructural con un echado importante, esto. Contrario a lo anterior, en la zona central sobre el eje de la estructura la intensidad de los valores aparentes de la polaridad es alta.

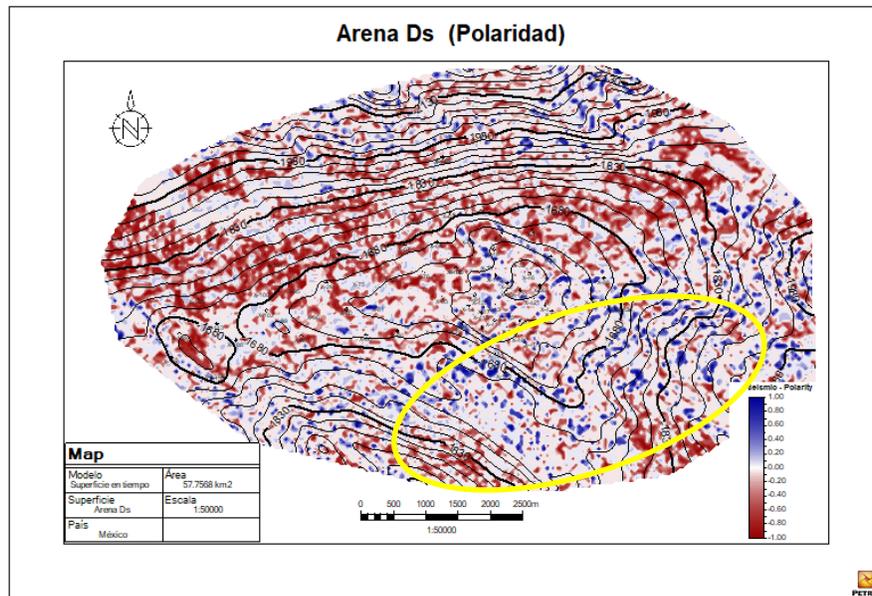


Figura 123 Extracción del atributo polaridad a la superficie Arena Ds

El atributo *Flatness* (Figura 124), es congruente con lo mostrado en las superficies previas, pues sigue presentando el alineamiento estructural paralelo al eje de la estructura, también observamos en la parte norte la falla que delimita al campo. Por otro lado, una falla con gran amplitud en la parte sur está presente, la cual es perpendicular los alineamientos y es interesante porque esta sobre un alto estructural, lo que podría parecer que la superficie se mueve hacia esa zona y existe algún otro tipo de fallamiento secundario originado por la deformación debido a que a los costados de la falla se encuentran los puntos más bajos en la superficie.

El atributo *envolvente* (Figura 125), tiene características interesantes para considerar presencia de hidrocarburos, la primera de ellas es un punto de gran intensidad en la parte SW de la superficie, cerca del alto estructural W, en la parte centro tiene al menos 3 puntos brillantes con amplitudes importantes, demostrando que la energía ahí es alta, justo por el centro de la estructura, lo que para esta arena correspondería al bloque 2. En la parte NW, también existe en aumento importante de la amplitud sísmica, aunque esa zona es de un bajo estructural, para la parte E, existe una menor aparición de puntos brillantes para las superficies con amplitudes positivas son mayores.

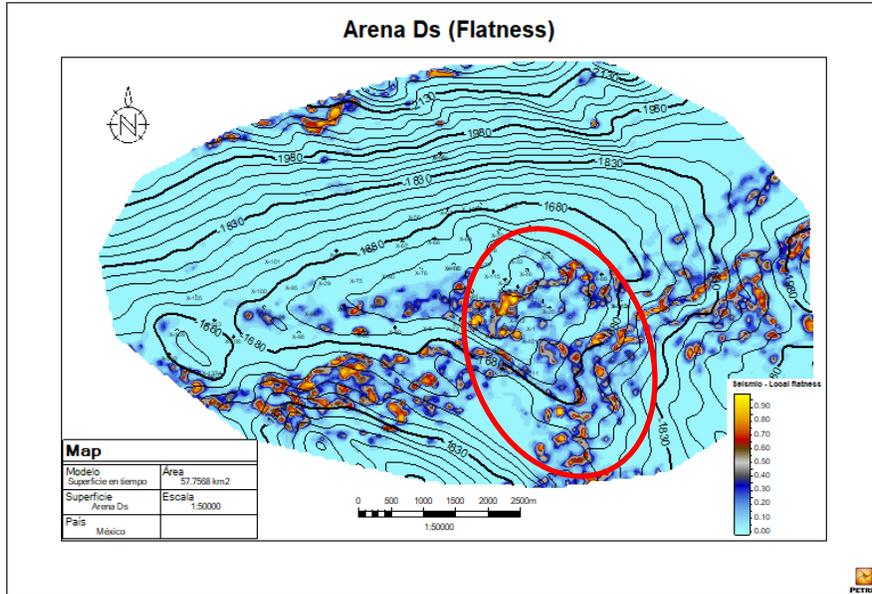


Figura 124. Extracción del atributo *Flatness* a la superficie Arena Ds.

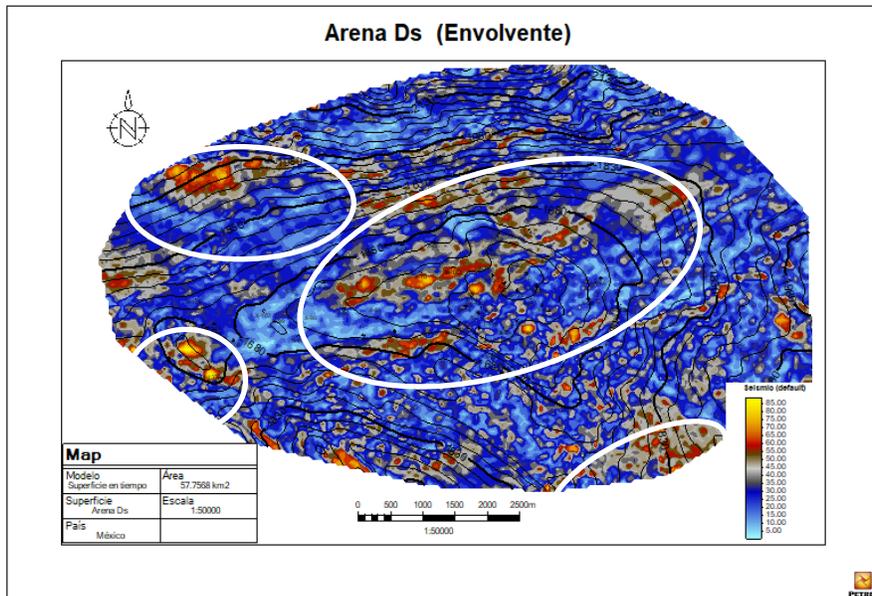


Figura 125. Extracción del atributo *Envolvente* a la superficie Arena Ds.

Para el atributo coseno de la fase (Figura 126), se percibe que la coloración de la superficie extraída se debe a la polaridad del horizonte picado, en este caso un horizonte negativo. Al ser este un atributo que da detalle estructural podemos apreciar el fallamiento regional que se extiende en la parte central con dirección E-W y las fallas secundarias generadas de manera perpendicular a la regional que delimitan los altos estructurales. Podemos observar que durante todo el atributo el atributo se mantiene

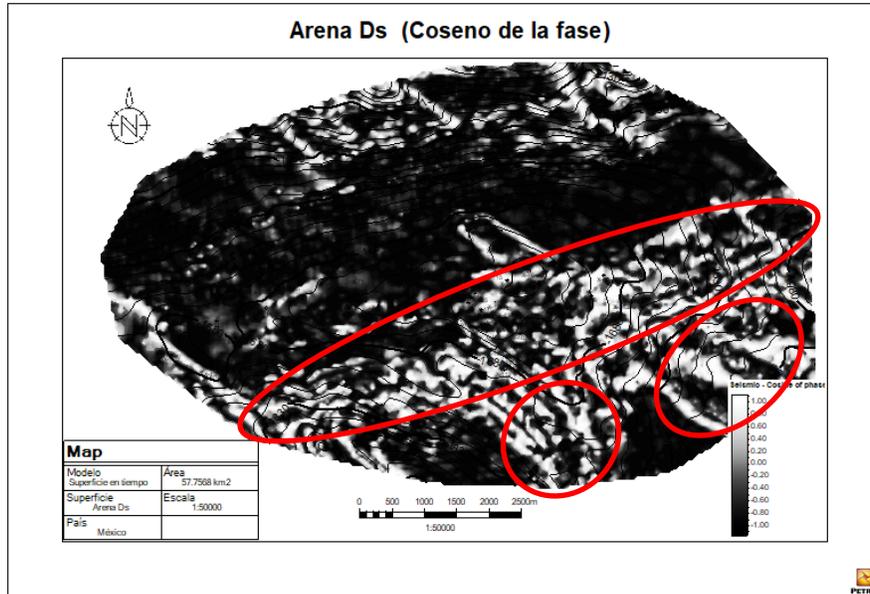


Figura 126. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena Ds.

Con la amplitud RMS (Figura 127), el comportamiento es muy similar al de atributo envolvente, en el que podremos identificar al menos cuatro zonas con una marca alta en la amplitud calculada sobre la superficie, recordando que para la RMS no hay valores negativos por ser cuadrática. Entonces tenemos al oriente una distribución de amplitudes fuerte marcada cercanas a un alto estructural y que pasa justo delante de la falla. En ella parte central de la estructura observamos el aumento de los valores con la alineación E-W, lo cual sigue siendo coherente con las superficies. La porción NW también tiene la presencia de amplitudes fuertes, lo cual puede ser un factor de localización de hidrocarburos.

El atributo de impedancia acústica relativa (Figura 128), tiene un patrón de alineamiento en dirección E-W en la parte centro sur de la superficie con impedancias altas brillando, las más importantes sobre el eje de la estructura, también es bueno decir que la parte oriente la impedancia acústica tiene valores cercanos a los máximos locales lo que podría indicar un cambio de propiedades de la roca respecto a las circundantes. Podemos observar los mismos patrones que en los atributos de envolvente y amplitud RMS, pero aquí se atenúan menos y se distribuyen constantemente por un área mayor, lo que causa que una porción más grande de la superficie sea la que esta iluminada, las características se marcan en óvalos blancos. Podremos evaluar la zona con los valores obtenidos en la evaluación de la porosidad y la saturación de agua en el modelo petrofísico que obtuvimos a través del análisis de variogramas.

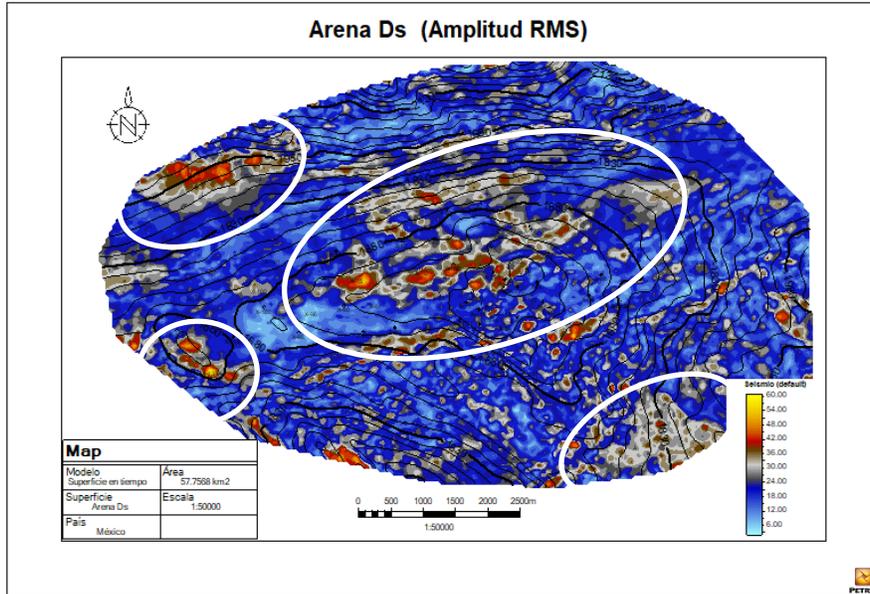


Figura 127. Extracción del atributo Amplitud RMS a la superficie Arena Ds.

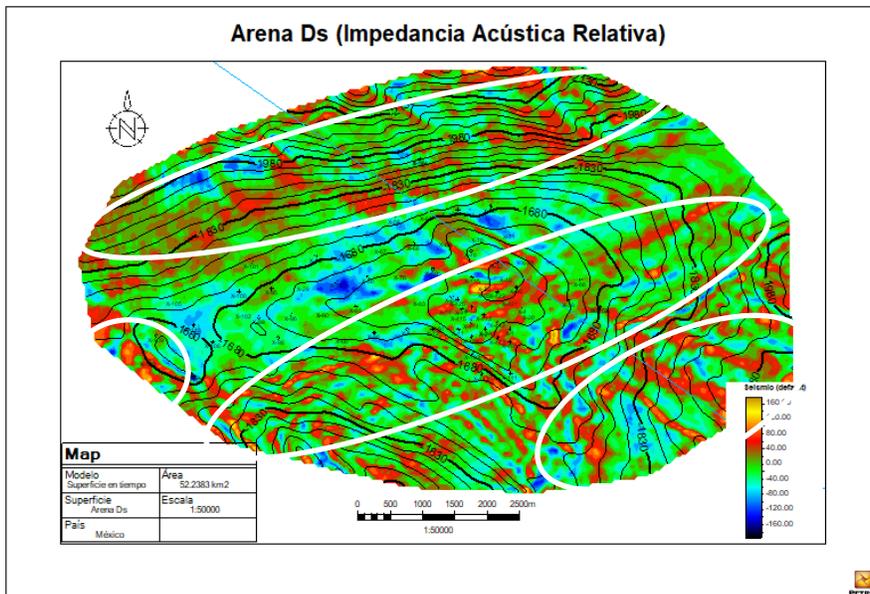


Figura 128. Extracción del atributo Impedancia Acústica relativa a la superficie Arena Ds.

4.7.5. Arena Di

El atributo de polaridad aparente (Figura 129) calculado sobre la superficie Di, contiene una clara tendencia a ser un reflector positivo (color azul), es el primero que presenta esas propiedades desde la arena B pues la C y Ds, son claramente reflectores negativos. Tiene en la porción poniente de la superficie valores de polaridad altos y constantes (reflexión coherente), siendo estos máximos locales y poniendo una clara respuesta a la energía de reflexión de esta superficie, esta tenencia va en dirección E-W, en la parte norte centro de la superficie, estas propiedades se marcan en amarillo en el mapa del atributo.

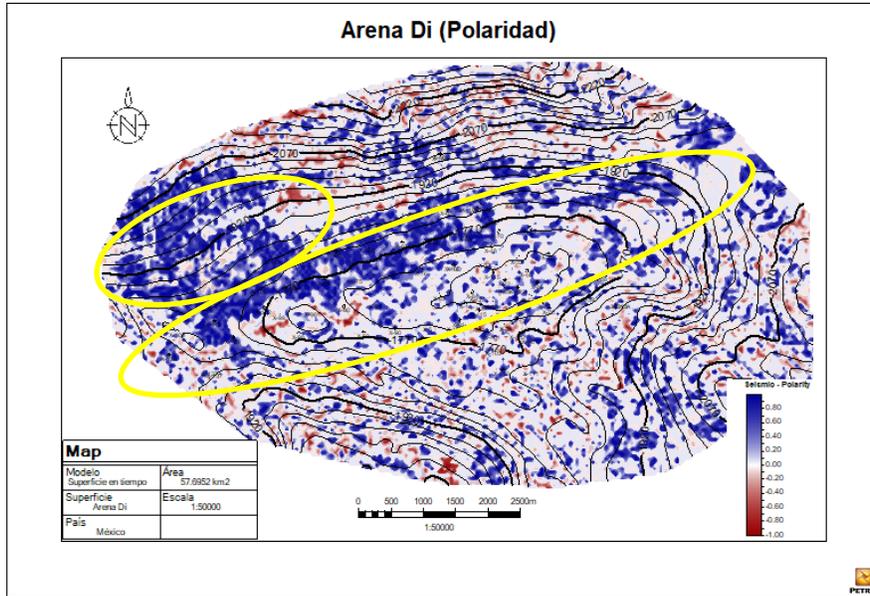


Figura 129 Extracción del atributo polaridad a la superficie Arena Di

Para la inspección cualitativa del modelo estructural ocupé el atributo *Flatness* (Figura 130), donde podemos observar que el alineamiento estructural es constante durante todas las arenas, siendo la arena Di atravesada por la falla regional, también se señala el fallamiento secundario recurrente, el cual es perpendicular a la falla. De igual manera, es clara la visualización en la parte norte de la aparición de otra falla perpendicular a la regional, la cual es parte del sistema de fallas de carga presentes en toda la cuenca y descritas anteriormente, se marca en un ovalo rojo.

El atributo *envolvente* (Figura 131) revela la energía instantánea o magnitud, en el caso de la arena Di existe una alineación no estructural de la energía que va de E-W en el centro de la superficie, donde se encuentra el bloque 1 de la arena, este puede ser un indicador claro de una anomalía sísmica que puede representar la existencia de fluidos intersticiales o una porosidad alta. Si existe continuidad en la superficie que subyace a esta, se encuentra de la localización de un posible yacimiento dentro del bloque anteriormente descrito. Es importante mencionar que junto a los valores máximos locales hay una serie de valores de amplitud bajos, los cuales delata absorción energética.

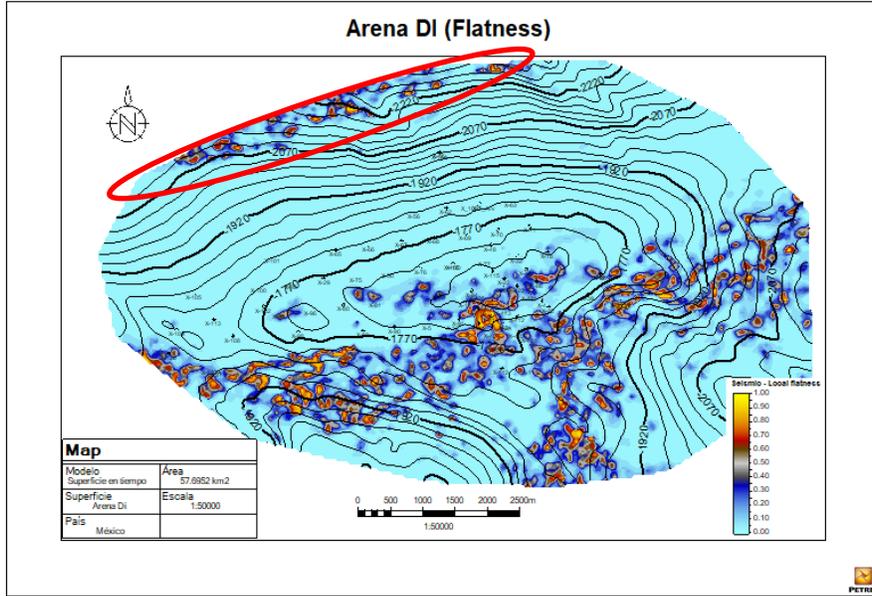


Figura 130. Extracción del atributo Flatness a la superficie Arena Di.

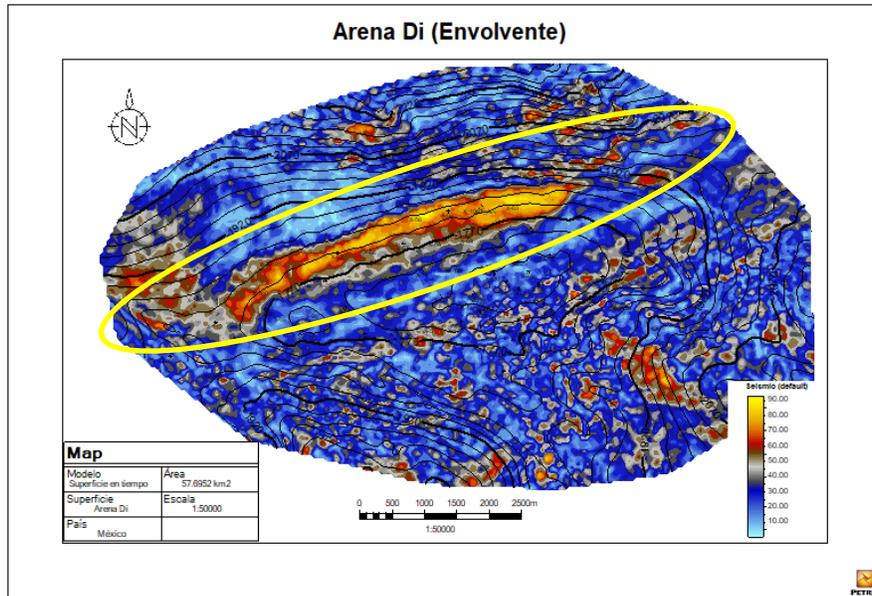


Figura 131. Extracción del atributo Envolverte a la superficie Arena Di.

El atributo coseno de la fase (Figura 132) es un atributo de naturaleza estructural por lo debería dar una noción si la amplitud previamente descrita, está causado por un régimen fracturado o simplemente si la geometría de los reflectores es constante. La coloración es congruente con la polaridad pues es de tendencia clara, perteneciente a los valores positivos de la amplitud. Es claro que en la posición de la amplitud el atributo permanece constante, un claro indicador que la energía extraída del atributo en esa zona no es causada por el régimen estructural que define al campo, lo cual es totalmente congruente con lo señalado en el atributo *Flatness*.

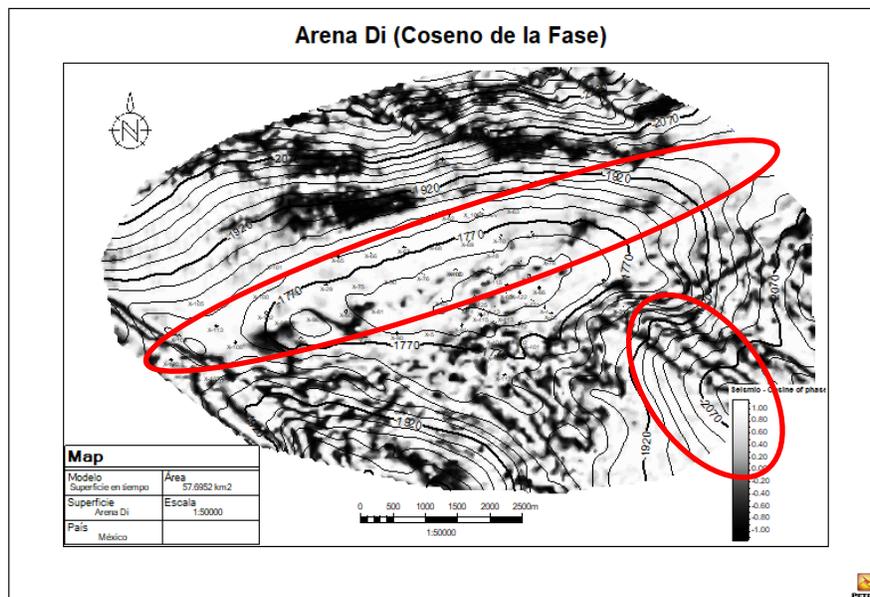


Figura 132. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena Di.

El atributo de la amplitud cuadrática media (Figura 133), es en muchas ocasiones utilizado para la identificación de hidrocarburos con base en el análisis de las variaciones de amplitud, el atributo RMS tiene un compartimento similar al extraído por la superficie en el atributo envolvente con un máximo de los valores distribuidos en la zona central con una orientación E-W, podemos considerar a esta señal como un IDH²⁶. Importante mencionar también una amplitud aparente en la parte SE, porción de la superficie donde las fallas secundarias son más frecuentes y puede pertenecer a un entrapamiento de fluidos intersticiales. Más adelante en el informe apliqué una extracción del volumen petrofísico creado al a partir de un modelo de saturación de agua y porosidad para identificar las posibilidades de un yacimiento para los dos casos.

La impedancia acúsica relativa (Figura 134) en esta zona sigue el patrón de la extracción de los atributos anteriores en la superficie en donde la franja con valores más altos presenta la misma configuración e incluso los valores se expanden en toda la parte W de la superficie, este atributo es útil para la identificación de límites y discontinuidades, donde es claro que todo el conjunto de valores representados en aumentos de amplitud corresponde a una misma impedancia, lo cual podría confirmar un confinamiento de fluidos en caso de estar en el sitio. Identifiqué otras zonas

²⁶ Indicador directo de hidrocarburos

con valores parcialmente constantes como la zona central donde los valores²⁷ oscilan entre 100 y -100 y es la zona donde se han perforado más pozos en la arena.

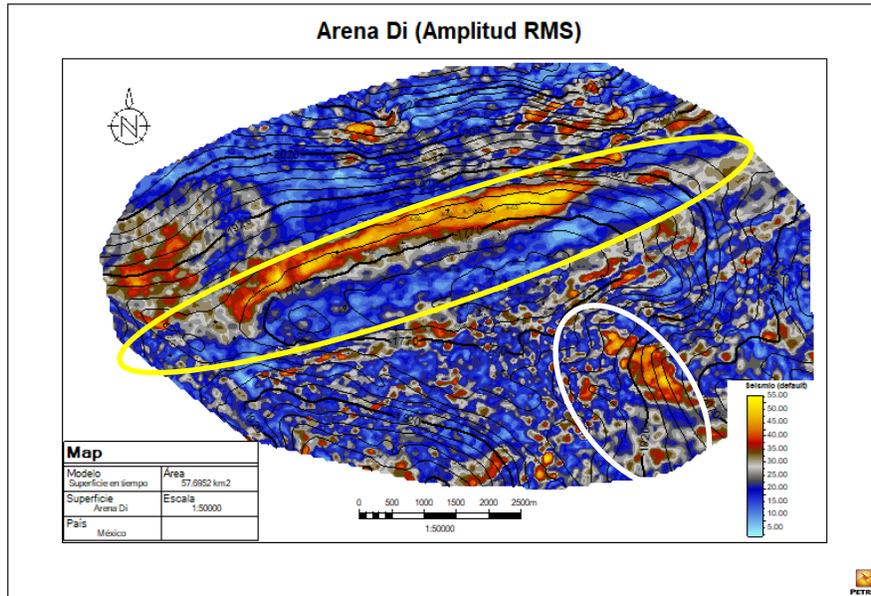


Figura 133. Extracción del atributo Amplitud RMS a la superficie Arena Di

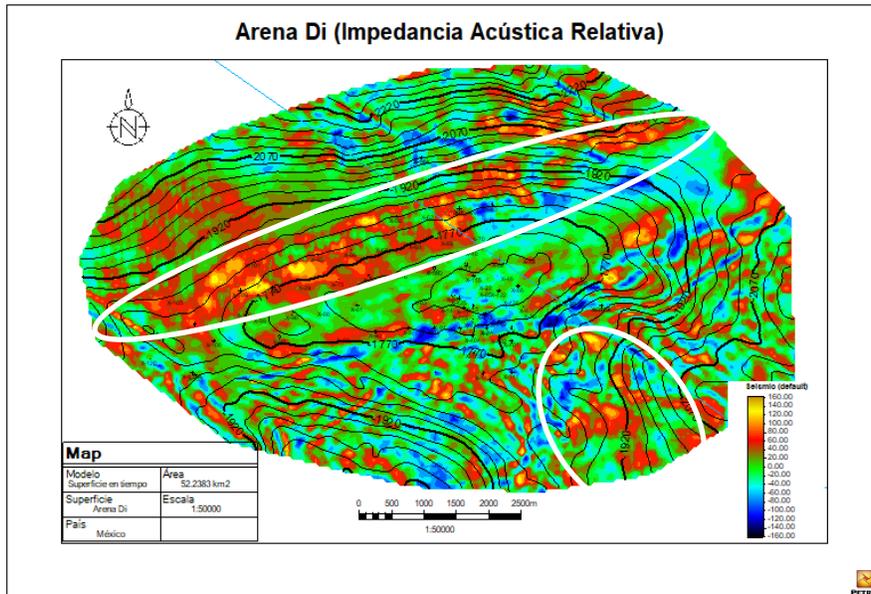


Figura 134. Extracción del atributo Impedancia Acústica Relativa a la superficie Arena Di

4.7.6. Arena E

Para el cálculo de el atributo de polaridad aparente para la arena E, se sabe que la estructura fue picada en un reflector positivo razón por la cual la tendencia en la coloración es

²⁷ Los valores de RAI son adimensionales

predominantemente azul. Se entiende que los puntos más intensos son los que están en la parte central y tiene una orientación E-W, estos corresponden al patrón de fuertes amplitudes mostradas en la arena Di, de la cual la superficie E es muy cercana y comparten tendencia, aunque no tienen la misma intensidad podemos suponer que es debido a la absorción de la energía sísmica porque las arenas tienen valores de porosidad y litologías muy similares (Figura 135).

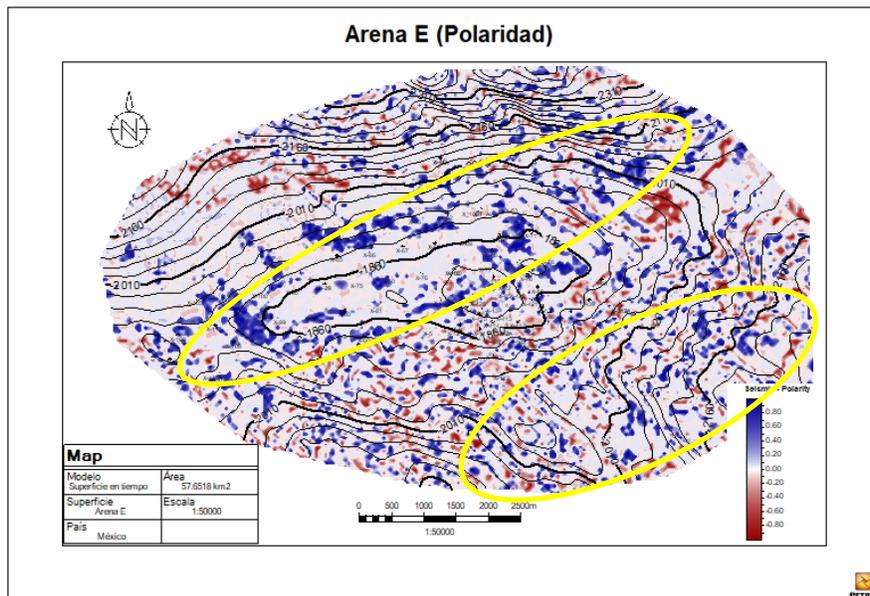


Figura 135. Extracción del atributo polaridad a la superficie Arena E.

El atributo *Flatness* (Figura 136) es muestra una vez más de la coherencia de las fallas en la estructura pues la aparición de las anomalías de amplitud con el alineamiento E-W se repite en esta arena. También encontré de nuevo algún tipo de alineación debido al fallamiento secundario que es perpendicular al establecido como regional. La falla que se alanza a ver en el norte es casi vertical pues no hemos visualizado el avance en las estructuras conforme avanzamos en tiempo. En la parte SE, se observa un estado caótico debido a la aparición de pequeñas amplitudes que se extienden a la falla secundaria, el cual es un comportamiento congruente con el mostrado en la superficie extraída en el atributo de polaridad.

La Figura 137 muestra el atributo *envolvente*, visualicé que el alineamiento de las amplitudes más fuertes es similar a las de la superficie anterior, pero la orientación tiene un tendencia a la dirección NE-SW, lo que quiere decir que la propiedad que estamos extrayendo tiene una dirección preferencia y se distribuye de manera oblicua en el espacio. La intensidad es mucho menor que en la superficie anterior por lo que interpretamos varia en su amplitud en tiempo, aunque puede ser un evento unido cuya cima seria la arena Di y la base la arena E.

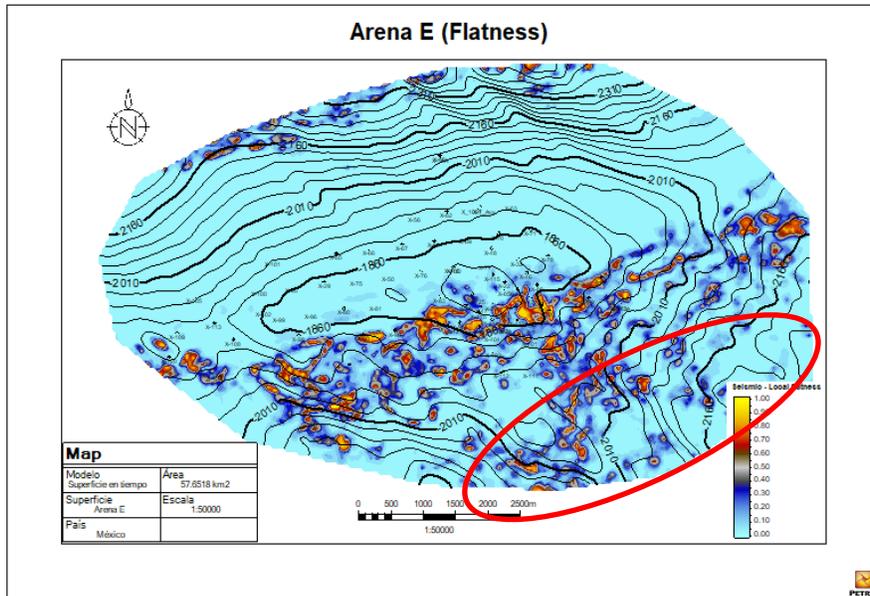


Figura 136. Extracción del atributo *Flatness* a la superficie Arena E.

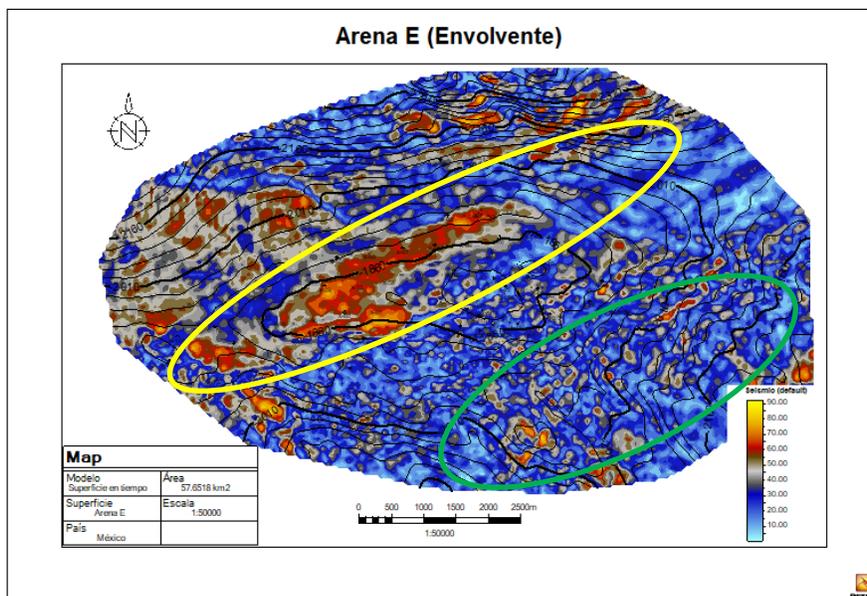


Figura 137. Extracción del atributo *Envolvente* a la superficie Arena E.

Podemos observar el atributo coseno de la fase (Figura 138), extraído en la arena E, la cual muestra una distribución mayoritariamente positiva (marcado por el ovalo rojo), aunque existen rastros de amplitudes negativas fuertes sobre todo en el costado NW, son causados por los efectos de la interpolación para la construcción de la superficie. Existe también un fallamiento importante en la zona centro y sureste donde el alineamiento estructural que dirección E.-W sigue, sobre sale lo caótico de las amplitudes en el flanco más alto señalado por el eje de la estructura.

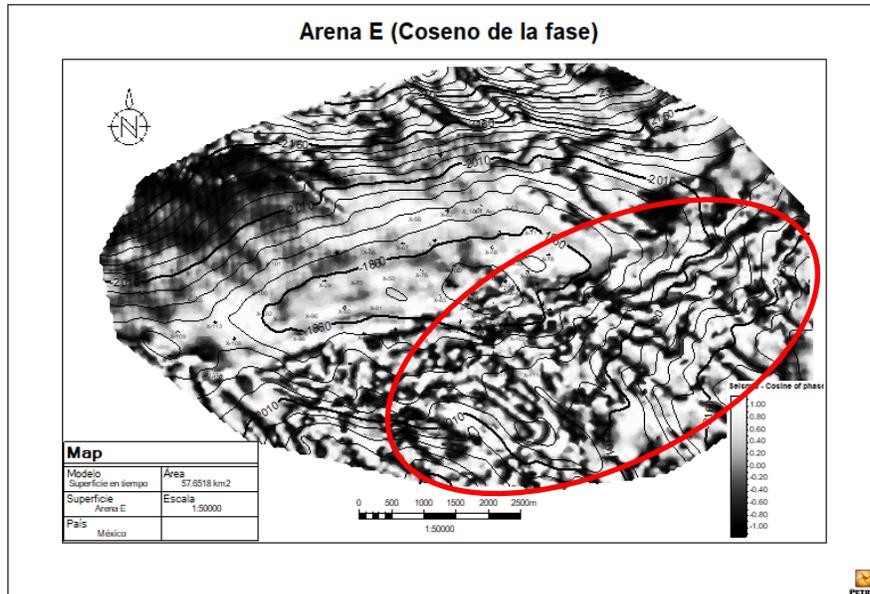


Figura 138. Extracción del atributo Coseno de la fase a la superficie Arena E.

La amplitud RMS (Figura 139) tiene un comportamiento generalmente similar al del atributo envolvente, tenemos zonas de alta amplitud en el centro norte alineada con el eje de la estructura en la dirección E-W, de igual manera que la superficie anterior pero ahora ubicada un poco más al norte. Como parte de lo caótico de las amplitudes en la sección SE aparecen puntos brillantes de amplitud sísmica aleatorios, los cuales pueden alinearse con las amplitudes mostradas con el atributo *Flatness*. Son de interés la que están sobre el alto estructural en el lado sur, las cuales tienen valores de amplitud máximos.

La impedancia acústica relativa (Figura 140), muestra áreas de interés notable en la arena E, pues en una distribución espacial constante con valores altos de impedancia en el área centro – noroeste, delimitando el posible yacimiento o los contactos entre fluidos dado a que podemos diferenciar dos zonas con niveles diferentes de impedancia acústica, dentro de la una mayor engloba toda esta porción, podemos hacer una relación visual entre las localizaciones con las amplitudes más altas, vistas en la misma arena pero con otros atributos, y la alta impedancia brillando en la zona central, aunque su dirección cambia respecto a las arenas anteriores a una NE-SW es coherente. Es viable observar el alineamiento estructural caótico propio del flanco SE de la superficie, congruente con las superficies extraídas que están sobre esta.

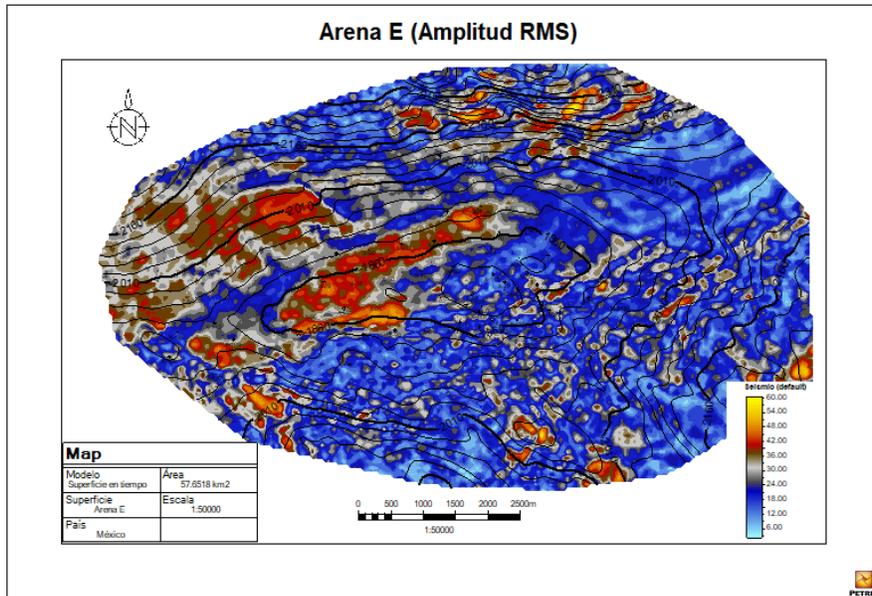


Figura 139. Extracción del atributo Amplitud RMS a la superficie Arena E.

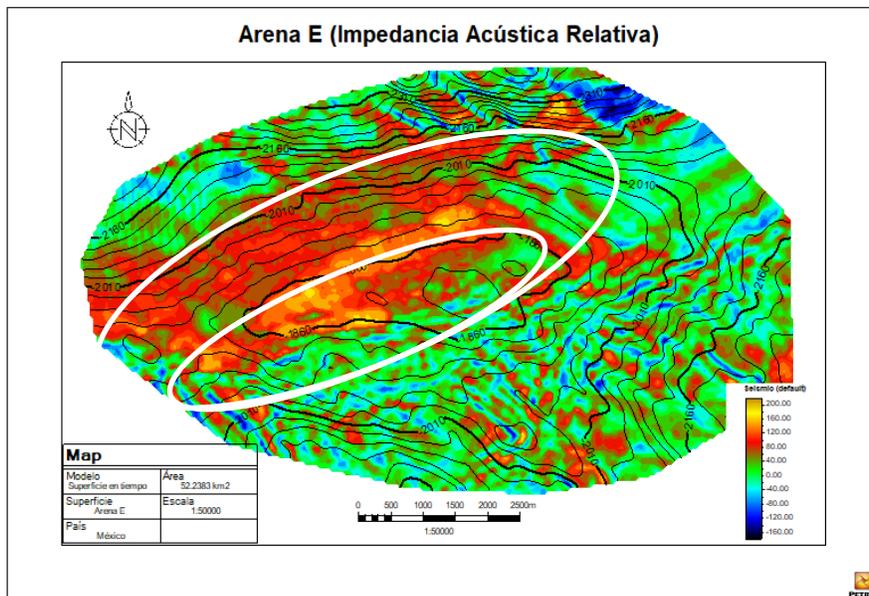


Figura 140. Extracción del atributo Impedancia Acústica Relativa a la superficie Arena E.

4.7.7. Arena F

Para la polaridad aparente (Figura 141), encontré una notable tendencia a el positivo en color azul, lo cual es congruente con lo interpretado ya que la arena F es una superficie que se picó en una máximo de amplitud positivo. La tendencia más fuerte es la que está en el centro de la estructura donde se encuentran los valores máximos de reflexión mostrados en la consistencia de los datos.

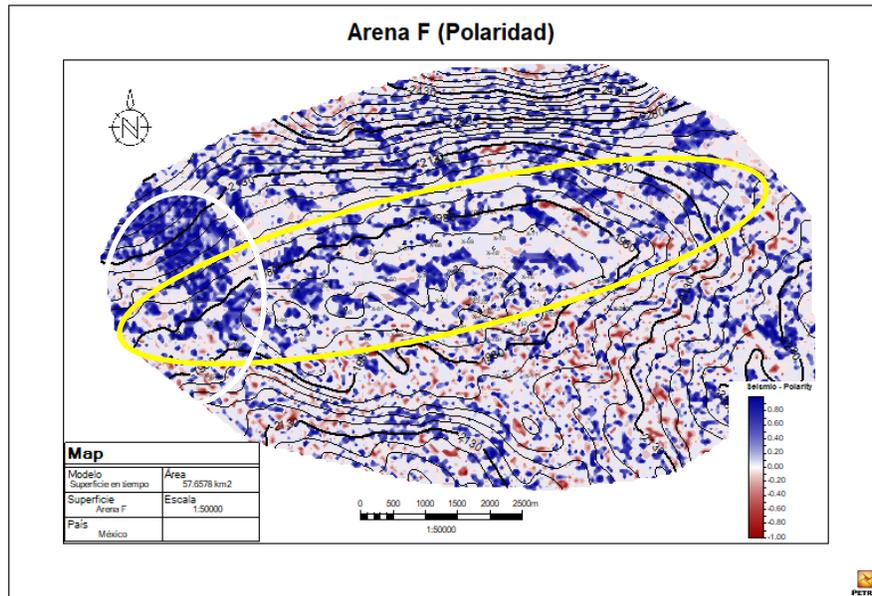


Figura 141. Extracción del atributo Polaridad a la superficie Arena F.

Para el atributo Flatness (Figura 142), identifiqué la clara consistencia y coherencia en los datos de reflexiones máximas encontradas en el atributo de polaridad, no se encuentran amplitudes máximas en la extracción del atributo Flatness. Sin embargo, es sencillo identificar las zonas de alineamiento estructural gracias al fallamiento listico en dirección E-W en el centro de la superficie lo cual es consistente a través de todas las superficies interpretadas.

Para la arena F calculando la energía máxima, el atributo envolvente (Figura 143), no es capaz de extraer máximos o mínimos muy claros, exhibiendo la falta de patrones para identificar localizaciones, sin embargo, podemos ver que el patrón encontrado en la superficie de polaridad aparente es apreciable en este atributo teniendo como máximo local el extremo oeste de la superficie. Es posible visualizar el patrón caótico mostrado en las extracciones anteriores donde se pueden ver máximo locales en el valor de la amplitud sin ningún patrón aparente, debido al fallamiento secundario paralelo al eje inferior de la superficie. Dado a que la energía no está normalizada, el valor mínimo que se obtiene en la superficie indica diferencias de absorción energética comparada con los valores de la vecindad de la porción marcada, la cual no se puede desechar como con presencia de hidrocarburos sino hasta comparar con el modelo petrofísico – geoestadístico la posible existencia de fluidos intersticiales

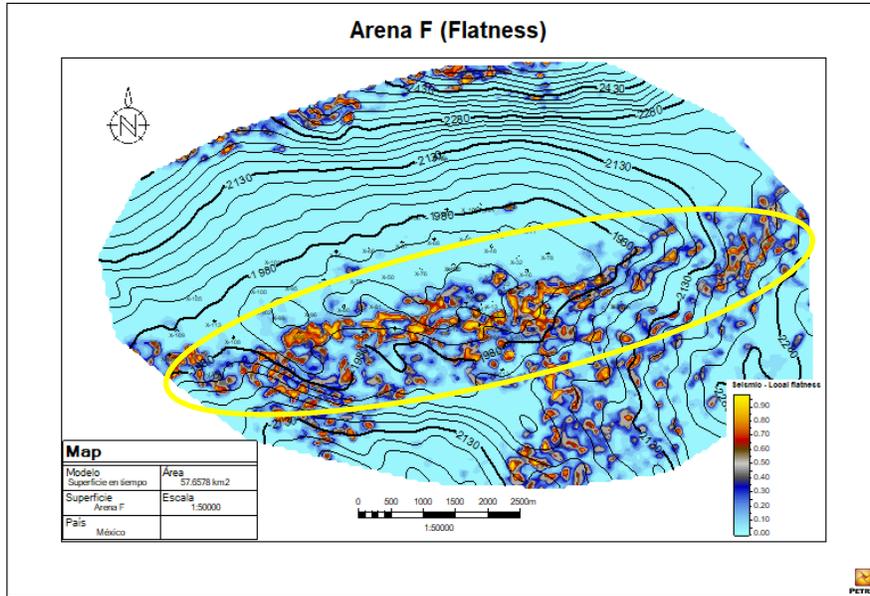


Figura 142. Extracción del atributo Flatness a la superficie Arena F.

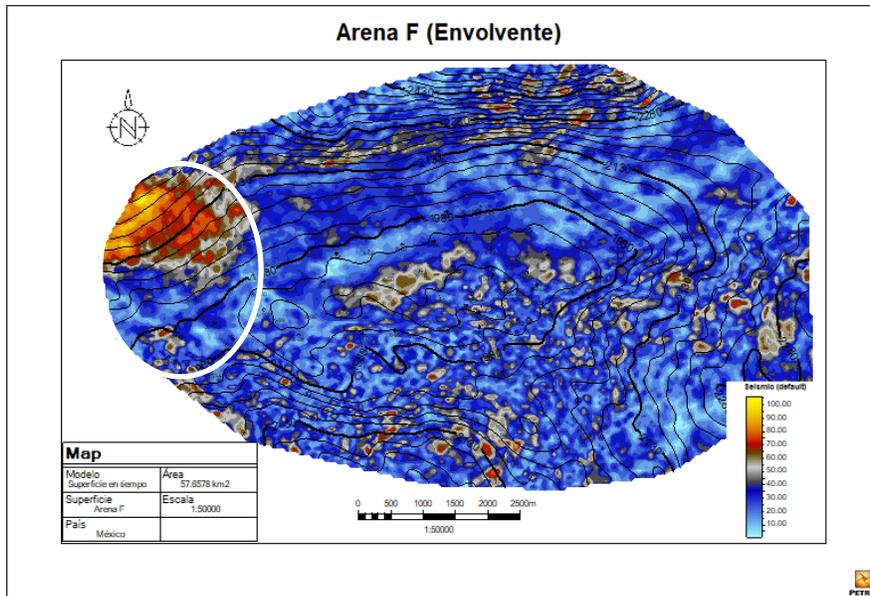


Figura 143. Extracción del atributo envoltente a la superficie Arena F.

El coseno de la fase (Figura 144) es un atributo que usa los cambios de amplitud para definir eventos donde observar las marcas estructurales al extraerlo y proyectarlo sobre una superficie se fácil, en este caso el atributo es bastante sencillo, no se muestra casi ningún aporte estructural en la parte norte (a excepción de una parte de la falla que delimita los campos), sin embargo, para la parte sur es posible apreciar el aporte estructural debido al alineamiento de las estructuras de

carga generadas y que han sido consistentes en toda las superficies y que le ha ido ganando espacio a las arenas interpretadas.

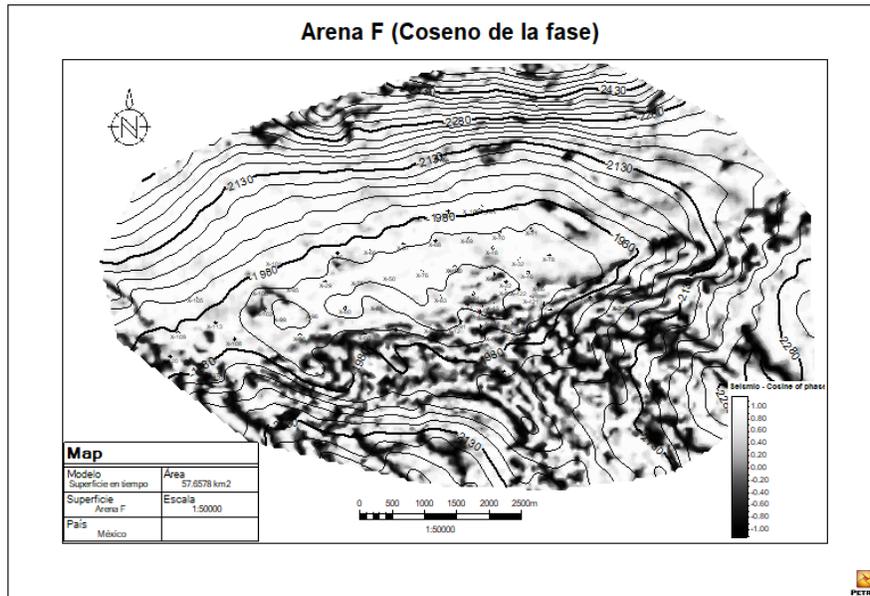


Figura 144. Extracción del atributo Coseno de la Fase a la superficie Arena F.

Para el atributo de amplitud RMS (Figura 145), usualmente se muestran resultados menos intensos a los mostrados por el atributo envolvente pero con la misma orientación, para este caso el atributo muestra una pequeña orientación brillante en el centro con orientación E-W, la que aún es correspondiente con las mostradas en las arenas E y Di, donde las amplitudes con esa orientación eran las máximas.

La alineación escultural es obvia en el atributo de impedancia acústica relativa (Figura 146), con un alto grado de relación la que obtuvo el atributo coseno de la fase, sin embargo, el atributo muestra continuidad en un área importante ubicada en el centro – poniente y tiene un máximo de impedancia en la zona central, lo que puede representar una localización de fluidos. Por otro lado, tiene el mismo comportamiento que el atributo de envolvente en el extremo oeste, el cual es una zona importante para revisar en el modelo petrofísico, ya que, aunque no exista un alto estructural el hidrocarburo puede estar atrapado debido al fallamiento secundario en el campo.

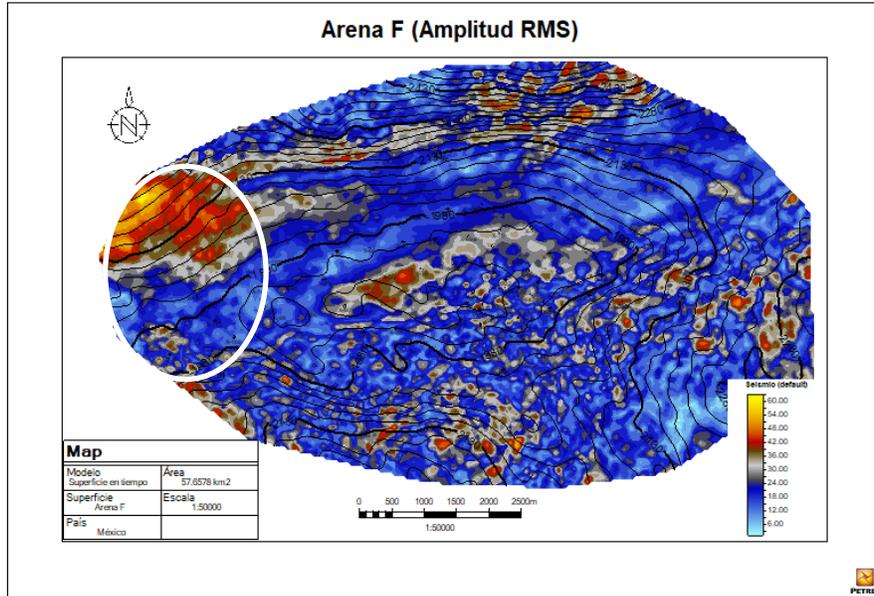


Figura 145. Extracción del atributo Amplitud RMS sobre la superficie Arena F.

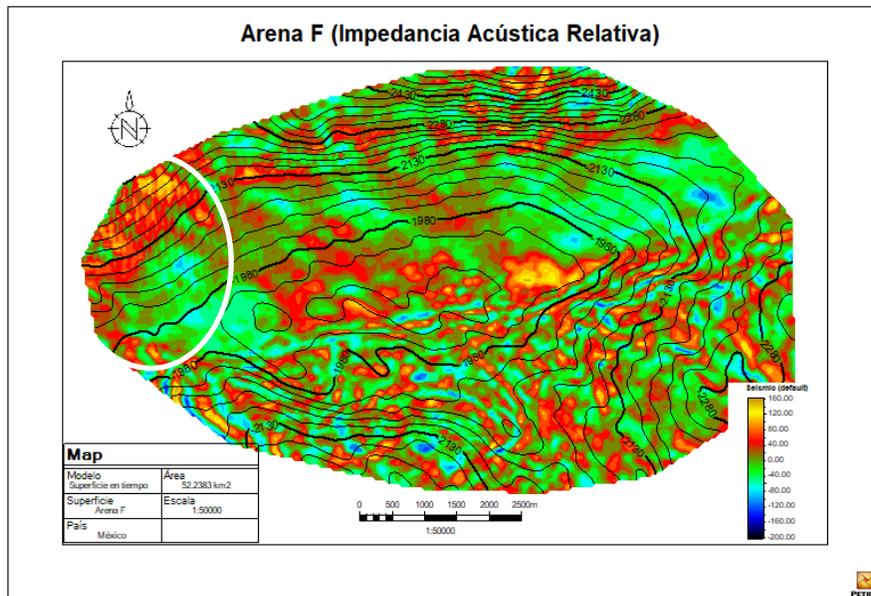
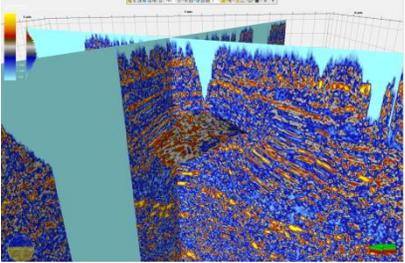
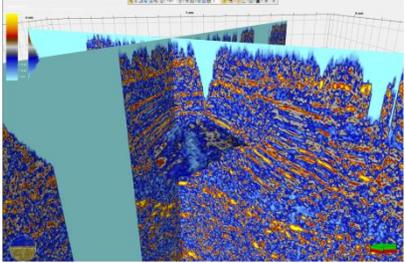
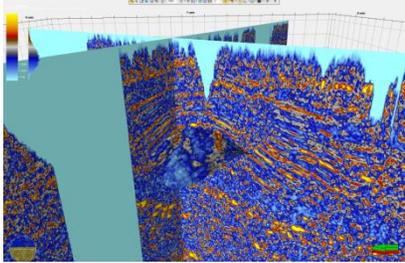
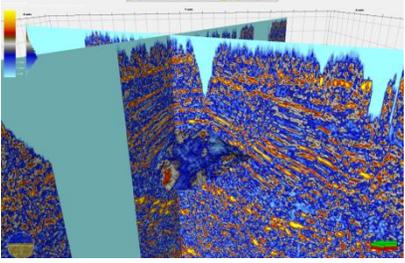
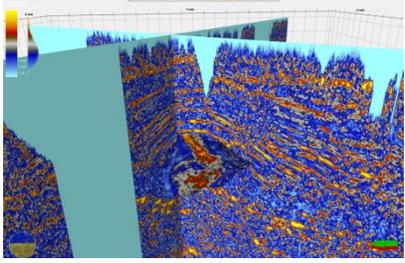
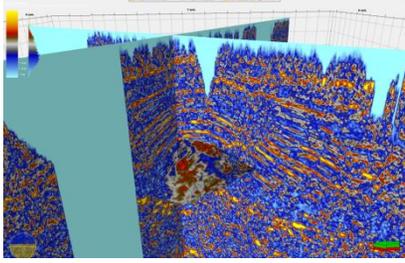
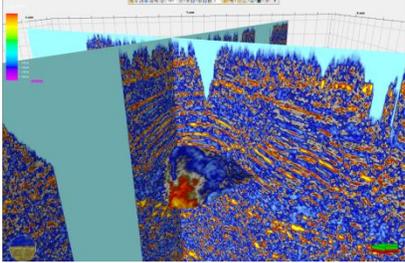


Figura 146. Extracción del atributo Impedancia Acústica Relativa a la superficie Arena F.

4.7.8. Distribución espacial de los atributos y las superficies

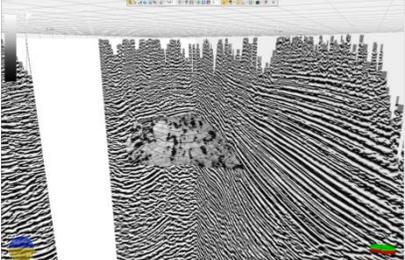
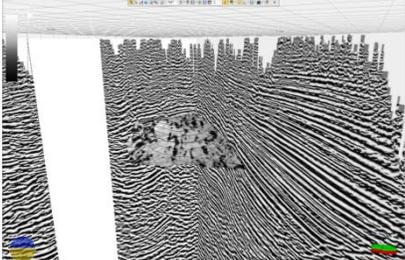
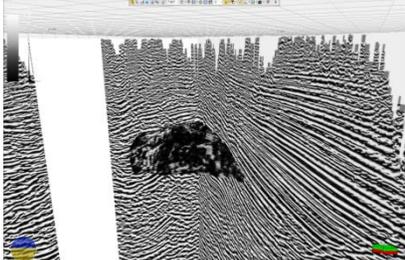
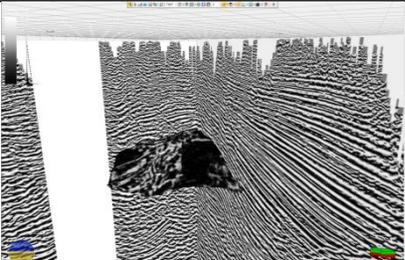
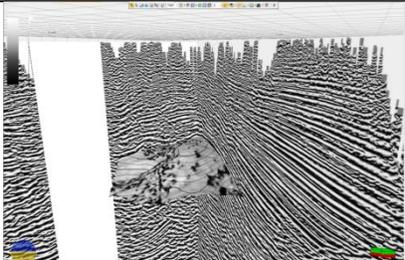
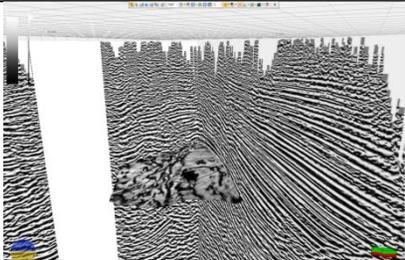
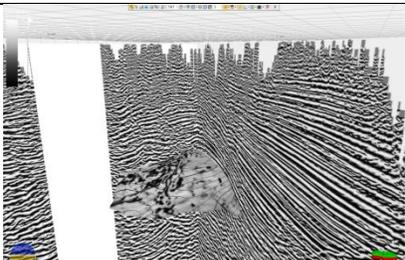
4.7.8.1. RMS

Tabla 2. Atributo Amplitud RMS.

Atributo de amplitud RMS		
Arena A	Arena B	Arena C
		
Arena Ds	Arena Di	Arena E
		
Arena F		
		

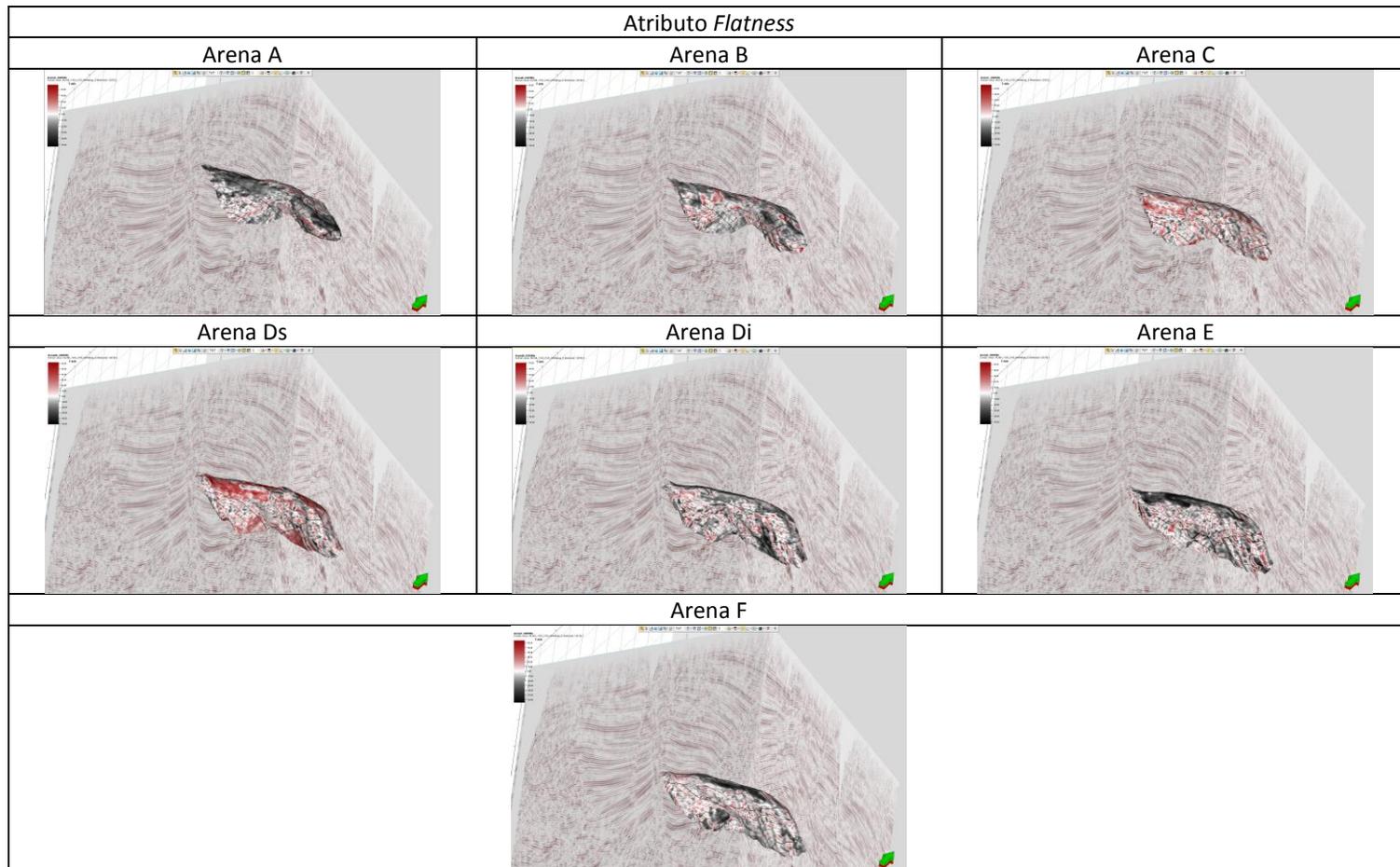
4.7.8.2. Coseno de la Fase

Tabla 3. Atributo Coseno de la Fase.

Atributo Coseno de la fase		
Arena A	ArenaB	Arena C
		
Arena Ds	Arena Di	Arena E
		
Arena F		
		

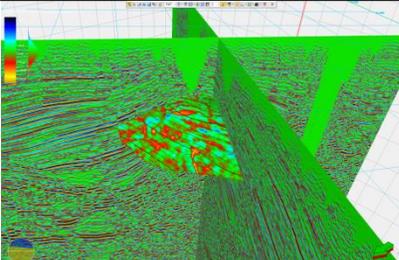
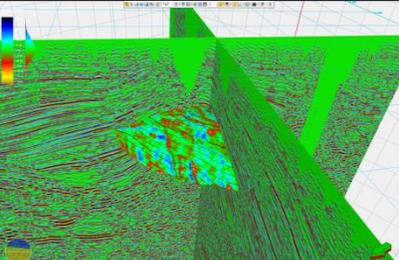
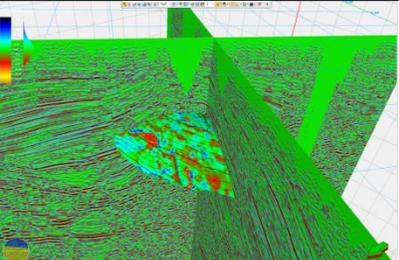
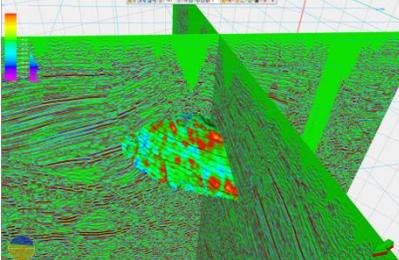
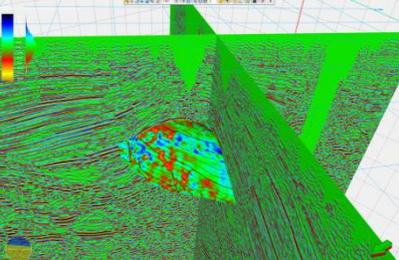
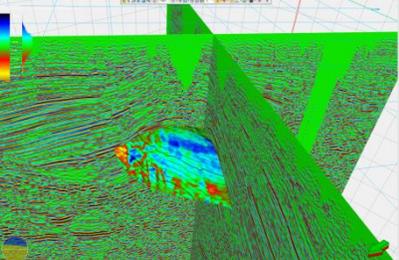
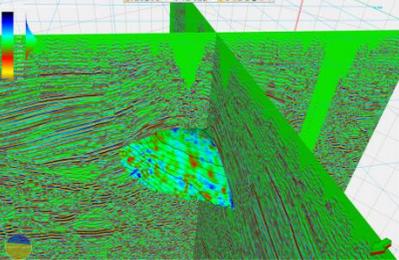
4.7.8.3. Descomposición espectral generalizada

Tabla 4. Atributo GSD (*General Spectral Decomposition*).



4.7.8.4. Impedancia acústica relativa

Tabla 5. Atributo Impedancia Acústica Relativa.

Atributo <i>Flatness</i>		
Arena A	Arena B	Arena C
		
Arena Ds	Arena Di	Arena E
		
Arena F		
		

4.8. Generación de un modelo tridimensional de propiedades petrofísicas

Para mejorar la visualización de oportunidades de manera tridimensional, opté por generar un modelo de propiedades tridimensional ya que permite distribuir propiedades entre los pozos disponibles a la vez que conserva la heterogeneidad equilibrada del yacimiento y hace coincidir los datos del pozo. El modelado petrofísico es la interpolación o simulación de datos continuos (por ejemplo, porosidad o permeabilidad) en todo el “*grid*” del modelo.

Para el ejercicio ocupé los pozos que tenían disponible la información evaluada, al tener un campo maduro la cantidad de información para evaluación que ayude a las herramientas modernas como el modelado matemático de propiedad es muy poca, sin embargo, logré realizar lo anterior de acuerdo con las propiedades de Saturación de Agua (Sw) y porosidad efectiva (PIGE) con un control cualitativo de los resultados.

4.8.1. Generación de un modelo tridimensional

En lugar de utilizar los valores de los registros de porosidad y permeabilidad directamente como entrada en el proceso de modelado, es necesario modelar la diferencia entre los valores de las propiedades en cada una de las celdas para una escala mayor y la tendencia en ese punto. Petrel realiza automáticamente cuando utiliza el proceso de análisis de datos o cuando inserta tendencias 1D, 2D o 3D durante el proceso de modelado petrofísico.

El proceso de análisis de datos proporciona la siguiente información:

- Si hay un patrón por el cual la proporción de facies cambia lateral y verticalmente, y si hay una tendencia en el conjunto de datos.
- Si hay algún patrón de correlación entre un atributo sísmico y la facies.
- Cuáles son los parámetros del variograma para las propiedades que se van a modelar, como el rango (en las direcciones mayor, menor y vertical), nugget y tipo de variograma.

Para realizar la generación del modelo, es necesario seguir los pasos:

1. Generación del esqueleto
2. Escalado de los pozos
3. Análisis de datos
4. Población del modelo

4.8.1.1. Generación del cascaron (Esqueleto)

Para iniciar con el proceso fue necesario crear un espacio de trabajo, el software petrel crea una ventana en el submenú “*Structural modeling*” y generamos un nuevo marco estructural (Figura 147).

Dentro de este marco estructural podremos generar pilares de fallas y modelado de las mismas.

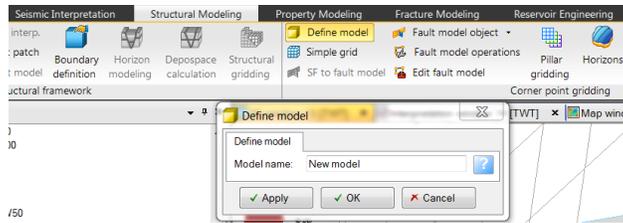


Figura 147. Creación de espacio de trabajo para generar un modelo.

Todo trabajo en el software depende como primer paso necesité crear un área de trabajo, para el caso de un modelado tridimensional lo primero en generar debe ser un Grid (o cuadrícula), la cual contenga el área previamente interpretada. Seleccioné en el menú “*Structural Modeling*” el submenú “*Grid*” (Figura 148).

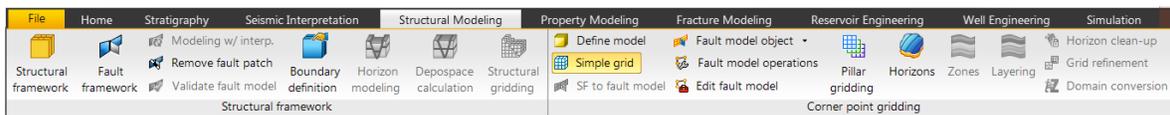


Figura 148. Generación del grid.

Para el área de trabajo, como mencioné, ocupé las superficies que creamos para la interpretación de los horizontes sísmicos. Las superficies se nombran de la A (arena más somera) a la F (arena más profunda). Para la creación del grid hay que escoger la opción insertar superficies y escogeremos la superficie A y la F como inferior y superior respectivamente y la Arena Ds, como punto medio (Figura 149).

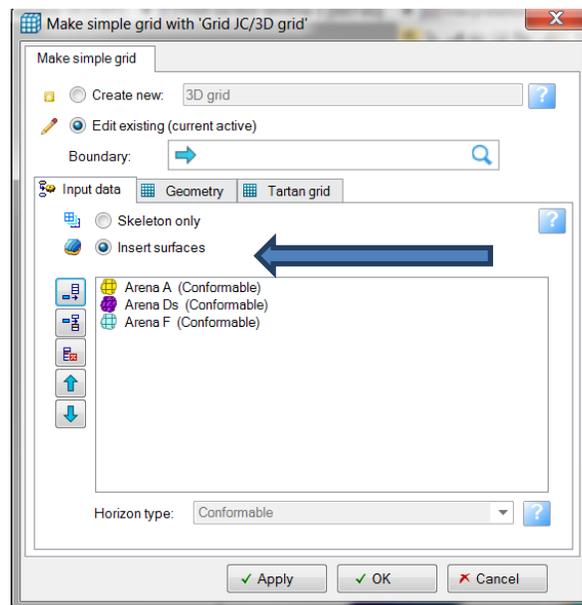


Figura 149. Entrada de los límites del grid.

Posteriormente en el cuadro de dialogo abierto, la pestaña “Geometry”, la cual dará acceso a la configuración especial del grid, para hacer que los valores geográficos coincidan con los de las arenas ya interpretadas seleccioné la opción “Get limits from select”²⁸ (Figura150).

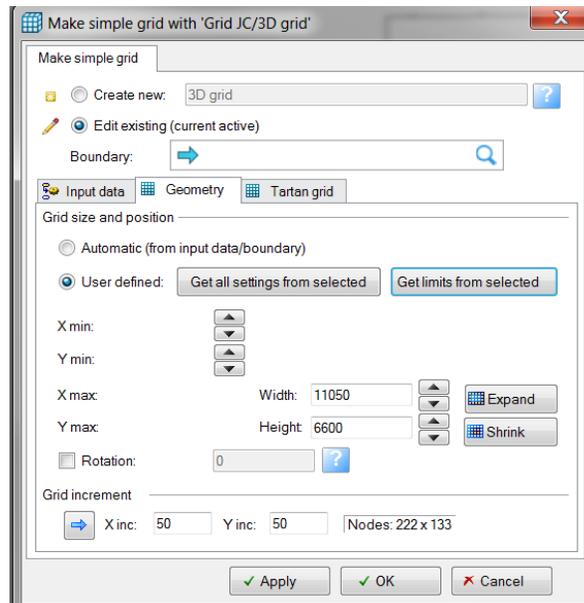


Figura 150. Insertar Geometría de las superficies.

Al seleccionar el botón “ok”, las carpetas se generarán automáticamente, en ellas está contenida la cuadrícula de valores generada hasta el momento en el subfolder “Skeleton” (Figura 151).

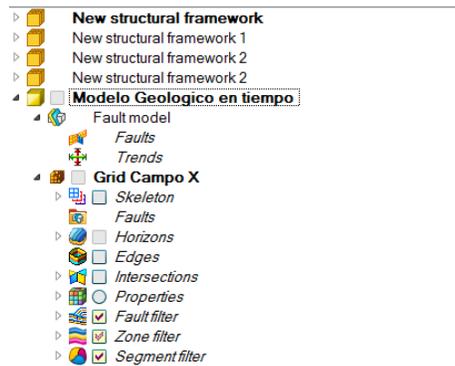


Figura 151. Generación automática de carpetas para el modelo.

A continuación, podremos visualizar el espacio tridimensional creado con la base y cima, además del medio de las cuadrícula generada para modelar tridimensionalmente (Figura 152).

²⁸ Los valores de X min y X min y de Y max y Y min son ocultos.

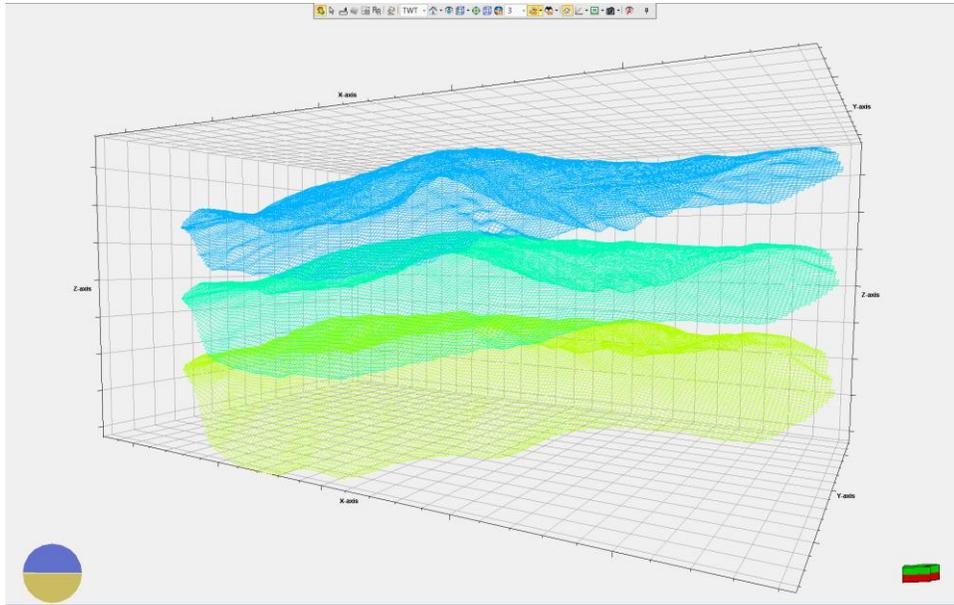


Figura 152. Visualización de límites del grid (Top, Mid, Base).

4.8.1.2. Inclusión de horizontes y capas

El siguiente punto de la lista es la inclusión de capas u horizontes, donde se visualizaron las cimas diferenciándolas en espesor y profundidad.

Para esto ingresé en petrel al sub menú “*Structural modeling*”, posteriormente seleccionar la opción “*Horizons*” y se generará automáticamente un cuadro de diálogo. Ingresé las superficies interpretadas una por una en el orden en que están dispuestas geográficamente, esto quiere decir que la Arena A irá primero y la arena F al final. La arena Ds que es superior y la Arena Di que significa inferior, continua con la primera inmediatamente después de la arena C (Figura 153).

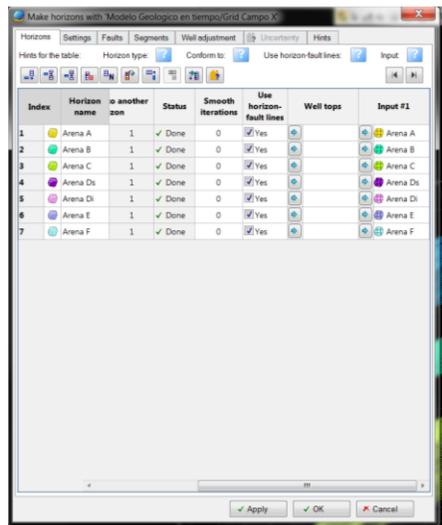


Figura 153. Inclusión de horizontes generados por superficies.

Al seleccionar el botón “ok”, se generan automáticamente las subcarpetas “horizons”, la cual contiene las siete superficies generadas anteriormente. También se observa la subcarpeta “Skeleton” en la que están contenidas las cimas y base que dan lugar al grid (Figura 154).

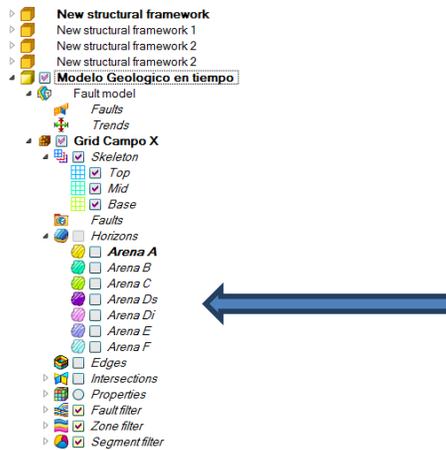


Figura 154. Generación en el modelo.

Se puede visualizar la inclusión de las capas, como se muestra en la figura 155:

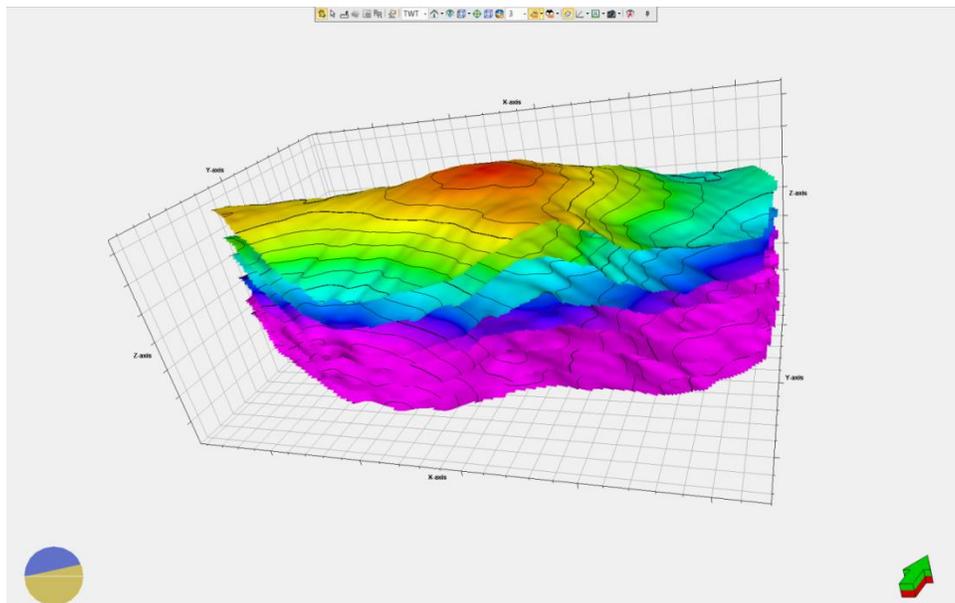


Figura 155. Visualización de los horizontes.

4.8.1.3. Inclusión de límites

La inclusión de límites es básicamente rellenar limitar las superficies que cargué para generar un grid entre ellas, esta debe permitir al software asignar valores de acuerdo a la información que cada una de las cuadrículas contiene.

Uno de los controles de calidad en el trabajo es generar cuadrículas del mismo tamaño en todas las capas, por lo que conocer el valor medio de cada una de las distancias entre ellas y con base a eso proponer un número de ancho del grid.

Lo anterior se generó realizando un mapa de espesores, contenido en el menú de opciones en cada una de las superficies (Figura 156):

1. Seleccioné la superficie que será la cima y elegimos el submenú “operations”
2. En el submenú elegimos la opción “Calculations” la cual nos dará como requisito cargar otra superficie la cual debe ser la base del cálculo, la insertamos y damos la opción “ok”.
3. Generamos solamente 6 mapas de espesores ya que la superficie F no tendrá base.

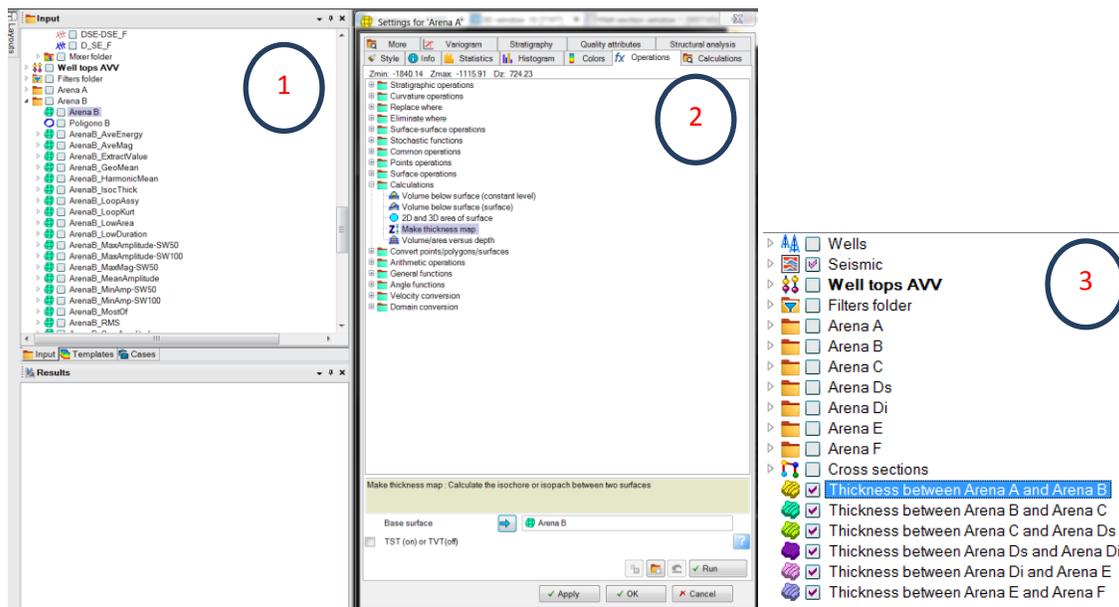


Figura 156. Cálculo de un mapa general de espesor (Arena A - Arena B).

Después de generar cada uno de los 6 mapas de espesores, seleccioné y entré al submenú “Statistics” (Figura 157), donde se encuentra la información “mean”, lo que se refiere al espesor medio, por ejemplo, la Arena A a la Arena B, es de 163 m.

El valor que obtuve lo dividí entre 10 para obtener el número de celdas que serán creadas y con esto asegurar que las celdas sean del mismo tamaño aproximado. Con lo que el valor de capas que ingresaremos en la capa A será de 16, lo que hace referencia al número de casillas dentro (Figura 158).

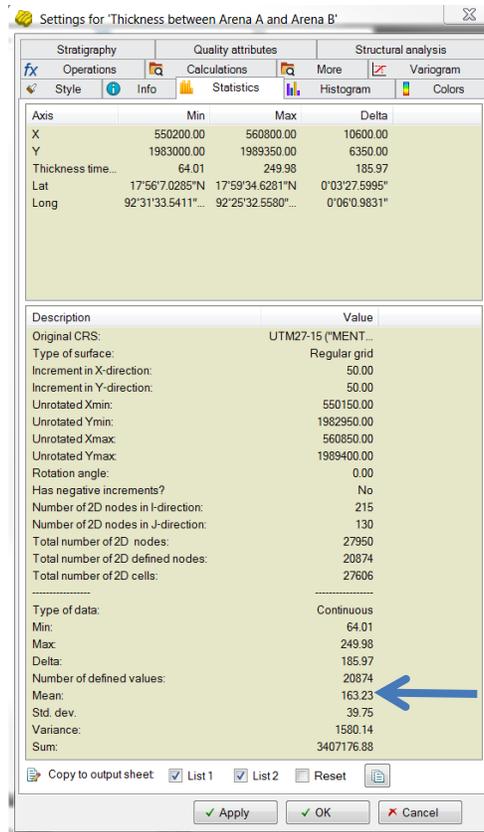


Figura 157. Cuadro de estadístico del mapa general de espesor.

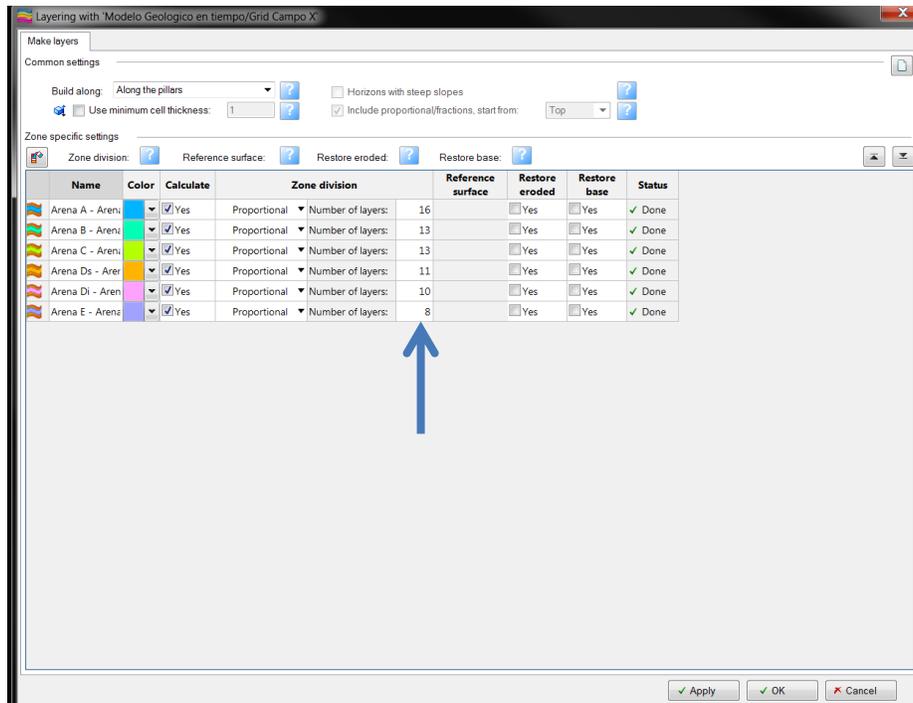


Figura 158. División de las zonas a general por número de capas.

Después de ingresar los valores de cada una de las capas, al presionar el botón “Ok”, generé una cuadrícula vertical de divisiones en la que podemos ver la distribución espacial de cada una de nuestras capas – horizontes (Figura 159).

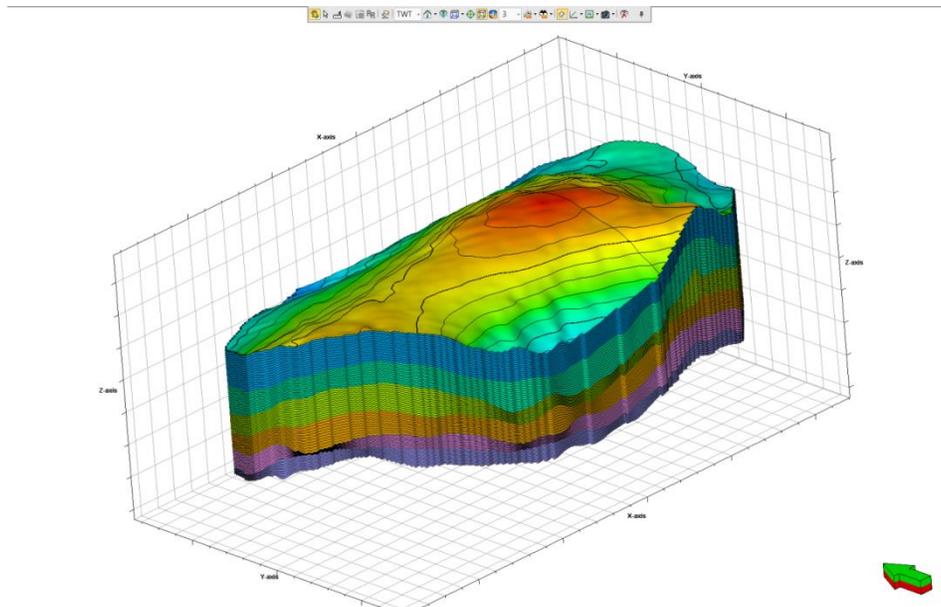


Figura 159. Visualización de capas.

4.8.2. Escalamiento de registros

Para el modelado de ciertas propiedades cada celda del modelo estructural que generé, para cada celda que contenga la trayectoria de algún pozo deberá tener un único valor por cada modelo de propiedad. La asignación de este valor proviene de un promedio hecho a partir de los valores a nivel de curva en el pozo. Existen varios métodos y consideración para promediar valores y así asignar un valor a cada celda, es decir, escalar los registros o curvas a propiedades.

En para poder modelar debemos tomar en cuenta que en cualquier clase de registro existen dos tipos de curvas, las discretas y las continuas. Un registro litológico por ejemplo es una curva discreta, lo que quiere decir que está representada por una propiedad constante en determinado intervalo y al terminar el intervalo la propiedad constante cambia para un nuevo segmento del registro, una curva de registro de porosidad es una curva continua. El escalamiento de ambas tiene el mismo principio, otorgar un valor a cada celda, creada anteriormente (*Petrel help center, 2016*).

El principio básico para convertir una curva continua en una discreta es hacer que los valores de la curva continua dentro de un solo valor serán promediados y dicho valor será otorgado a la celda completa.

Algunos de los métodos de promedio son:

- Media aritmética (*arithmetic*). Es el promedio de valores de la curva que caen dentro de la celda. Usualmente se usa para curvas continuas como porosidad, saturación, relación neto-bruto. (*Petrel help center, 2016*).
- Media armónica (*harmonic*). Es el promedio normalmente usado para curvas logarítmicas como la permeabilidad, ya que es sensitivo a valores bajos. Si la propiedad tiene una correlación lateral este promedio es ideal. (*Petrel help center, 2016*).
- Media geométrica (*Geometric*). Es un promedio para curvas de distribución logarítmica y se usa cuando no existe ninguna correlación espacial de la propiedad. (*Petrel help center, 2016*).
- RMS. Es el promedio calculado a partir de la raíz media cuadrática y hace énfasis en valores altos. (*Petrel help center, 2016*).
- Mínimo/Máximo (*Min/Max*). Asigna el valor mínimo o máximo de la curva, a la celda en cuestión. (*Petrel help center, 2016*).
- Punto medio (*Mid-Point Pick*). Asignará a la celda el valor de la curva que esté cerca del punto medio de la celda. (*Petrel help center, 2016*).
- Punto arbitrario (*Random Pick*). Asignará el valor a la celda, de un punto de la curva dentro de la celda de manera arbitraria. (*Petrel help center, 2016*).

Para el modelo de propiedades obtenidas en los pozos existente elegí las propiedades de saturación de agua (SW) y porosidad efectiva (PIGE).

Para iniciar con el escalado de los pozos se necesita ingresar al menú “*Property Modeling*”, donde se encuentra el submenú “*Upscaling Wells*”, el cual seleccioné para iniciar, (Figura 160).

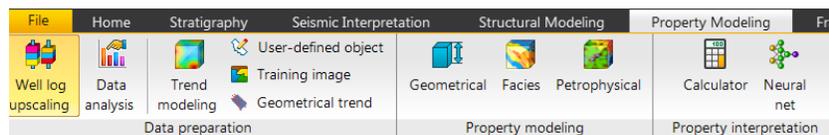


Figura 160. menú propiedades de modelado.

Las celdas cercanas a la trayectoria del pozo son afectadas por el escalamiento de la siguiente manera:

- Simple (*Simple*). Incluye a todas las celdas atravesadas por la trayectoria del pozo.
- A través de la celda (*Through cell*). Toma en cuenta a aquellas celdas donde la trayectoria del pozo surque lados opuestos de la misma. (*Petrel help center, 2016*).
- Celdas vecinas (*Neighbour cell*). Las celdas que crucen la trayectoria y que pertenezcan a la misma capa del modelo son promediadas. (*Petrel help center, 2016*).

En el escalado realizado ocupé la opción “*Through cell*”

Para este submenú existen diferentes posibles configuraciones (Figura 161):

1. Seleccioné el archivo que necesitamos escalar.
2. Seleccionamos el tipo de entrada (Registro de pozo).

3. Seleccioné el registro
4. Seleccioné método de promedio
5. Seleccioné método de muestreo
6. Si a la alguna corrección al registro pozo la escribimos
7. De lado derecho todos los pozos que contendrán escalamiento, los seleccioné del listado de los pozos cargado en "Global Well logs", por lo que los registros deben estar previamente cargados como lo revisamos en el capítulo "Registros de pozo (Pozos y registros)".

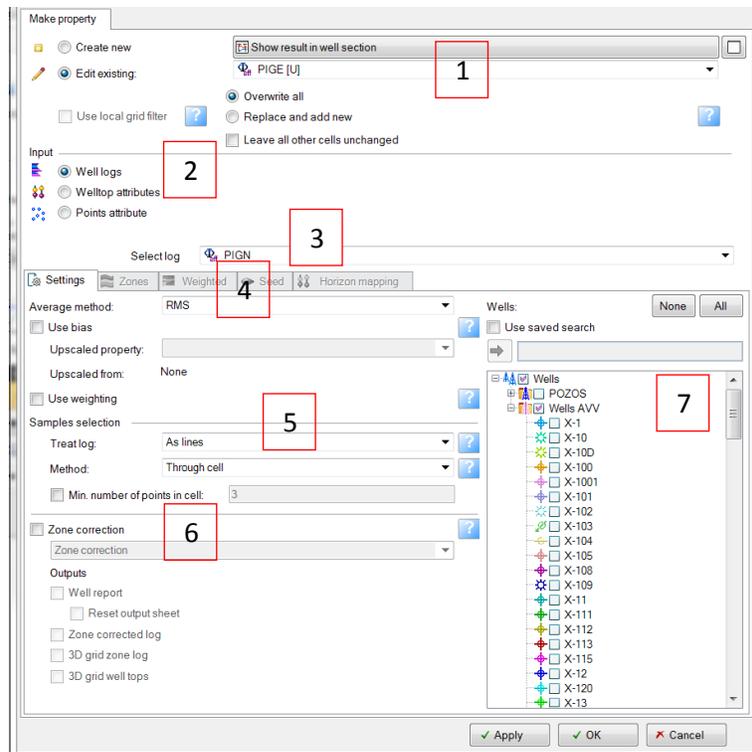


Figura 161. Selección de los pozos y registros a escalar.

Al seleccionar los registros que se escalan e ingresar los valores, obtuve un registro de comparativa en donde se pueden visualizar la diferencia entre los registros continuos (Figura 162).

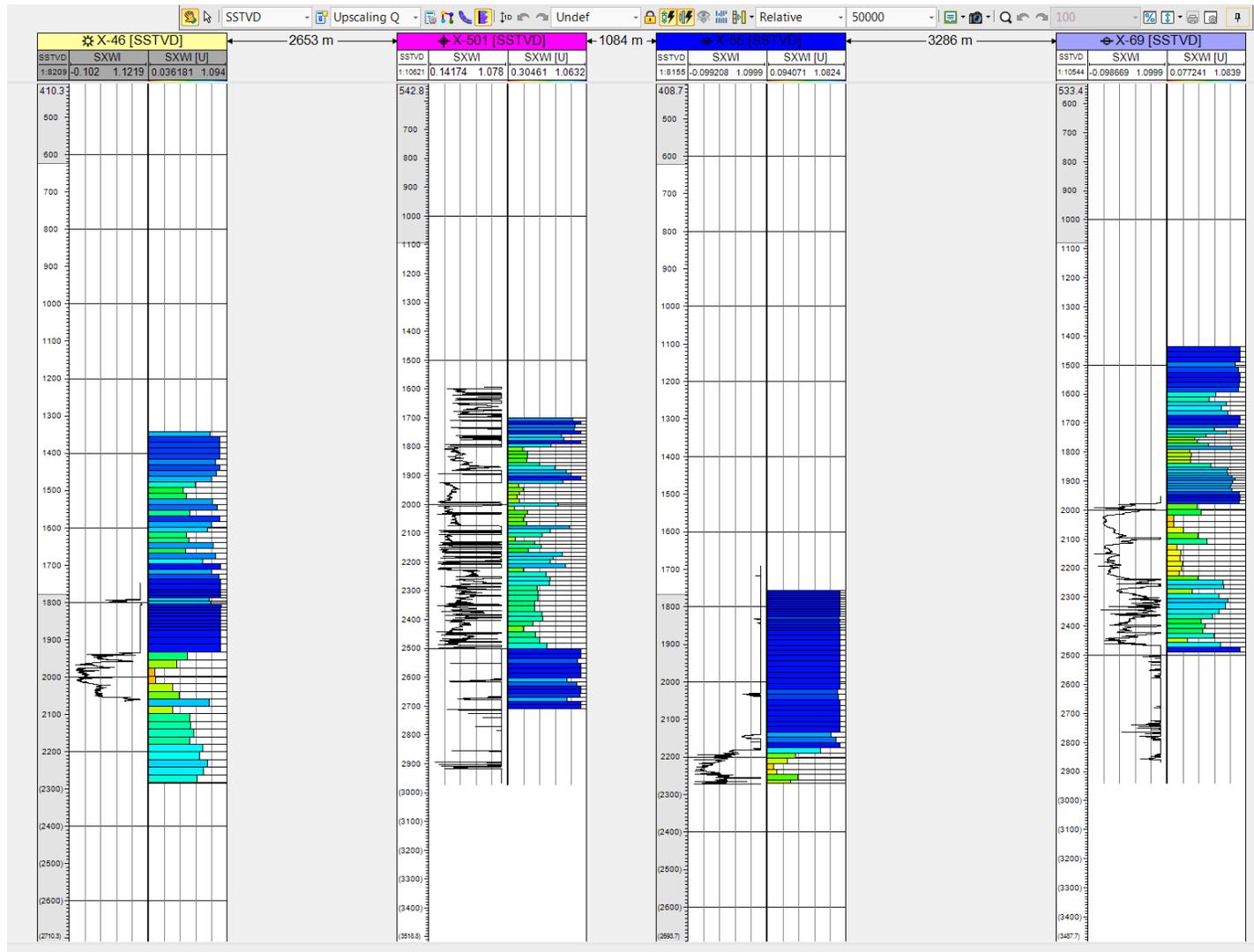


Figura 162. Visualización de los registros de pozos antes y después de escalarlos.

4.8.3. Análisis de datos

La metodología para hacer un análisis de registros de pozos previamente escalados dentro de un modelo estructural usando variogramas.

El análisis por variograma es un método usado para aprovechar y entender la variación espacial de una propiedad del yacimiento. Está basado en el principio que entre más cercanas sean las muestras de una propiedad estas son más correlacionables que a distancias lejanas, entendiendo que a partir de cierto punto se alcanza una mínima correlación y la distancia no importa. Cuando una propiedad es anisotrópica, es decir, con variaciones en todas direcciones, se tendrá que analizar varios variogramas cada una en direcciones ortogonales. El conjunto de estos variogramas definirá la variación espacial de la propiedad y se podrá usar este comportamiento para una población tridimensional de la propiedad. Este es un parámetro clave utilizado por la mayoría de los algoritmos de modelado de propiedades geoestadísticas para describir las variaciones naturales en la propiedad.

Los variogramas se deben calcular en varias direcciones diferentes, ya que los datos geológicos suelen ser anisotrópicos (al menos entre las direcciones vertical y horizontal). (*Petrel help center, 2016*).

Estos son comúnmente elegidos como las direcciones Mayor y Menor en el plano horizontal y la dirección Vertical. La dirección Mayor puede no necesariamente seguir las capas geológicas. (*Petrel help center, 2016*).

Dirección mayor

La dirección principal define la dirección donde los puntos de muestra tienen la correlación más fuerte. El ángulo de acimut de esta dirección principal se puede cambiar interactivamente editando la dirección en el cono de búsqueda. El ángulo de acimut se especifica como el ángulo en el sentido de las agujas del reloj desde el norte (en grados). (*Petrel help center, 2016*).

Dirección menor

Esta es la dirección de búsqueda menor y es perpendicular a la dirección mayor. (*Petrel help center, 2016*).

Dirección vertical

La inclinación se especifica como la inclinación (ángulo ascendente) en grados entre la dirección principal y la horizontal. (*Petrel help center, 2016*).

El procedimiento para el muestreo de datos en diferentes direcciones es aproximadamente el mismo; excepto que los variogramas de la muestra vertical siempre se calculan de forma isotrópica (es decir, no se usa la orientación).

Los valores de tipo “nugget”, “sill” y variograma serán idénticos en las tres direcciones, mientras que los rangos variarán. (*Petrel help center, 2016*).

Parámetros del variograma

Se estiman los parámetros a continuación para la manipulación de un variograma en las tres direcciones (Figura 163).

Range (rango): Describe dónde el modelo de variograma alcanza su meseta (plateau), es decir, la distancia de separación donde ya no hay ningún cambio en el grado de correlación entre pares de valores de datos. El rango es específico en cada dirección para el variograma del modelo. (Petrel help center, 2016).

Sill (umbral): La semi-varianza donde la distancia de separación es mayor que el rango (en la meseta). Describe la variación entre dos muestras no relacionadas. Los datos transformados deben tener un valor de 1 y los valores mucho más altos o más bajos que esto (por ejemplo, + -0.3) pueden indicar una tendencia espacial. El umbral de una estructura de variograma es común para todas las direcciones del modelo de variograma. (Petrel help center, 2016).

Nugget: La semi-varianza donde la distancia de separación es cero. Describe la variación a pequeña escala en los datos. A menudo, esto se identifica con mayor precisión a partir de datos verticales donde el intervalo de muestreo suele ser mucho más bajo. El nugget de un modelo de variograma es común para todas las estructuras de variogramas y todas las direcciones. (Petrel help center, 2016).

Plateau (Meseta): La parte del modelo de variograma donde un aumento en la distancia de separación ya no aumenta el valor del variograma. (Petrel help center, 2016).

Transición: Los modelos de variogramas que alcanzan una meseta se conocen como modelos de transición. Se utilizan diferentes tipos de modelos de variogramas para describir la transición, como los variogramas exponenciales, esféricos y gaussianos. (Petrel help center, 2016).

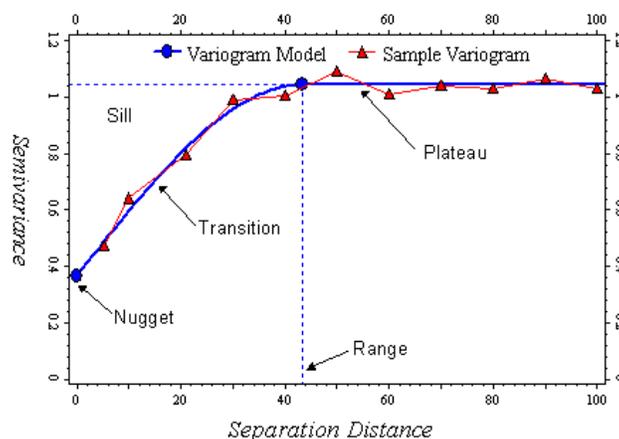


Figura 163. Parámetros del variograma.

Tipos de variogramas

Se pueden usar diferentes métodos (tipos de variogramas) al construir variogramas de muestra o mapas de variogramas.

Clásico

Esta medida se define como la mitad de la diferencia al cuadrado promedio entre los valores de datos emparejados. (*Petrel help center, 2016*).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (x_i - y_i)^2$$

Ec. 7

- (h): valor de variograma
- N (h): número de pares
- xi y yi: valor de cola y cabeza del par i

Pareado relativo

Cada par se normaliza por el promedio cuadrado de los valores de datos emparejados. Este método a veces revela una estructura espacial y una anisotropía que no se pueden detectar de otra manera. El uso de este método debe limitarse estrictamente a las variables positivas. (*Petrel help center, 2016*).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} \frac{(x_i - y_i)^2}{\left(\frac{(x_i + y_i)^2}{2}\right)}$$

Ec. 8

Logarítmico

Mediante el uso de este método, el variograma se calcula en los logaritmos naturales de las variables originales (siempre que sean positivas). (*Petrel help center, 2016*).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [\ln(x_i) - \ln(y_i)]^2$$

Ec. 9

Semimadograma

Utiliza la diferencia absoluta en lugar del cuadrado de la diferencia entre los valores de datos emparejados. Los variogramas de semimadogramas son útiles para establecer estructuras a gran

escala (rango y anisotropía). Este tipo de variograma no debe utilizarse para la estimación de nugget de variogramas. (Petrel help center, 2016).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} |x_i - y_i|$$

Ec. 10

Modelos de variogramas

Se pueden usar tres modelos diferentes al construir un modelo de variograma en el software. Todos estos son modelos de transición; es decir, todos ellos alcanzan una meseta (ver figura 164)

Esférico

Este modelo produce un comportamiento lineal a pequeñas distancias de separación (h) y alcanza el umbral en el rango efectivo (a). El rango efectivo es igual al rango real. (Petrel help center, 2016).

c = Sill - Nugget.

Si $h \leq a$

$$\gamma(h) = c \left[1.5 \frac{h}{a} - 0.5 \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right]$$

Si no

$$\gamma(h) = c$$

Ec. 11

La curva es lineal a distancias más cortas y luego hace una transición brusca a un alféizar plano.

Exponencial

Este modelo alcanza su umbral (c) asintóticamente y el rango efectivo (a) se define como la distancia a la que $(h) = 0.95c$. (Petrel help center, 2016).

c = Sill - Nugget.

$$\gamma(h) = c \left[1 - \exp\left(-\frac{3h}{a}\right) \right]$$

Ec. 12

La curva tiene un comportamiento exponencial, con una variación rápida a distancias más cortas (es decir, para pequeños retrasos la variación es rápida). Alcanza el umbral con un abordaje asintótico. (Petrel help center, 2016).

Gaussiano

Este modelo alcanza el sill (c) asintóticamente y el rango efectivo (a) se define como la distancia a la que $\gamma(h) = 0.95c$. Este modelo tiene un comportamiento parabólico cerca del origen y es el único modelo que tiene un punto de inflexión. (Petrel help center, 2016).

$c = \text{Sill} - \text{Nugget}$.

$$\gamma(h) = c \left[1 - \exp\left(-\frac{3h^2}{a^2}\right) \right]$$

Ec. 13

La curva tiene una pendiente cero cerca del origen. Para distancias de retardo más cortas, la variación es muy lenta y luego aumenta rápidamente a distancias de retardo más grandes.

El modelo de variograma gaussiano no debe usarse para variables categóricas sin usar un nugget.

Un variograma gaussiano dará una apariencia más continua dentro de distancias más cortas, mientras que el variograma exponencial dará una mayor variación dentro de distancias más cortas.

La salida de un modelo con un variograma exponencial mostrará una imagen más confusa que una salida de un modelo con un variograma gaussiano.

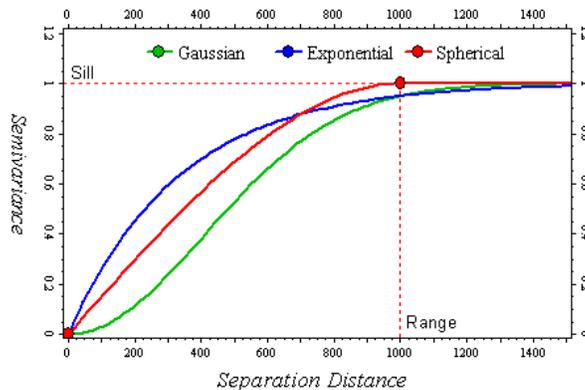


Figura 164. Comparativa en el modelo de los variogramas (Petrel help center, 2016).

Para iniciar con el análisis de los datos, conociendo la información anterior, ingresé al menú “*Propert modeling*” y seleccioné el submenú “*Data analysis*” (Figura 165).

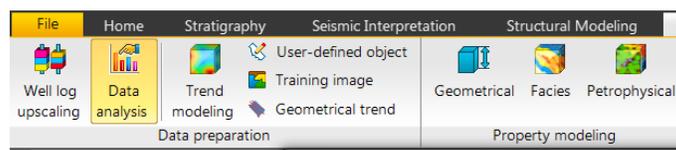


Figura 165. Ruta de acceso al “*data analysis*”.

Inmediatamente después de ingresar al menú se desplegó la ventana de análisis de datos (Figura 166):

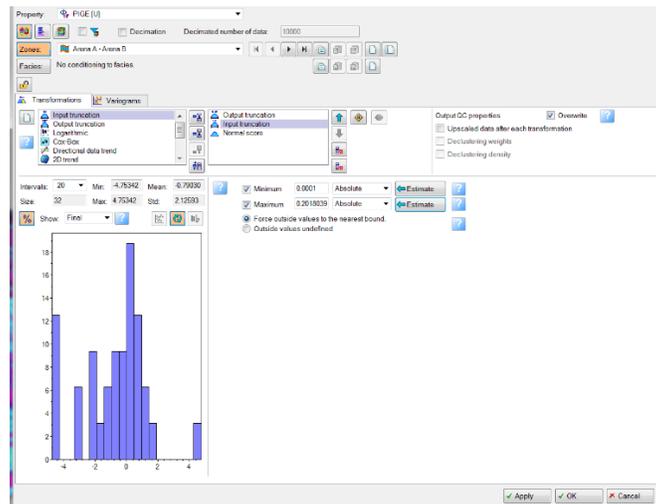


Figura 166. Generación de los datos de entrada para la transformación.

Para la primera parte del análisis de los datos elegí las siguientes opciones dentro de la pestaña “Transformations”.

1. Seleccionar el registro para analizar
2. Seleccionar la capa que se va a analizar (Ejem. Arena A –Arena B)
3. Ingresar los datos para realizar el análisis y en cuales se escribirán los resultados
4. Elegir si la escala de valores será absoluta o relativa (Absoluta recomendada) e ingresar valores máximos y mínimos (Al seleccionar se ajustan automáticamente).
5. Seleccionar número de intervalos

Una vez elegidos los parámetros de la pestaña, cambiaremos a “Variograms” en la pestaña podemos identificar alguno de los parámetros del variograma, donde:

Azimut: El ángulo de acimut define la dirección utilizada en la búsqueda de pares de muestras para la construcción de un variograma experimental direccional. El ángulo de acimut se define positivamente en el sentido de las agujas del reloj desde la dirección norte. (*Petrel help center, 2016*).

Echado (Dip): El ángulo de inclinación medido se mide entre un plano puramente horizontal y la dirección especificada. (*Petrel help center, 2016*).

Retraso (lag): Subdivisiones de la gama. (*Petrel help center, 2016*).

Número de retrasos (lag number): Combinado con la distancia de retraso, este parámetro define la extensión del cono de búsqueda. Los huecos en el histograma de pares de datos significan que no hay pares de datos para esas clases de distancia. Reducir el número de retrasos generalmente mejorará el variograma. (*Petrel help center, 2016*).

Distancia de retraso (*lag distance*): Ésta es la distancia entre cada par de puntos de datos que se incluirán en un retraso. (*Petrel help center, 2016*).

Radio de búsqueda (*search radius*): es la distancia de separación máxima utilizada en la búsqueda de pares de muestras. Se calcula multiplicando el número de retrasos por la distancia de retraso. Para la dirección vertical, si la ciclicidad es visible en el registro, el radio de búsqueda se puede configurar para que abarque 1,5 a 2 ciclos de depósito. (*Petrel help center, 2016*).

Ancho de banda (*bandwidth*): es un corte para evitar que el área de búsqueda se vuelva demasiado ancha a grandes distancias de separación. Esto es la mitad del ancho del cono de búsqueda. (*Petrel help center, 2016*).

Ángulo de tolerancia (*tolerance angle*): es el ángulo de ancho medido desde el eje principal del cono de búsqueda. Los pares de datos orientados en una dirección cercana a la especificada se tendrán en cuenta en el cálculo del variograma. Un mayor número de pares de datos puede conducir potencialmente a un variograma de muestra mejorado. (*Petrel help center, 2016*).

Tolerancia de retraso (*tolerance lag*): es el ancho de cada retraso, especificado en porcentaje de la distancia de retraso. Los datos dentro de la tolerancia de retraso se consideran pertenecientes a un retraso determinado. (*Petrel help center, 2016*).

Espesor (*thickness*): Este es el grosor vertical del cono de búsqueda para las direcciones horizontales. El espesor es la mitad de la altura del cono de búsqueda. Esto permite la restricción vertical de los datos considerados en el variograma. Este parámetro solo es válido para direcciones horizontales. (*Petrel help center, 2016*).

La parte superior del análisis de los datos por variogramas que es donde se incluyen los parámetros descritos anteriormente, se autocompleta al momento de elegir la dirección de los datos, aunque los parámetros pueden variarse, generalmente la configuración estándar funciona para una primera prueba general, razón por la cual los dejaremos constantes.

En la segunda parte de la pestaña podremos elegir, primero el tipo de modelo para el variograma (esférico, Gaussiano o exponencial). El software permite la selección dinámica de los otros parámetros (*Sill, minor direction y major direction*), de acuerdo al ajuste manual de la curva que modela (curva azul) y la curva muestreada (Curva gris), en un ajuste casi perfecto de los datos solo podemos visualizar una de las curvas.

En la tercera parte de la pestaña tenemos el ajuste manual descrito anteriormente, donde podemos observar la forma del variograma, la curva que se ajusta de la muestreada a la modelada y los rangos de datos presentes en cada una de las direcciones (*Minor, major, vertical*), como podremos suponer, los registros de pozos escalados tienen una mayor contribución vertical de los valores, por la naturaleza misma de venir de un pozo, razón por la cual la cantidad de datos en esa dirección es mayor.

Es importante mencionar que para cada una de las zonas tuvieron que calcularse sus transformaciones (Figura 166), y cada una de las direcciones del variograma.

Lo anterior se conforma en un menú que se presentan en las figuras a continuación, donde se hace el análisis de datos para las direcciones “*vertical*” (Figura 167), “*major*” (Figura 168) y “*minor*” (Figura 169), en donde también se modifican los parámetros mostrados en esta sección que hace referencia a la modificación del espacio para incluir a los datos dentro de un variograma. Se debe tener en cuenta que el análisis se realiza por cada uno de los pozos y cada registro, obteniendo así el patrón de distribución para el modelo.

Vertical Direction

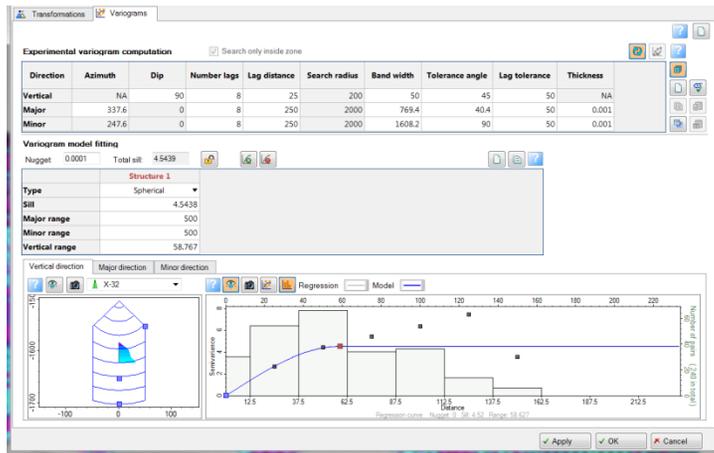


Figura 167. Análisis de variogramas en la dirección vertical.

Major direction

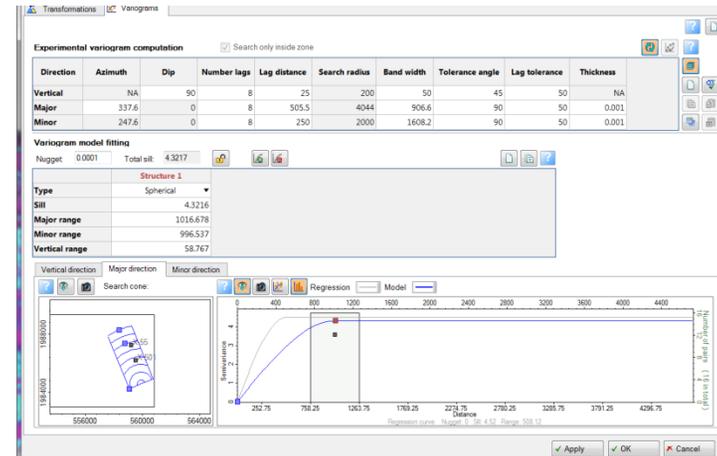


Figura 168. Análisis de variogramas en la dirección mayor.

Minor Direction

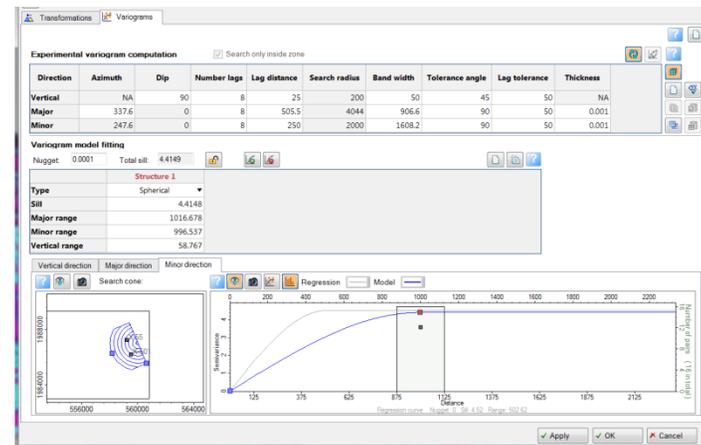


Figura 169. Análisis de Variogramas en la dirección menor.

4.8.4. Distribución de propiedades petrofísicas

Para poblar el modelo petrofísico con base en las propiedades antes calculadas con los variogramas y el escalado de los pozos fue importante definir los parámetros de simulación que se llevan a cabo para esparcir las propiedades por toda el área seleccionada.

Los métodos de simulación secuencial gaussiana son métodos estocásticos de interpolación basado en Kriging. Puede respetar datos de entrada, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias. Durante la simulación, se generaron mediante la función aleatoria máximos y mínimos locales entre las ubicaciones de los datos de entrada que respetan el variograma. Las posiciones de estos máximos y mínimos fueron determinadas mediante un número aleatorio. En ausencia de otra información, la distribución de entrada fue computada por los datos de entrada. En este caso, el resultado no dio valores por encima del máximo o por debajo del mínimo de los datos de entrada. (*Petrel help center, 2016*).

El algoritmo usado fue “*Gaussian Random Function Simulation*”, el cual tiene las siguientes características.

- Es típicamente más rápido que “*Secuential Gaussian Simulation*”
- No es un algoritmo secuencial.
- Ha sido paralelizado
- Tiene una opción de co-simulación de ubicación rápida

La simulación de función aleatoria gaussiana respeta los datos de los pozos, las distribuciones de entrada, los variogramas y las tendencias.

Para iniciar el proceso de población del modelo entré al menú “*Property modeling*”, posterior a esto ingresé al submenú “*Petrophysical*” (Figura 170).

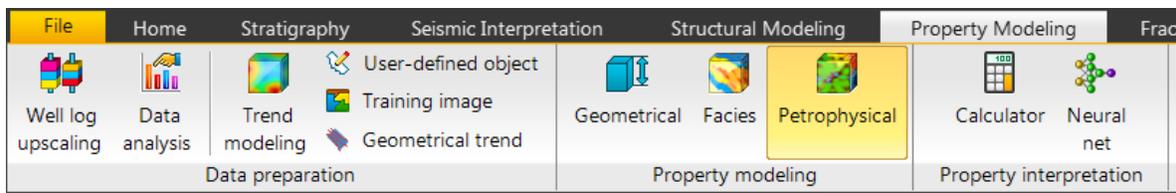


Figura 170. Acceso al submenú *Petrophysical*.

La descripción de los elementos para obtener el modelo de porosidad efectiva (PIGE), (Figura 171):

1. Selección del registro con el que poblaremos el modelo.
2. Elección de la zona a poblar
3. Selección de los valores de variogramas
4. Elección de del algoritmo de simulación para poblar el modelo.
5. Corroborar los datos obtenidos de variogramas (*Sill y Nugget*)

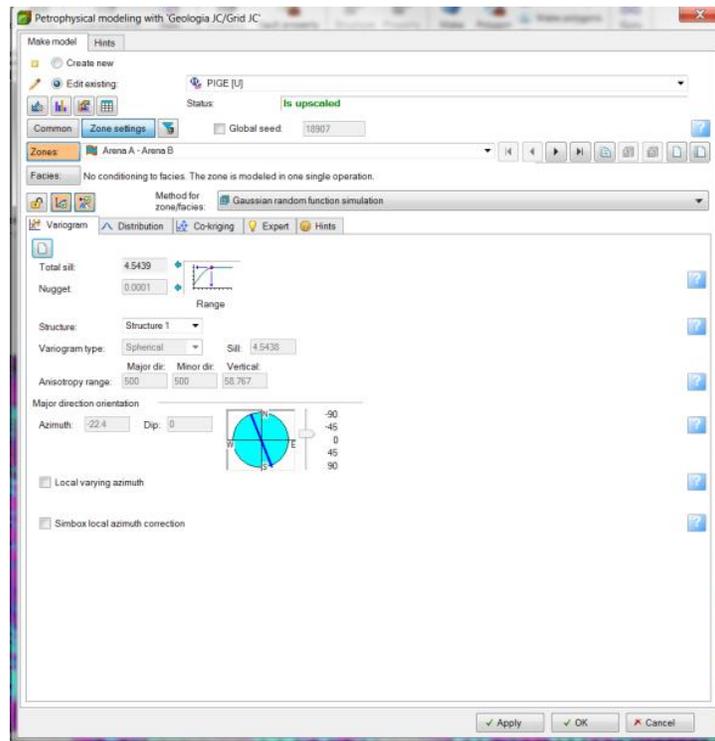


Figura 171. Dispersión de propiedades escaladas en pozo por todo el modelo para la porosidad Efectiva.

Generé el mismo modelo para los dos registros escalados y se creó la misma cantidad de modelos petrofísicos, este último para saturación de agua (S_w), (Figura 172).

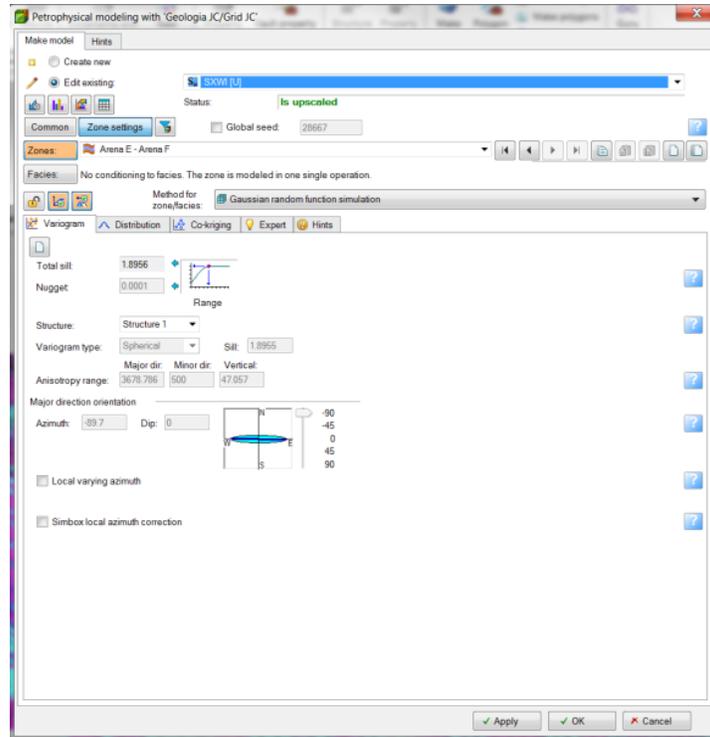


Figura 172. Dispersión de propiedades escaladas en pozo por todo el modelo para la saturación de agua.

Para que un apoyo visual más efectivo, realicé el cálculo de un parámetro nuevo usando la herramienta "Calculations" de petrel, donde calculé valores con base en funciones lógicas aplicando transformaciones a los valores antes calculados.

Se hizo el cálculo de un N/G, con los valores de registro ya calculados usando únicamente los valores de Porosidad (PIGE) y Saturación de agua (S_w). La meta del cálculo del N/G fue eliminar las regiones rocosas sin posibilidad de recuperación y de esos mismos cálculos proponer nuevas locaciones y proveer una base solida para la descripción tridimensional del yacimiento y hacer un análisis cuantitativo de hidrocarburos presentes.

Para el análisis ingresé que el valor mínimo de porosidad aceptado en el modelo fuera de 5% y que la saturación de agua fuera igual o menor del 60% del espacio poroso, valores que son exigentes para la discriminación de propiedades y a su vez son similares a los que tienen las partes más productivas del campo (Figura 173).

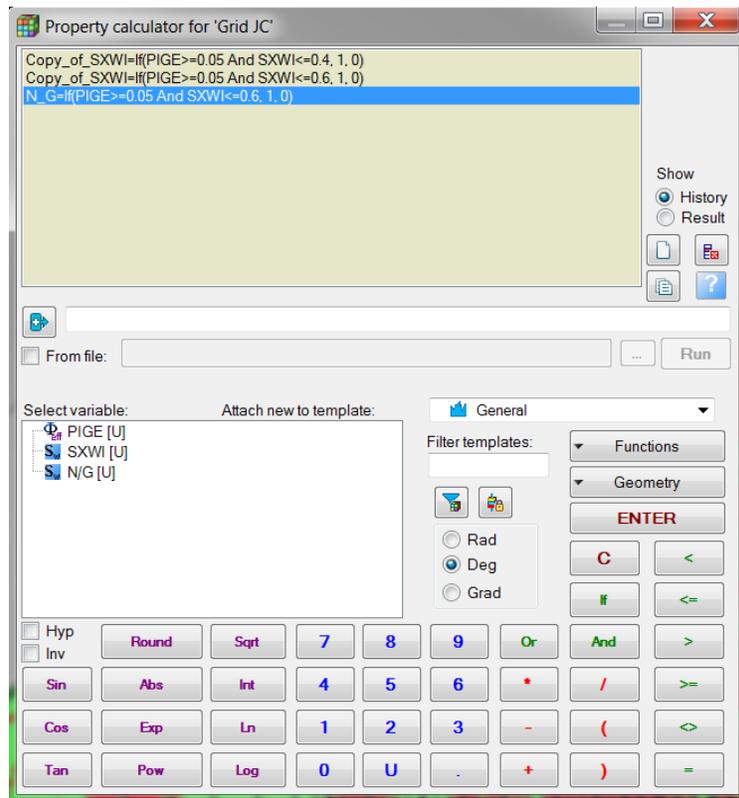


Figura 173. Calculo del N/G para general modelo tridimensional de posibles localizaciones.

5. Resultados

El proceso de caracterización de yacimientos tuvo como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información útil. En esta ocasión los modelos que construí están basados en el escalamiento de pozos con propiedades petrofísicas, y ayudado con el análisis de variogramas en distintas direcciones podemos hacer la estimación con el poblado del modelo.

5.1. Porosidad

La primera propiedad modelada, la porosidad efectiva, es el volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un

yacimiento. La porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla u otros granos.

Se observa en la Figura 174, la cual es el resultado del modelado de curvas de porosidad efectiva, que existen zonas en donde los poros de la formación están mejor conectados y por lo tanto es viable la movilidad de los fluidos a lo largo de la roca. A continuación, una vista con dirección Sur – norte, donde identifiqué zonas de interés. La cima del modelo corresponde a la Arena A y la base a la arena F.

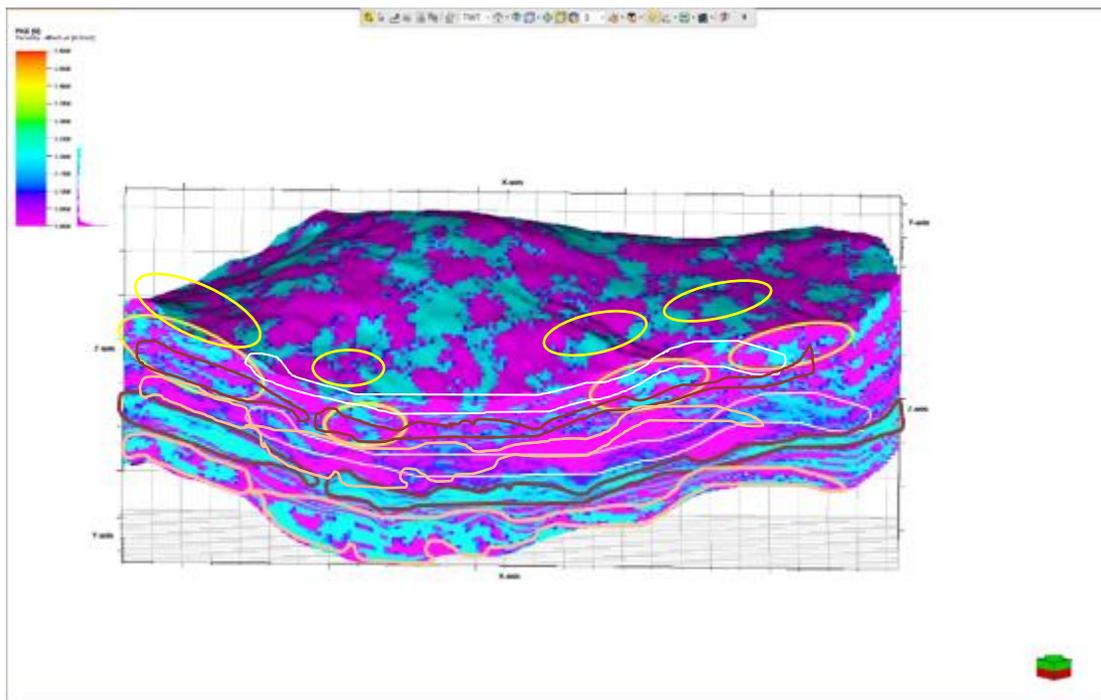


Figura 174. Visualización del modelo de Porosidad efectiva (PIGE) vista en dirección S-N.

En la zona superior de la Figura existe una tendencia con valores de porosidad altos, sobre todo en algunas zonas puntuales de lo que en profundidad ocuparían la arena A y B (amarillo). Para los valores de la Arena C (blanco), encontré valores que se posicionan alrededor de 0.1 de porosidad, pero tienen extensiones horizontales más continuas que los que están encima. Podemos apreciar también que los valores más altos y continuos corresponden a la Arena Ds (rojo), la cual de hecho es la que tiene la mayor distribución geográfica en el modelo y los valores de porosidad rondan 0.15, para las Arenas E y F, el modelo presenta mayor irresolución pues para estas profundidades la cantidad de pozos evaluados es menor, por lo tanto la función de simulación para poblar el modelo toma valores más grandes los cuales disminuyen el error pero también aumentan la incertidumbre (Figura 175).

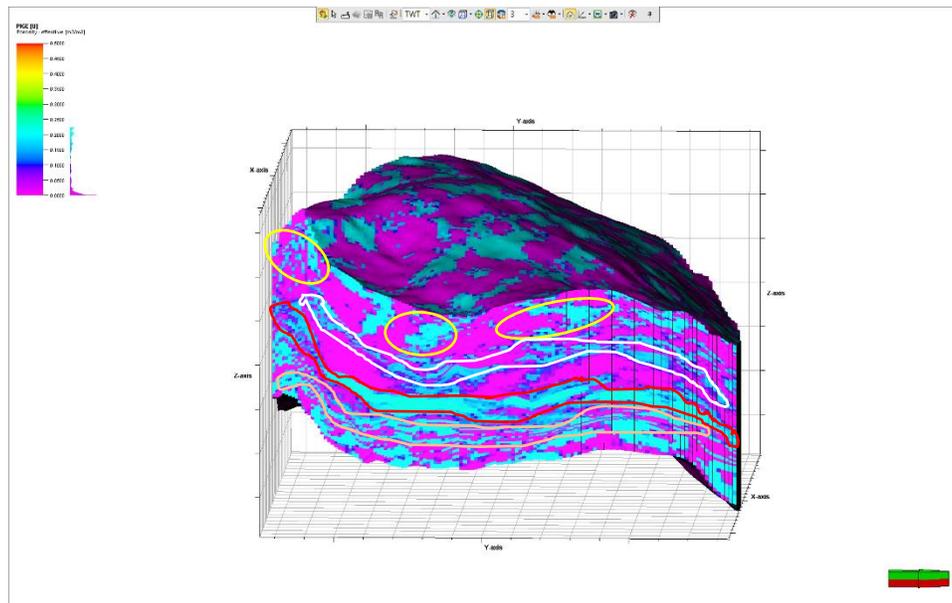


Figura 175. Visualización del modelo de Porosidad efectiva (PIGE) vista en dirección E-W.

En la imagen en planta se plantea el cálculo de los valores de porosidad efectiva en la zona donde ocurren los máximos inferidos, los cuales están cercanos a la arena Ds (Figura 176).

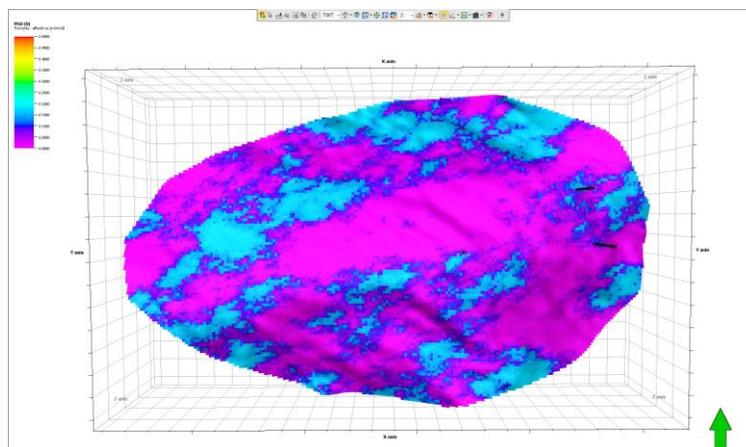


Figura 176. Visualización del modelo de Porosidad Efectiva (PIGE) vista de planta sobre la superficie Ds.

5.2. Saturación de agua

La saturación de agua, la cual se entiende como la fracción de agua de un espacio poroso. Se expresa en volumen/volumen, porcentaje o unidades de saturación. A menos que se indique otra cosa, la saturación de agua es la fracción del agua de la formación en la zona no perturbada.

Los resultados a analizar en este modelo son diferentes en comparativa con el modelo de porosidad debido a que los valores de saturación se encuentran dentro del volumen de poro. Se presenta una notable continuidad en los valores en semejanza con el modelo PIGE, esto es producto del escalado de los registros, ya que para S_w utilicé un algoritmo RMS para la descomposición de los valores continuos. El

análisis aquí se realizó con bastante más cuidado pues un valor alto de la saturación de agua dentro de un volumen poroso estaría indicando un factor de ocurrencia de hidrocarburo.

La figura 177, muestra las zonas con valores mínimos de saturación lo, dentro de una ventana de visualización tridimensional.

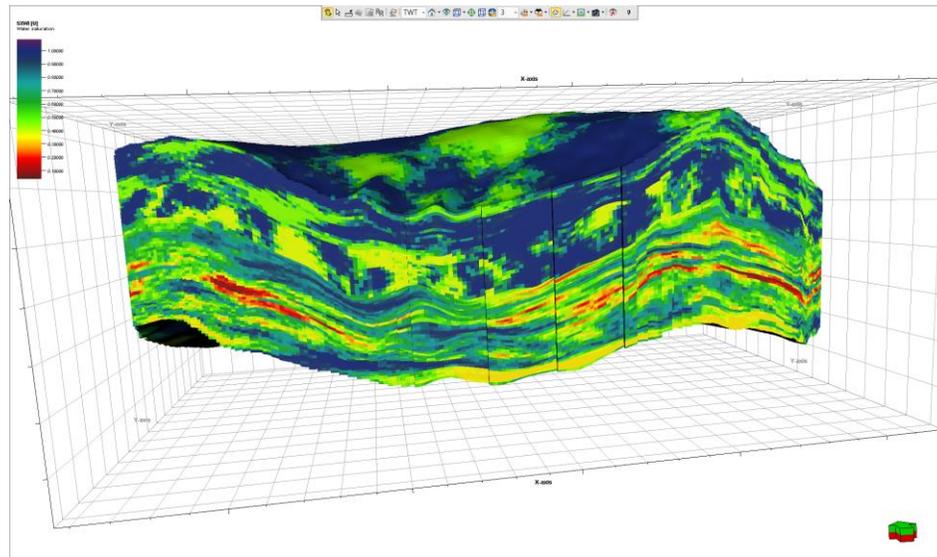


Figura 177. Visualización del modelo de Saturación de agua (S_w) vista en dirección S-N.

Se observan zonas con baja saturación, pero sin continuidad, es necesario el análisis lógico para clasificar las áreas con saturaciones bajas dentro de áreas de porosidad elevada.

Al seleccionar las superficies a las que pertenecen los sistemas de saturación similares, tenemos que el sistema atañe a las superficies A y B, siendo el límite con la superficie C la base, gracias al análisis petrofísico previo se sabe que esta superficie es la que cuenta con mayor cantidad de agua en el volumen poroso. La segunda zona pertenece a la Arena Ds, pues de los análisis previos sabemos que además de contar con zonas limpias de arcillas, tiene una buena porosidad, lo cual cuadra con el modelo de producción histórico pues en estas arenas se recuperó el mayor volumen de gas y aceite. La tercera zona hace referencia al volumen de roca entre las superficies Di y F, donde localicé valores interesantes de saturación que necesitamos comparar con los valores de porosidad para encontrar zonas con carácter explotable (Figura 178).

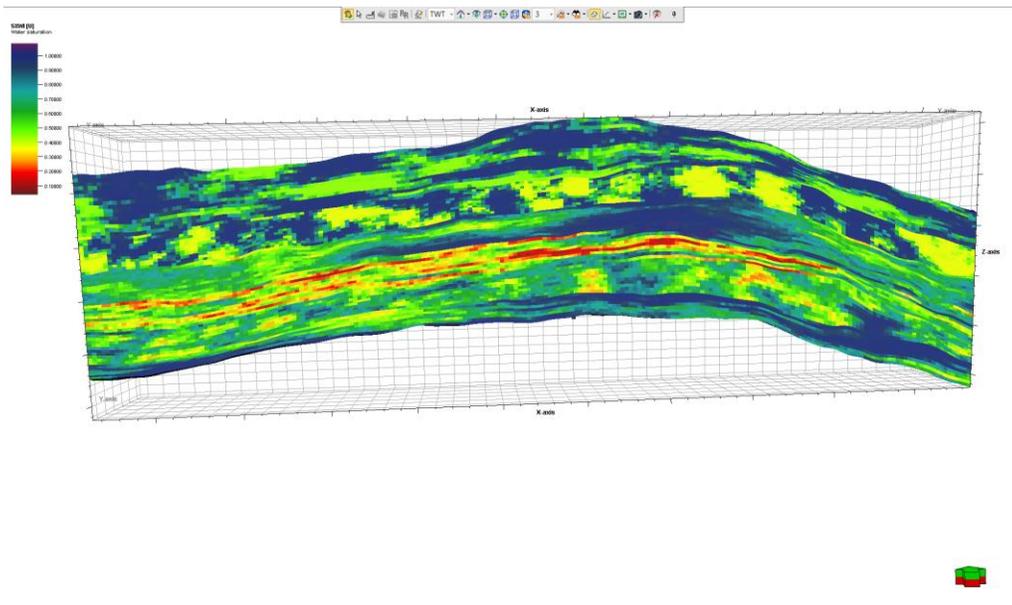


Figura 178. Visualización del modelo de Saturación de agua (Sw) vista en dirección E-W.

La Figura 179 tiene como finalidad mostrar una imagen en planta de la distribución de la saturación de agua a nivel de la arena Ds, donde se encuentran los valores más bajos, como indicadores indirectos de hidrocarburos, se observan patrones parecidos a los obtenidos con los atributos de impedancia acústica relativa.

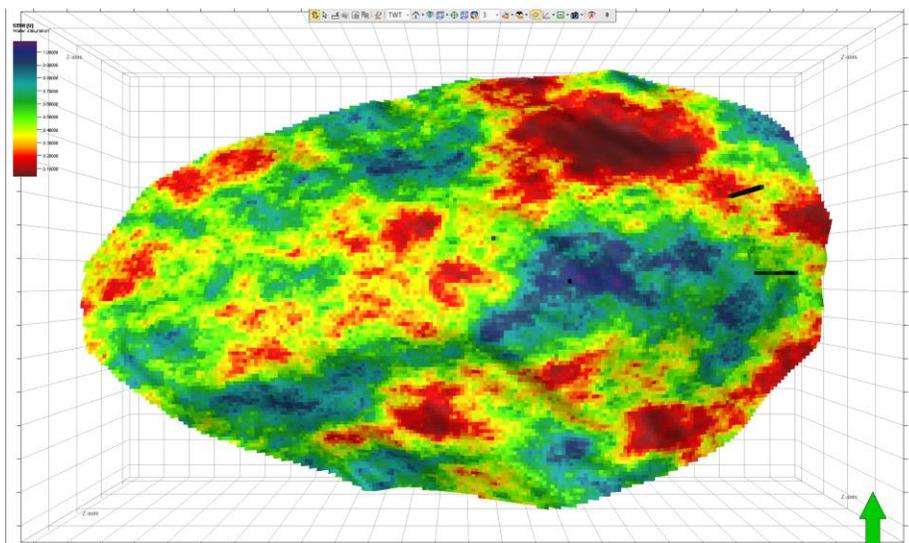


Figura 179. Visualización del modelo de Saturación de agua (Sw) vista de planta en dirección S-N.

5.3. Pruebas lógicas en el modelo

Para la identificación de oportunidades con base en la selección de los parámetros construidos con los pozos y el análisis de datos geoestadísticos fundamentados en variogramas hacer la correcta interpretación de los valores previamente calculado es uno de los pasos con mayor relevancia, de llevarse

a cabo correctamente obtendremos zonas de potencial importante para la recuperación de aceite y gas, para este punto hice uso de la herramienta “Calculations”, la cual computó valores con base en funciones lógicas aplicando transformaciones a los valores antes calculados. Para los valores de corte se usaron los siguientes valores:

- Saturación de agua (S_w) < 60%

Valores promedios de producción en el campo

- Porosidad Efectiva (PIGE) \geq 5% del volumen rocoso

Volumen mínimo de interés en el yacimiento, propuesto de acuerdo a la media del campo en la cuenca de Macuspana.

Los valores que cumplan únicamente los dos estatutos, se les asignó valores de 1 (verde), si es positivo o 0 (rojo), si es negativo.

Los resultados fueron trasladados a una malla similar al que se le atribuyeron las primeras dos propiedades. De manera similar al modelo de porosidad, el modelo N/G, está integrado por varios posibles yacimientos en los que se destacan los que pertenecer a las arenas C, Ds y Di de menor manera (Figura 180).

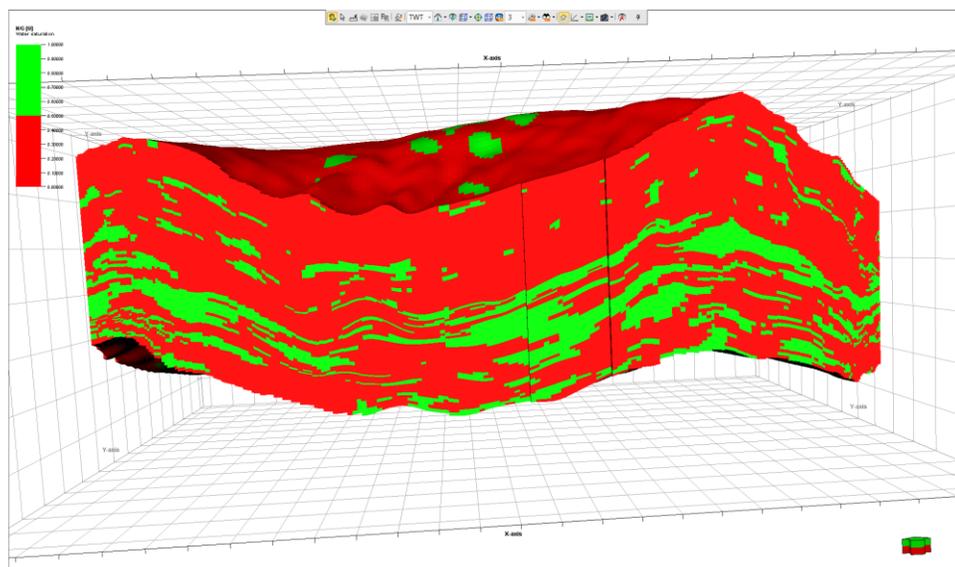


Figura 180. Visualización del modelo de N/G vista en dirección S-N.

Para ilustrar los resultados proponemos dos cortes al modelo donde se muestran las áreas de interés. Estas son potenciales rocas almacenadoras por los valores de porosidad que arrojan, aunado a los valores bajos de saturación de agua. El ambiente de depósito es imprescindible para la interpretación pues

proporciona una imagen de si el intervalo del yacimiento es rico en arena o rico en lutitas escala de unos pocos centímetros a unos pocos pies, los intervalos de mala calidad de la roca, si contienen hidrocarburos, probablemente contribuyan a la producción.

Al realizar el análisis de las zonas con oportunidades, claramente fue posible asociar con las superficies delimitadas durante la interpretación y generar una comparación con el modelo geológico presentado al principio del informe, en donde las zonas de mayor porosidad asociadas a las arenas Ds y Di, los valores de saturación de agua como indica el modelo petrofísico están asociados a la arena C, la cual no apreciamos en el modelo de corte debido a que la muestra presenta valores de la saturación de agua mayores a 60% del volumen poroso.

Apreciamos la zona superior en el modelo como un volumen correlacionable con las superficies A y B, donde si bien es cierto no hay un exceso en la continuidad de las zonas potenciales marcadas con verde, existe gran cantidad de posibles yacimientos.

Para el volumen marcado debajo de A y B, encontramos el volumen C, el cual no presenta valores de cierre tan altos pero los valores de Sw y PIGE, son mucho más continuos y consistentes. Para las superficies Ds y Di, tenemos los valores más sobresalientes de todo el modelo, con grandes espesores y continuidad durante todo el volumen marcado, se observan discontinuidades en dirección horizontal donde la posibilidad de entrapamiento existe, además los valores tienden a variar verticalmente accionando un sello.

Por último, los valores en la zona inferior tienen correlación con el volumen atrapado entre las extensiones E y F, los cuales presentan algunas zonas aisladas con potencial almacenador, sin embargo, solo se aprecia el volumen de la arena E, pues la base del modelo es F (Figura 181).

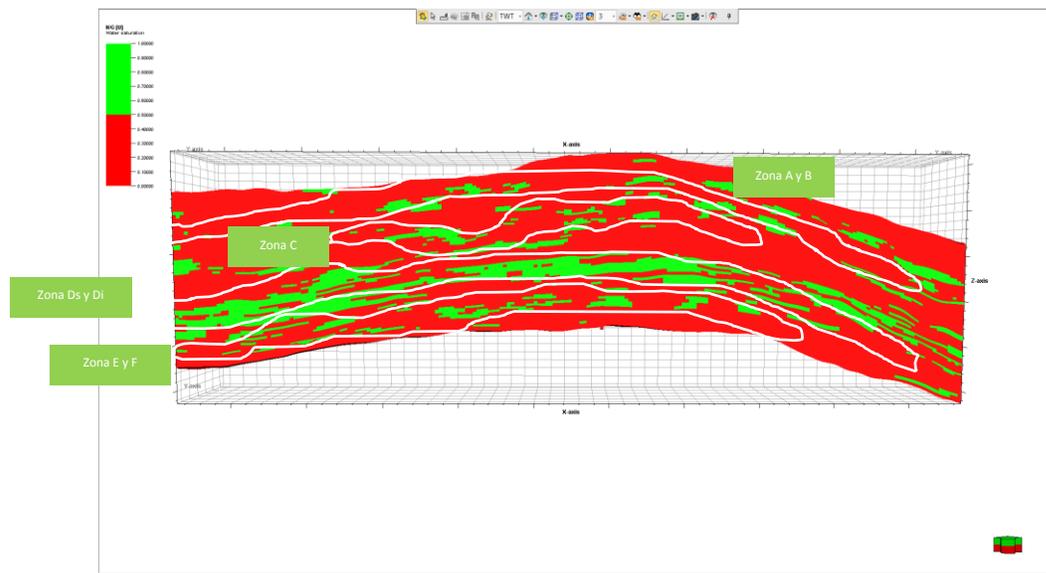


Figura 181. Visualización del modelo de N/G vista en dirección N-S.

Al analizar también las zonas potenciales desde la vista E-W, donde se comprueba la continuidad del volumen calculado como potencial productor en las zonas A y B, C, Ds y Di y E y F (Figura 181).

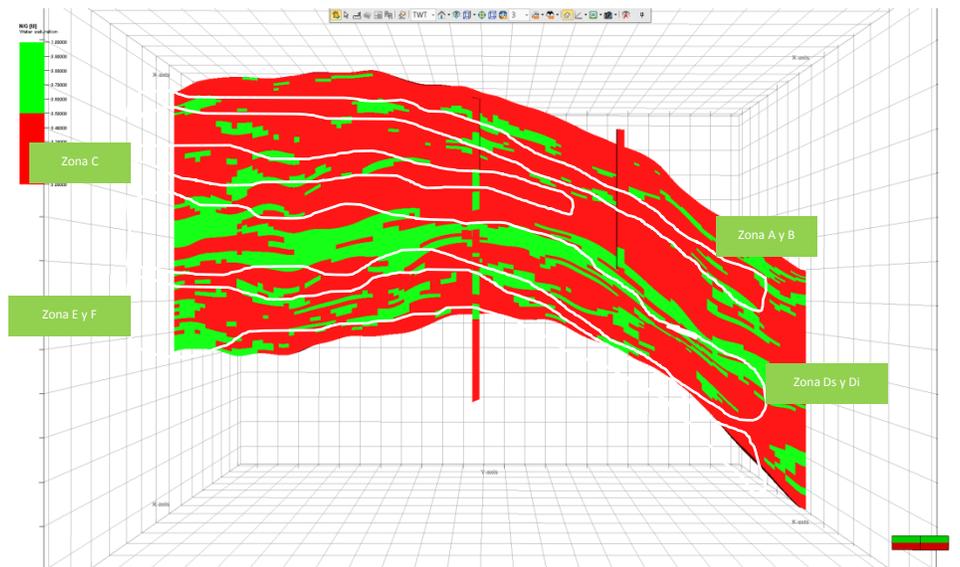


Figura 182. Visualización del modelo N/G en dirección E-W.

5.3.1. Extracción de superficies al modelo.

Para visualizar de mejor manera cada una de las oportunidades en el campo, realicé la extracción de las superficies interpretadas en capítulos previos al volumen calculado mediante el análisis de variogramas con valores de pozo. Los límites de este informe se alcanzan cuando se propone las zonas donde las propiedades petrofísicas, la interpretación sísmica y el modelado matemático convergen. Para cada una

de las superficies, las regiones verdes representan puntos donde la saturación y porosidad son indicadores positivos y las regiones rojas no representarían un potencial yacimiento.

5.3.1.1. **Arena A** (Figura 183):

Existen regiones positivas en la parte central a lo largo de la dirección E-W, lo cual es correlacionable con el atributo RMS (Figura 109), extraído previamente. También se observan en los altos estructurales de la porción sur y sureste, esta localización resulta interesante ya que la arena A no cuenta con pozos desarrollados en esa zona. Se presentan también localizaciones en la parte NE, la cual se encuentra en un bajo estructural, pero es la zona con mayor fallamiento dentro de las superficies, razón por la cual no se puede descartar. Históricamente, este es un cuerpo arenoso con poca producción, sin embargo, el modelo muestra pequeñas áreas de oportunidad.

5.3.1.2. **Arena B** (Figura 184)

La arena B es notablemente la superficie que menos oportunidades presenta, sin embargo, parece contener un alineamiento en los puntos que el modelo prescribe en dirección NW-SE. Si se desea realizar la búsqueda de un prospecto en esta superficie, se debe culminar el modelado estructural para reconocer el sistema de fallas y fracturas que van a través de ella y delimitar el posible entrapamiento. De la previa descripción petrofísica sabemos que existe conexión entre las superficies A y B, por lo que es necesario encontrar el contacto agua –gas.

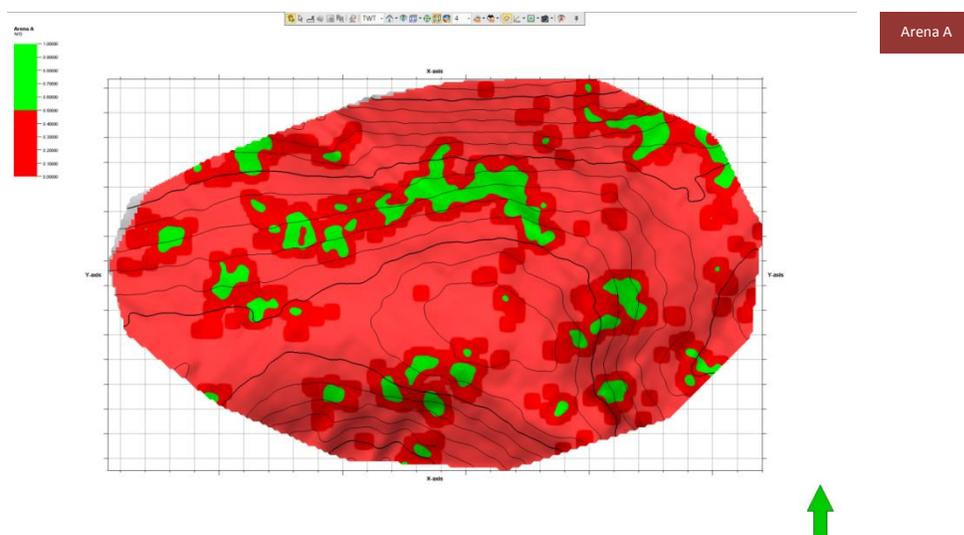


Figura 183. Extracción del modelo N/G para la Arena A.

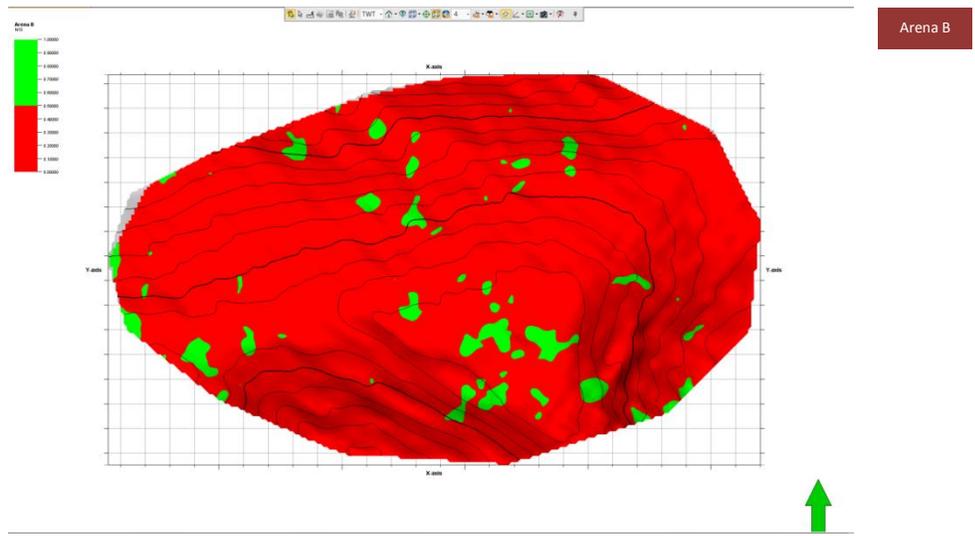


Figura 184. Extracción del modelo N/G para la Arena B.

5.3.1.3. **Arena C** (Figura 185)

Esta superficie presenta resultados controversiales, el modelo sugiere que no cuenta con las propiedades suficientes para tener recursos recuperables en la zona central, sin embargo, al noroeste de la superficie resultan positivas las regiones en bajos estructurales. Tanto como la superficie B, es necesario el análisis de estos resultados en comparativa con el marco estructural para hallar regímenes donde exista entrapamiento. Concurren pequeñas localizaciones perpendiculares al eje de la estructura las cuales pueden correlacionarse con el atributo *Flatness* y envolvente (ver figuras 117 - 118), los cuales nos hablarían del aumento de la porosidad por el fallamiento.

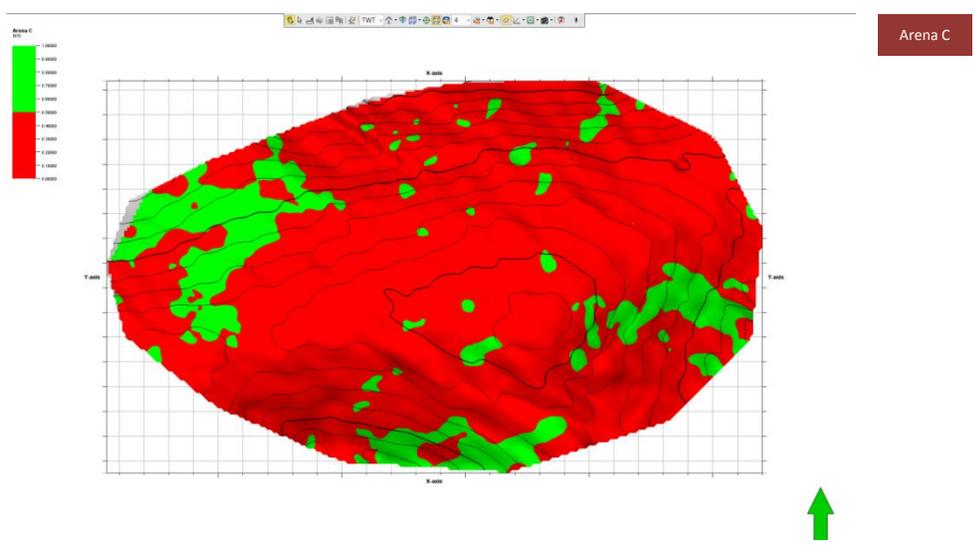


Figura 185. Extracción del modelo N/G para la Arena C.

5.3.1.4. Arena Ds (Figura 186)

La arena Ds es la superficie que tiene mayor superficie de localizaciones positivas, es también la más importante respecto a la producción de gas en todo el campo, se encuentra el mayor número de pozos con este objetivo, se consideran como arenas limpias (baja arcillosidad) las que integran esta parte de la formación, razón por la cual la porosidad efectiva tiene los valores más altos en todo el modelo (Figura 176). Se observa continuidad entre las regiones NE y NW en las superficies, salvo por un espacio negativo al N. La parte central de la estructura tiene valores negativos, en donde también están presentes las fallas regionales. En la región centro sur, existe otra zona de continuidad importante. Contrarrestan las zonas de interés con los sitios ya perforados, pues no se relacionan entonces es necesario analizar los pozos perforados a este nivel examinar su productividad.

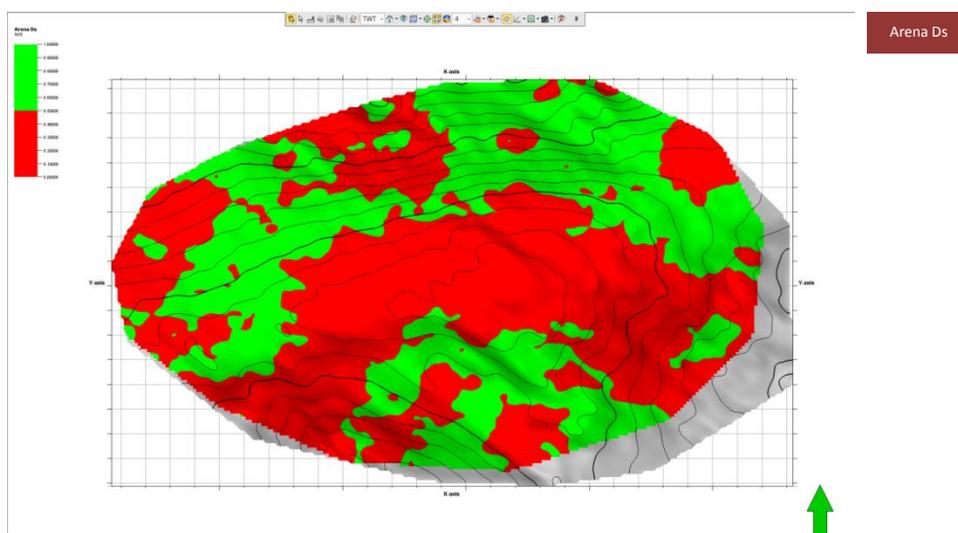


Figura 186. Extracción del modelo N/G para la Arena Ds.

También se intuye la correlación con los atributos RMS y RAI, donde observamos que los valores interesantes están incluidos en esta zona (Figuras 127 y 128)

5.3.1.5. Arena Di (Figura 187)

La arena Di, es una superficie mucho más pequeña en comparativa con la Arena Ds, que la sobreyace. Prestando atención a la cantidad de localizaciones positivas que se muestran al extraer la superficie, existe una zona muy continua en la parte norte con una orientación E-W, la cual tiene como alto estructural la parte W. La producción histórica en esta área se agrupa en la parte Este, donde se encuentra positivos, a un costado de estos se encuentra un alineamiento también con dirección E-W, que se une con la zona de continuidad norte, lo que da un indicio de que la arena contiene valores altos de porosidad efectiva. Por ultimo al sur se encentra una franja positiva que se extiende en el alto estructural.

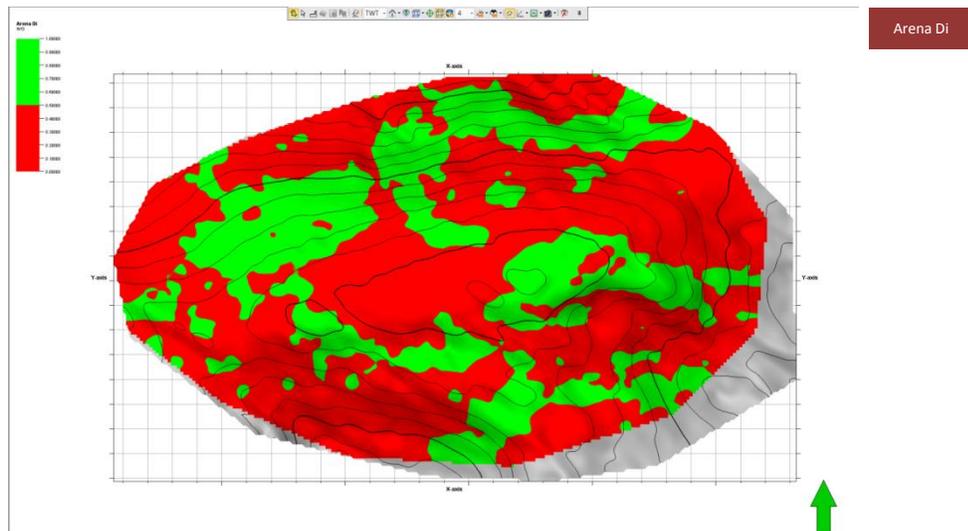


Figura 187. Extracción del modelo N/G para la Arena Di.

5.3.1.6. Arena E (Figura 188)

Arena E

Anteriormente en este informe, trabajé en el cálculo de los atributos sísmicos y la respectiva extracción de estos a la superficie, en ese apartado la arena E fue a mi parecer la que tenía mayores posibilidades de generar nuevos prospectos para el campo, por la gran energía que se apreciaba y la respuesta obtenida por el atributo RMS, por la interpretación estructural asociada y porque era junto con la arena F, la menos explotada. Uno de los problemas asociados al cálculo del modelo es la cantidad de pozos con datos deseables era el análisis, a las profundidades de la superficie E los valores interpretados eran menores y dependía en mucho del estudio geoestadístico realizado, sin embargo, la arena E se ha comportado como una superficie con muchas oportunidades, aunque no es la que mayor área de oportunidad calcula, tiene una interesante distribución de las localizaciones. Podemos seguir un patrón E-W, observamos una correlación con las áreas de Envoltente y RMS (Figura 137 y Figura 139). La perforación de pozos se ha realizado únicamente en la zona central, en el modelo podemos encontrar regiones positivas en la centro-periferia con una dirección preferente al lado SW.

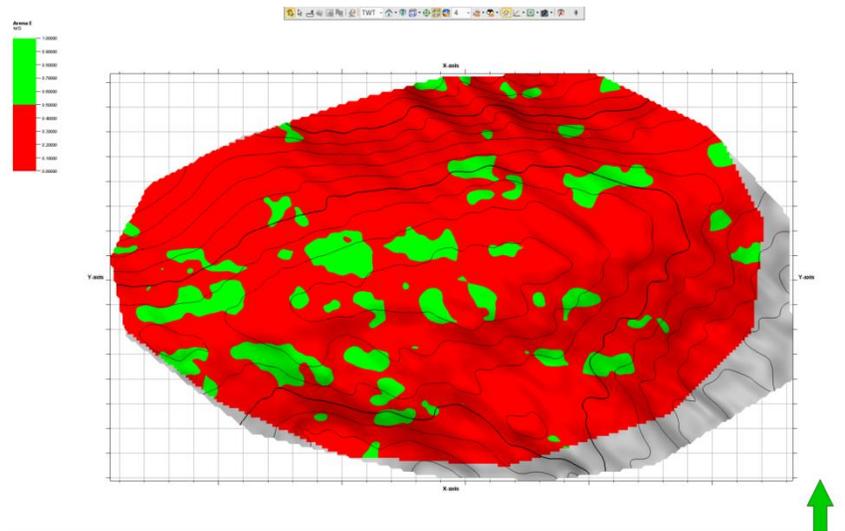


Figura 188. Extracción del modelo N/G para la Arena E.

5.3.1.7. Arena F (Figura 189)

La cual junto con la Arena E tienen una menor cantidad de pozos, sin embargo muestra un comportamiento interesante tanto en los atributos (véase Arena F) como en el modelo. La extracción muestra valores de regiones positivas en la parte central sobre el eje de la estructura en dirección E-W, comportamiento correlacionable con el del atributo RMS. Sobresale la parte sur de la estructura, es donde se obtienen valores positivos en porciones de área mucho más grandes, las cuales además se encuentran en altos estructurales, tienen poca o nula exploración por medios de perforación, sin embargo, esta zona es incierta, el modelo petrofísico previo muestra que no está comprobada la existencia de la arena en esa zona, pero se infiere en base a que la reflexión sísmica del marcado es continua. Existen puntos centrales donde ya se ha producido hidrocarburo, sin embargo, de comprobarse estaríamos en la posibilidad de aumentar la producción a este nivel.

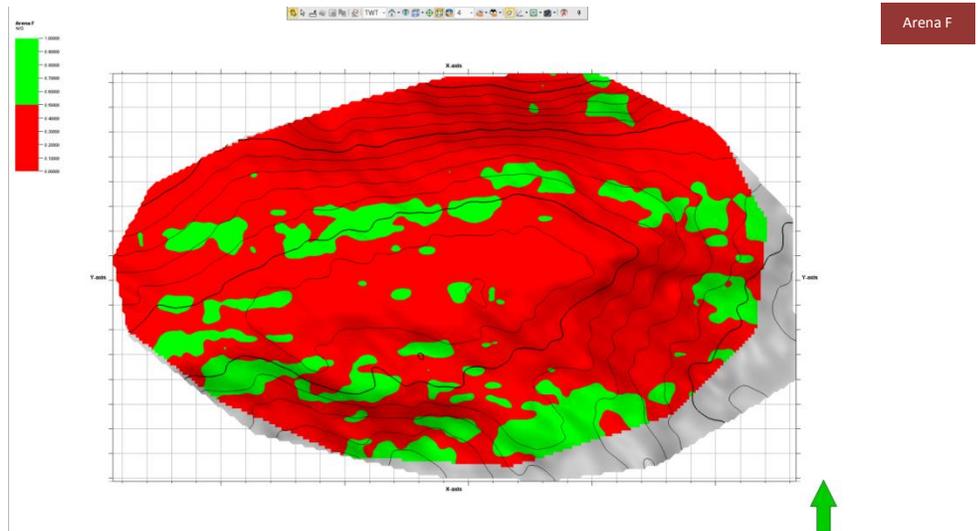


Figura 189. Extracción del modelo N/G para la Arena F.

6. Conclusiones

Uno de los fines del proyecto fue explicar metodológicamente los pasos para realizar la interpretación sísmica y el modelado de propiedades usando conceptos geofísicos y ayudándonos de software especializado, para que pueda ser reproducido.

Este informe se basa en datos de un campo maduro en la Cuenca de Macuspana que corresponde al yacimiento de gas más grande que se ha descubierto en esa región. Su génesis inició desde el Mioceno Superior – Plioceno Inferior, gracias al aporte fluvial proveniente de las montañas el cual fue redistribuido por las paleocorrientes que dieron forma a deltas y barras, las cuales aunados a la formación de zonas de debilidad por la sobrecarga de los sedimentos formaron fallas de crecimiento que dieron lugar a trampas estructurales y estratigráficas.

Los pasos explicados dentro de este informe constituyen el flujo de trabajo básico de caracterización de yacimientos terrestres, habiéndose considerado los conceptos de carga, visualización y validación de la información sísmica, trayectoria y registro de pozos, como parte inicial y fundamental de cualquier trabajo mediante el uso de software de Ciencias de la Tierra.

La integración del análisis sísmico geológico permitió la elaboración de las superficies que integran las localizaciones que históricamente han producido en el campo. La interpretación sísmica se hizo teniendo como objetivo un total de siete superficies, mediante el rastreo de reflectores en un cubo sísmico en tiempo, el cual es el resultado de la unión de cinco cubos que integran la Cuenca de Macuspana. Las superficies generadas llevan los nombres de Arena A, B, C, Ds, Di, E y F.

Uno de los pasos más importantes fue el cálculo de los atributos sísmicos del volumen, los cuales facilitaron la tarea de interpretación de fallas y estructuras dentro del campo. Podemos hacer la división de estos atributos de acuerdo a su utilidad, en los que se encuentran los estratigráficos (*chaos*, *flatness*, impedancia acústica relativa), estructurales (varianza, descomposición espectral) y complejos (polaridad, amplitud RMS, fase y frecuencia instantánea). Una vez concluido el cálculo del volumen se hizo la extracción de estos a las superficies generadas anteriormente, lo que nos daría un indicador de en cuales existen tendencias que nos permitan la identificación de nuevas oportunidades de explotación.

La metodología seguida para la obtención del modelo geológico – petrofísico 3D del campo estudiado perteneciente a la Cuenca de Macuspana, se basa fundamentalmente en información de pozos e interpretación sísmica, integrando todos los datos y estudios disponibles. Esto debido a que, campos maduros como el campo X, no cuentan con información suficiente de pozos evaluados.

Para la presentación de resultados se generó un modelo petrofísico tridimensional cual se formó por la definición de los pozos evaluados para las propiedades de saturación de agua (S_w) y porosidad efectiva (PIGE) además que las superficies interpretadas para usarlas como límites del modelo, en la propagación de las propiedades petrofísicas. Esto resultó importante para entender cómo las heterogeneidades litológicas y petrofísicas, permiten la distribución de nuevas oportunidades dentro de un yacimiento maduro.

Para esto se hizo uso del análisis geoestadístico de datos, en especial la generación de variogramas en las direcciones mayor, menor y vertical determinar precisamente las tendencias de la distribución espacial de las propiedades de saturación y porosidad en el campo. Generé dos modelos tridimensionales haciendo uso de la simulación gaussiana aleatoria, la cual es usada para poblar los medios siguiendo las tendencias calculadas con los variogramas.

Con la ayuda de las herramientas de cálculo del software se hizo un proceso lógico para la toma de decisiones para los cuales la información del “cut off” se estableció con los valores de saturación de agua debe ser menor a 60% y la porosidad debe mayor al 5%, para considerarse una localización con posibilidades. Los resultados finales son las superficies con las localizaciones positivas, estos en muchas ocasiones son correlacionables con los valores obtenidos por los atributos sísmicos.

Añadiría la posibilidad como un trabajo futuro para el campo generar con base en las fallas interpretadas en la sísmica, ayudado en la descomposición de señales mediante el cálculo de los atributos, la generación de un modelo estructural de fallas y la reconstrucción del campo con el marco tectónico propio ya que este trabajo no lo incluye.

Una de las dificultades durante el modelado del campo respecto a las propiedades petrofísicas fue la baja densidad de datos evaluados en los pozos, los cuales dan incertidumbre a los procesos de población del modelo y de análisis espacial de datos estadísticos, lamentablemente el campo no cuenta con mayor información que la proporcionada en este informe dado el tiempo que ha estado en producción. Para procesos similares en otros campos se deben tomar las medidas necesarias para ajustar la densidad de los datos y bajar la incertidumbre.

Una manera de concluir el trabajo sería la conversión del modelo de propiedades petrofísicas en tiempo a profundidad, esto solamente se puede generar mediante la conversión de dominio de la sísmica, pues es la matriz de la interpretación, sin embargo, no existe un homólogo del cubo en el dominio de la profundidad, ni un cubo de velocidades del campo para realizar la conversión mediante el algoritmo del software que utilicé.

7. Bibliografía

- Brown, A. R. (2011). *Interpretation of three-dimensional seismic data*.
- Cherlotti, L., Acosta, N., Foster, M., Ledesma Vallvé, M., Constantino, D., Cid de la PAz, M., & Guerra, G. (2018). Interpretación sísmica general. *Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B.*, Argentina.
- Deepa, D. R. (2012). Challenges in Merging Seismic Data (Six Vintage) at Pre-Stack Level & Time Migration of Offshore 3-D Seismic Data, Western Offshore. *ONGC*.
- López, J. M. (2013). *Reporte de Asistencia Técnica para la Visualización de Oportunidades den el Campo XXXXXXXXXXXXX*. Petroleros Mexicanos.
- PEMEX. (1984). *Geología petrolera de zona sureste*.
- Resumen de la Geología de la parte media del Estado de Tabasco y norte del Estado de Chiapas. (n.d.). Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Volumen X. .
- Schlumberger . (2019). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Retrieved from www.glossary.oilfield.slb.com
- Schlumberger. (2016). Petrel. *Help Center*.
- Sheriff, R. (1995). *Applied Geophysics*. Cambridge, UP. .
- Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Tulsa, OK. .
- Torres, D., Calle, A., Niño, F., & Pineda, C. (2012). Metodología de interpretación sísmica para la identificación de zonas prospectivas para el posicionamientos de pozos. *El Reventón Energético*, Colombia.

8. Anexos

8.1. Tabla de Figuras

FIGURA 1 COLUMNA LITOLÓGICA TIPO DE LAS ROCAS PRODUCTORAS EN EL CAMPO. (MODIFICADO DE GEOLOGÍA PETROLERA DE LA ZONA SURESTE, SUBGERENCIA DE PROGRAMACIÓN Y EVALUACIÓN)	9
FIGURA 2. MODELO DE DEPÓSITO TIPO DE LA CUENCA. (MODIFICADO DE RODRÍGUEZ, 2013)	10
FIGURA 3. MUESTRA EL ALINEAMIENTO ESTRUCTURAL CON LA FALLA LÍSTRICA EN EL LÍMITE CON LA PLATAFORMA ADYACENTE. (MODIFICADO DE RODRÍGUEZ, 2013).....	11
FIGURA 4. MUESTRA DE LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL ENTRE EL ALINEAMIENTO ESTRUCTURAL DEL CAMPO Y LA FALLA QUE LIMITA LA CUENCA. (TIME SLICE 1920 MS). (BASADO EN RODRÍGUEZ, 2013).	11
FIGURA 5. PATRÓN DE DETECCIÓN. (INFORME SISMOLÓGICO COMESA, 2008).	13
FIGURA 6. ACTIVIDADES REALIZADAS EN LA ADQUISICIÓN (INFORME SISMOLÓGICO COMESA, 2008).	13
FIGURA 7. SECUENCIA DE PROCESO PARA EL CUBO ORIGINAL PRESENTADO (INFORME SISMOLÓGICO, COMESA 1998).....	14
FIGURA 8. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LOS POZOS. (INFORME DE ESTADO DE POZOS, 2016).	16
FIGURA 9. PRODUCCIÓN DE ACEITE (BPD). (INFORME DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA, 2016).	18
FIGURA 10. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS (MMPCD). (INFORME DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA, 2016).....	19
FIGURA 11. CREACIÓN DE UN ESPACIO DE TRABAJOS PARA LA RELACIÓN ENTRE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOGRÁFICA.	21
FIGURA 12. PARÁMETROS UTILIZADOS PARA RELACIONAR INFORMACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA.	22
FIGURA 13. GENERACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO.	22
FIGURA 14. IMPORTAR ARCHIVOS SEG-Y PARA VISUALIZAR LA SÍSMICA TRIDIMENSIONAL.	23
FIGURA 15. <i>IMPORT ON SELECTION</i> ES UNA HERRAMIENTA USADA PARA AGREGAR DATOS SÍSMICOS A UNA CARPETA PRINCIPAL. ..	24
FIGURA 16. SELECCIÓN DE ARCHIVO SEG-Y.	24
FIGURA 17. PARÁMETROS GEOMÉTRICOS DEL ARCHIVO SEG-Y.	25
FIGURA 18 CREACIÓN AUTOMÁTICA DE <i>SEISMIC SUBFOLDERS</i>	25
FIGURA 19. VISUALIZACIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SÍSMICA CARGADA.....	26
FIGURA 20. CREACIÓN DE CARPETA PRINCIPAL DE POZOS.	27
FIGURA 21. CARGA UNITARIA DE POZO (INFORMACIÓN DE POZO).....	27
FIGURA 22. GENERACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO.....	28
FIGURA 23. <i>SPREAD SHEET (HOJA DE CÁLCULO) PARA LOS POZOS CARGADOS</i>	28
FIGURA 24. GENERACIÓN DE CARPETA DE CIMAS DE POZO (<i>WELL TOPS</i>).	29
FIGURA 25. SUB CARPETA DE <i>WELL TOPS</i>	29
FIGURA 26. GENERACIÓN DE HORIZONTES GEOLÓGICOS.	30
FIGURA 27 INSERCIÓN DE CIMAS ESTRATIGRÁFICAS	30
FIGURA 28. INGRESO DE INFORMACIÓN PARA LA CLASIFICACIÓN POR ESTRATOS, EDADES O FORMACIONES DE INTERÉS.	31
FIGURA 29 GENERACIÓN DE HOJA DE CÁLCULO PARA DISTRIBUCIÓN DE CIMAS SOBRE POZOS.....	31
FIGURA 30. MODIFICACIÓN DE HOJA DE CÁLCULO. POR CONFIDENCIALIDAD SE OCULTAN LOS DATOS DE COORDENADAS.....	32
FIGURA 31. VISUALIZACIÓN DE POZOS Y CIMAS EN EL DOMINIO DE TVD.	32
FIGURA 32. IMPORTE DE REGISTROS POR POZO.	33
FIGURA 33. SELECCIÓN DE REGISTRO GEOFÍSICO DE POZO.	34
FIGURA 34. PARÁMETROS DE IMPORTACIÓN DE CADA REGISTRO	34
FIGURA 35. VISUALIZACIÓN DEL POZO Y SI REGISTRO EN EL DOMINIO DE TVD.	35
FIGURA 36. GENERACIÓN DE UNA SECCIÓN DE POZO.....	36
FIGURA 37. VISUALIZACIÓN DE REGISTROS, CIMAS Y TRAYECTORIA DE POZO.....	36
FIGURA 38. CARGA DEL ARCHIVO CHECKSHOT.....	38

FIGURA 39. SELECCIÓN DE ARCHIVO DE CHECKSHOT.	38
FIGURA 40. PARÁMETROS DE IMPORTACIÓN DE CHECKSHOT.....	39
FIGURA 41. VISUALIZACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS POZOS EN DOMINIOS TWT Y TVD.	39
FIGURA 42. SELECCIÓN DEL POZO A CONVERTIR Y MENÚ TIEMPO.	40
FIGURA 43. SELECCIÓN DE LA CURVA TZ IMPORTADA DEL PRIMER POZO Y USARLA PARA CONVERTIR EL POZO X-109.	41
FIGURA 44. VISUALIZACIÓN DE POZOS, CIMAS Y REGISTROS AUTOMÁTICAMENTE CONVERTIDOS A TIEMPO, EN EL DOMINIO DE TWT.41	
FIGURA 45. GENERACIÓN DE UNA CARPETA DE INTERPRETACIÓN DENTRO DE LA CARPETA PRINCIPAL DE SÍSMICA.	43
FIGURA 46. GENERACIÓN DE UN HORIZONTE SÍSMICO DENTRO DE LA CARPETA DE INTERPRETACIÓN.	43
FIGURA 47. CREACIÓN DE LOS 7 HORIZONTES SÍSMICOS A INTERPRETAR.	44
FIGURA 48. AUMENTO DE LA RESISTIVIDAD (ILM - ILD), EN LA ARENA DS. VENTANA DE INTERSECCIÓN DE POZO X_1001.	44
FIGURA 49. SELECCIÓN DE LOS HORIZONTES PICANDO EL MÁXIMO DE LA AMPLITUD.	45
FIGURA 50. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA A.	47
FIGURA 51. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA B.	47
FIGURA 52. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA C.	48
FIGURA 53. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA DS.	48
FIGURA 54. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA DI.	48
FIGURA 55. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA E.	49
FIGURA 56. DISTRIBUCIÓN DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA LA ARENA F.	49
FIGURA 57 GENERACIÓN DE FALLAS DENTRO DE LA CARPETA DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA	51
FIGURA 58. EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA INLINE 1635, HACIENDO USO DE LA TRAZA SÍSMICA Y LA CONVENCION DE POLARIDAD DE LA SEÑAL.....	51
FIGURA 59. EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA INLINE 1585, HACIENDO USO DE LA TRAZA SÍSMICA Y LA CONVENCION DE POLARIDAD DE LA SEÑAL.....	52
FIGURA 60. EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA INLINE 1500, HACIENDO USO DE LA TRAZA SÍSMICA Y LA CONVENCION DE POLARIDAD DE LA SEÑAL.....	52
FIGURA 61. EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA INLINE 1460, HACIENDO USO DE LA TRAZA SÍSMICA Y LA CONVENCION DE POLARIDAD DE LA SEÑAL.....	53
FIGURA 62. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LAS FALLAS VISTA NW-SE.	53
FIGURA 63. MENÚ DE GENERACIÓN DE SUPERFICIES.	54
FIGURA 64. GENERACIÓN DE UN POLÍGONO LIMITE.....	54
FIGURA 65. INSERCIÓN DE PARÁMETROS DE LA SUPERFICIE.	55
FIGURA 66. VISUALIZACIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SUPERFICIE CREADA.	56
FIGURA 67. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA A EN TIEMPO.	56
FIGURA 68. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA B EN TIEMPO.	57
FIGURA 69. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA C EN TIEMPO.	57
FIGURA 70. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA DS EN TIEMPO.	58
FIGURA 71. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA DI EN TIEMPO.	59
FIGURA 72. UBICACIÓN DE LOS POZOS EN LA ARENA F.....	59
FIGURA 73. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA E EN TIEMPO.	60
FIGURA 74. MAPA DE LA SUPERFICIE ARENA F EN TIEMPO.	60
FIGURA 75. VENTANA DE CÁLCULO DE ATRIBUTOS.	62
FIGURA 76. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO CHAOS AL VOLUMEN SÍSMICO.....	62
FIGURA 77. APLICACIÓN AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575 CON LA INTERPRETACIÓN DE FALLAS Y HORIZONTES.63	
FIGURA 78 APLICACIÓN AL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA AL VOLUMEN SÍSMICO.....	64

FIGURA 79. APLICACIÓN DE ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575...	65
FIGURA 80. APLICACIÓN DE EL ATRIBUTO SWEETNESS AL VOLUMEN SÍSMICO.	65
FIGURA 81. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO SWEETNESS AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	66
FIGURA 82. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO VARIANZA AL VOLUMEN SÍSMICO.	66
FIGURA 83. TIME SLICE CON CORRECCIÓN POR SUAVIZADO DEL ECHADO.	67
FIGURA 84. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO VARIANZA AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	67
FIGURA 85. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL GENERAL AL VOLUMEN SÍSMICO A 18 Hz.	68
FIGURA 86. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL GENERAL AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575 A 12 Hz.	69
FIGURA 87. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL GENERAL AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1560 A 6 HZ.	69
FIGURA 88. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD AL VOLUMEN SÍSMICO.	70
FIGURA 89. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	71
FIGURA 90. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE AL VOLUMEN SÍSMICO.	71
FIGURA 91. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	72
FIGURA 92. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO FRECUENCIA INSTANTÁNEA AL VOLUMEN SÍSMICO.	73
FIGURA 93. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO FRECUENCIA INSTANTÁNEA AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	73
FIGURA 94. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO FASE INSTANTÁNEA AL VOLUMEN SÍSMICO.	74
FIGURA 95. APLICACIÓN DEL ATRIBUTO FASE INSTANTÁNEA AL VOLUMEN SÍSMICO EXPRESADO EN LA INLINE 1575.	74
FIGURA 96. FRECUENCIAS DE CORTE PARA EL CÁLCULO DE LOS ATRIBUTOS GSD PARA LAS 6, 12 Y 18 Hz.	75
FIGURA 97. VISUALIZACIÓN DEL ATRIBUTO DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL PARA 6, 12 Y 18 Hz. VISTA E-W.	76
FIGURA 98. VISUALIZACIÓN DEL ATRIBUTO DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL PARA 6, 12 Y 18 Hz. VISTA DE PLANTA EN DIRECCIÓN E-W.	76
FIGURA 99. PARÁMETROS DEL MIXER PARA LOS ATRIBUTOS COSENO DE LA FASE Y CHAOS.	77
FIGURA 100. RESULTADO DE LA RESTA ENTRE LOS ATRIBUTOS ESTRUCTURALES COSENO DE LA FASE Y CHAOS. VISTA E-W.	77
FIGURA 101. RESULTADO DE LA RESTA ENTRE LOS ATRIBUTOS ESTRUCTURALES COSENO DE LA FASE Y CHAOS. VISTA S-N.	77
FIGURA 102. MENÚ DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA – PETREL.	78
FIGURA 103 MENÚ DE PARÁMETROS PARA LA APLICACIÓN DE ATRIBUTOS DE SUPERFICIE.	79
FIGURA 104. LISTADO DE ATRIBUTOS GENERADOS A PARTIR DE SUPERFICIE ARENA A.	79
FIGURA 105. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA A.	81
FIGURA 106. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA A.	82
FIGURA 107. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA A.	82
FIGURA 108. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA A.	83
FIGURA 109. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS A LA SUPERFICIE ARENA A.	84
FIGURA 110. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA A.	84
FIGURA 111. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA B.	85
FIGURA 112. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA B.	86
FIGURA 113. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA B.	86
FIGURA 114. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA B.	87
FIGURA 115. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO RMS A LA SUPERFICIE ARENA B.	88
FIGURA 116. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA B.	88
FIGURA 117 EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA C.	89
FIGURA 118. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA C.	90
FIGURA 119. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA C.	90
FIGURA 120. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA C.	91

FIGURA 121. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS A LA SUPERFICIE ARENA C.	92
FIGURA 122. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA C.	92
FIGURA 123. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA DS.	93
FIGURA 124. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA DS.	94
FIGURA 125. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA DS.	94
FIGURA 126. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA DS.	95
FIGURA 127. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS A LA SUPERFICIE ARENA DS.	96
FIGURA 128. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA DS.	96
FIGURA 129. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA DI.	97
FIGURA 130. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA DI.	98
FIGURA 131. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA DI.	98
FIGURA 132. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA DI.	99
FIGURA 133. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS A LA SUPERFICIE ARENA DI.	100
FIGURA 134. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA DI.	100
FIGURA 135. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA E.	101
FIGURA 136. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA E.	102
FIGURA 137. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA E.	102
FIGURA 138. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA E.	103
FIGURA 139. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS A LA SUPERFICIE ARENA E.	104
FIGURA 140. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA E.	104
FIGURA 141. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO POLARIDAD A LA SUPERFICIE ARENA F.	105
FIGURA 142. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO <i>FLATNESS</i> A LA SUPERFICIE ARENA F.	106
FIGURA 143. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO ENVOLVENTE A LA SUPERFICIE ARENA F.	106
FIGURA 144. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO COSENO DE LA FASE A LA SUPERFICIE ARENA F.	107
FIGURA 145. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO AMPLITUD RMS SOBRE LA SUPERFICIE ARENA F.	108
FIGURA 146. EXTRACCIÓN DEL ATRIBUTO IMPEDANCIA ACÚSTICA RELATIVA A LA SUPERFICIE ARENA F.	108
FIGURA 147. CREACIÓN DE ESPACIO DE TRABAJO PARA GENERAR UN MODELO.	114
FIGURA 148. GENERACIÓN DEL GRID.	114
FIGURA 149. ENTRADA DE LOS LÍMITES DEL GRID.	114
FIGURA 150. INSERTAR GEOMETRÍA DE LAS SUPERFICIES.	115
FIGURA 151. GENERACIÓN AUTOMÁTICA DE CARPETAS PARA EL MODELO.	115
FIGURA 152. VISUALIZACIÓN DE LÍMITES DEL GRID (TOP, MID, BASE).	116
FIGURA 153. INCLUSIÓN DE HORIZONTES GENERADOS POR SUPERFICIES.	116
FIGURA 154. GENERACIÓN EN EL MODELO.	117
FIGURA 155. VISUALIZACIÓN DE LOS HORIZONTES.	117
FIGURA 156. CÁLCULO DE UN MAPA GENERAL DE ESPESOR (ARENA A - ARENA B).	118
FIGURA 157. CUADRO DE ESTADÍSTICO DEL MAPA GENERAL DE ESPESOR.	119
FIGURA 158. DIVISIÓN DE LAS ZONAS A GENERAL POR NÚMERO DE CAPAS.	119
FIGURA 159. VISUALIZACIÓN DE CAPAS.	120
FIGURA 160. MENÚ PROPIEDADES DE MODELADO.	121
FIGURA 161. SELECCIÓN DE LOS POZOS Y REGISTROS A ESCALAR.	122
FIGURA 162. VISUALIZACIÓN DE LOS REGISTROS DE POZOS ANTES Y DESPUÉS DE ESCALARLOS.	123
FIGURA 163. PARÁMETROS DEL VARIOGRAMA.	125
FIGURA 164. COMPARATIVA EN EL MODELO DE LOS VARIOGRAMAS (<i>PETREL HELP CENTER, 2016</i>).	128

FIGURA 165. RUTA DE ACCESO AL "DATA ANALYSIS".	128
FIGURA 166. GENERACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA PARA LA TRANSFORMACIÓN.	129
FIGURA 167. ANÁLISIS DE VARIOGRAMAS EN LA DIRECCIÓN VERTICAL.	132
FIGURA 168. ANÁLISIS DE VARIOGRAMAS EN LA DIRECCIÓN MAYOR.	132
FIGURA 169. ANÁLISIS DE VARIOGRAMAS EN LA DIRECCIÓN MENOR.	132
FIGURA 170. ACCESO AL SUBMENÚ <i>PETROPHYSICAL</i> .	133
FIGURA 171. DISPERSIÓN DE PROPIEDADES ESCALADAS EN POZO POR TODO EL MODELO PARA LA POROSIDAD EFECTIVA.	134
FIGURA 172. DISPERSIÓN DE PROPIEDADES ESCALADAS EN POZO POR TODO EL MODELO PARA LA SATURACIÓN DE AGUA.	135
FIGURA 173. CALCULO DEL N/G PARA GENERAL MODELO TRIDIMENSIONAL DE POSIBLES LOCALIZACIONES.	136
FIGURA 174. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE POROSIDAD EFECTIVA (PIGE) VISTA EN DIRECCIÓN S-N.	137
FIGURA 175. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE POROSIDAD EFECTIVA (PIGE) VISTA EN DIRECCIÓN E-W.	138
FIGURA 176. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE POROSIDAD EFECTIVA (PIGE) VISTA DE PLANTA SOBRE LA SUPERFICIE Ds.	138
FIGURA 177. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA (SW) VISTA EN DIRECCIÓN S-N.	139
FIGURA 178. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA (SW) VISTA EN DIRECCIÓN E-W.	140
FIGURA 179. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA (SW) VISTA DE PLANTA EN DIRECCIÓN S-N.	140
FIGURA 180. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE N/G VISTA EN DIRECCIÓN S-N.	141
FIGURA 181. VISUALIZACIÓN DEL MODELO DE N/G VISTA EN DIRECCIÓN N-S.	143
FIGURA 182. VISUALIZACIÓN DEL MODELO N/G EN DIRECCIÓN E-W.	143
FIGURA 183. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA A.	144
FIGURA 184. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA B.	145
FIGURA 185. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA C.	145
FIGURA 186. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA Ds.	146
FIGURA 187. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA Di.	147
FIGURA 188. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA E.	148
FIGURA 189. EXTRACCIÓN DEL MODELO N/G PARA LA ARENA F.	149