



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“Creación de un modelo de velocidades a partir de la generación de sismogramas sintéticos utilizando información sísmica 3-D dentro de la Plataforma Tuxpan, Cuenca Tampico-Misantla”**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geofísico**

**P R E S E N T A**

David Rojas Bermúdez

**ASESORA DE INFORME**

Dra. Rocío Negrete Cadena



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

## **Dedicatoria**

Se lo dedico a mis padres que me inspiraron a estudiar ciencias de la tierra y desde pequeño me inculcaron la disciplina de estudiar y luchar por mis sueños, a mis hermanos que fueron y son un ejemplo que seguir, también a los compañeros de trabajo que me apoyaron en todo momento.

## **Agradecimientos**

Le doy gracias en primera a mis profesores de la facultad por transmitir el conocimiento de la belleza de las materias y carrera, que son esenciales para seguir motivados y seguir enamorados de la carrera.

A mis compañeros de la facultad que sin ellos no estaría aquí, que fungieron como pilar primario en continuar y seguir de la mano hasta acabar las materias y que son amigos que une el cariño por la carrera y la universidad.

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	4
ABSTRACT	6
RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8
OBJETIVOS	9

## Contenido

1	Marco Teórico Geológico	10
1.1	Ubicación	10
1.2	Geología de la cuenca Tampico-Misantla	11
1.2.1	Marco tectónico	11
1.2.2	Estratigrafía	12
1.2.3	Unidades de análisis	17
1.2.4	Sistema petrolero	19
1.2.5	Plays	21
1.2.6	Prospecto	21
1.2.7	Yacimiento	22
2	Marco Teórico Geofísico	22
2.1	Conceptos sísmicos	23
2.1.1	Ondas elásticas y propiedad de las rocas	23
2.1.2	Ondículas sísmicas	25
2.1.3	Ley de Snell	26
2.1.4	Principio de Fermat	27
2.1.5	Principio de Huygens	28
2.1.6	Frecuencia de Nyquist	29
2.1.7	Resolución Vertical	29
2.1.8	Método de reflexión sísmica	30
2.1.9	Impedancia Acústica	31
2.1.10	Coeficiente de reflexión	31

2.1.11	Velocidades sísmicas .....	32
2.1.12	Tipos de ondícula .....	34
2.1.13	Sismograma sintético .....	36
2.2	Conceptos de registros geofísicos y petrofísica .....	37
2.2.1	Rayos Gamma .....	37
2.2.2	Potencial Espontáneo.....	38
2.2.3	Resistividad .....	38
2.2.4	Sónico .....	40
2.2.5	Densidad.....	41
2.2.6	Ecuación de Faust.....	43
2.2.7	Ecuación de Gardner .....	43
2.2.8	Ecuación de Archie .....	44
2.2.9	Ecuaciones de Simandoux .....	47
2.2.10	Modelo de Velocidades .....	48
3	Geoestadística.....	50
3.1	Mínimos Cuadrados.....	50
3.2	Kriging .....	51
3.3	Kriging Anisótropo y Kriging Isotrópico .....	51
3.4	Triangulación.....	51
3.5	Refinement Gridding .....	52
4	Metodología.....	52
4.1	Generación del sismograma sintético.....	52
4.2	Creación del modelo de velocidades .....	53
4.3	Flujo de Trabajo.....	54
4.4	Cross correlación .....	55
4.5	Cimas .....	56
5	Base de datos pozos .....	56
5.1	Base de datos pozos .....	57
5.2	Datos de pozos.....	58
5.1	Ubicación de los pozos .....	59
6	Resultados.....	60
6.1	Modelo de Velocidades.....	66
6.1.1	PETREL .....	66

6.1.2	LANDMARK .....	67
7	Conclusiones y Recomendaciones .....	68
8	Bibliografía.....	70
9	Apéndice.....	73

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Mapa de la cuenca Tampico-Misantla	10
Figura 2	Sección Estructural a través de la provincia Tampico-Misantla y ubicación de los plays establecidos	12
Figura 3	Fosas, apertura del Golfo de México	13
Figura 4	Etapa del Margen Pasivo	14
Figura 5	Cretácico Inferior y Eoceno-Plataforma Carbonatadas	15
Figura 6	Orogenia Laramide, Cuenca	16
Figura 7	Etapa de Margen Pasivo	17
Figura 8	Visualización de la Unidad de análisis	18
Figura 9	Cadena de valor del proceso exploratorio	18
Figura 10	Tabla de eventos de los principales Sistemas Petroleros de la Provincia Tampico-Misantla	20
Figura 11	Ley de Snell	27
Figura 12	Principio de Fermat	28
Figura 13	Principio de Huygens	29
Figura 14	Método de reflexión sísmica	31
Figura 15	Ondícula Fase Cero	33
Figura 16	Filtro Trapezoidal	35
Figura 17	Generación de la Traza sísmica	37
Figura 18	Registro SP y Resistivo	40
Figura 19	Dispersión y Absorción	42
Figura 20	Experimento Archie fase 1	44
Figura 21	Experimento Archie fase 2	45
Figura 22	Experimento Archie fase 3	45
Figura 23	Experimento Archie fase 4	46
Figura 24	Método Triangulación	52

Figura 25	Ubicación de los pozos	59
Figura 26	Sismograma sintético del pozo 8	60
Figura 27	Sección sísmica y horizontes	62
Figura 28	Correlación de velocidades	65
Figura 29	Modelo de velocidades en PETREL	66
Figura 30	Modelo de velocidades en PETREL. Visualización en líneas	67
Figura 31	Modelo de velocidades proyectada sobre la línea sísmica	67
Figura 32	Sismograma sintético del pozo 1	73
Figura 33	Sismograma sintético del pozo 2	74
Figura 34	Sismograma sintético del pozo 3	74
Figura 35	Sismograma sintético del pozo 4	75
Figura 36	Sismograma sintético del pozo 5	75
Figura 37	Sismograma sintético del pozo 6	76
Figura 38	Sismograma sintético del pozo 7	76
Figura 39	Sismograma sintético del pozo 8	77
Figura 40	Sismograma sintético del pozo 9	77
Figura 41	Sismograma sintético del pozo 10	78
Figura 42	Sismograma sintético del pozo 11	78
Figura 43	Sismograma sintético del pozo 12	79
Figura 44	Sismograma sintético del pozo 13	79
Figura 45	Correlación de velocidades	80
Figura 46	Sección sísmica con registro rayos gama, resistividad con el modelo de velocidades sobre la sísmica	81
Figura 47	Sección sísmica con registro rayos gama, resistividad con el modelo de velocidades sobre la sísmica	81

## ABSTRACT

In the progress of the technical report, the basic geological and geophysical principles are covered to apply the seismic-well tie technique through the generation of synthetic seismograms and its importance in the oil industry. The application of this technique is fundamental to obtain the time-depth relationship (TZ), which allows us to correlate any value in time of the seismic information with values in the depth of the well.

The data used for the project correspond to wells that were drilled in the 60's to 70's, therefore, missing information was detected (field log and/or petrophysical records) in some of them. However, with the data available from geophysical logs and cores, it was possible to achieve an adequate analysis of thicknesses and velocities to be able to generate synthetic seismograms.

Inside the end of the report, an exercise is shown, is generated the synthetic seismogram of well number 8, in which the relationship between the inputs of the ages is highlighted, with the response of the resistivity, gamma rays, sonic and acoustic impedance, as well as information from the seismic section, which contains horizons interpreted with the actual position of the wells. The lithology by age is also described in relation to the data of velocities, density, sonic log, and acoustic impedance.

## RESUMEN

En el desarrollo de este reporte técnico se abarcan los principios geológicos y geofísicos básicos para aplicar la técnica de *seismic-well tie* (amarre sísmica-pozo) mediante la generación de sismogramas sintéticos y su importancia en la industria petrolera. La aplicación de esta técnica es fundamental en la obtención de la relación tiempo-profundidad (TZ), la cual permite correlacionar cualquier valor en tiempo de la información sísmica con valores en profundidad del pozo.

Los datos utilizados para este proyecto corresponden a pozos perforados en los años 60's a 70's, por lo tanto, se detectó información faltante (bitácora de campo y/o registros petrofísicos) en algunos de ellos. Sin embargo, con la información disponible de registros geofísicos y núcleos se pudo realizar un análisis adecuado de espesores, velocidades para poder generar los sismogramas sintéticos.

Dentro de la parte final de este reporte se muestra un ejercicio de generación del sismograma sintético del pozo número 8, en el cual se resalta la relación entre las entradas de las edades, con la respuesta de los registros de resistividad, rayos gamma, sísmico e impedancia acústica, así como con información de la sección sísmica, la cual contiene horizontes interpretados con la posición real de los pozos. También se describe la litología por edades con relación a los datos de velocidades, densidad, registro sísmico e impedancia acústica.



## Introducción

Una de las geociencias que forma parte fundamental dentro los análisis técnicos en la industria de la exploración es la ingeniería Geofísica, ya que la sísmica de reflexión es una de las técnicas de prospección geofísica que más ha evolucionada y de mayor aplicación en la exploración de hidrocarburos. La información sísmica permite realizar una caracterización indirecta de las propiedades de los posibles yacimientos ubicados en el subsuelo. Ésta ha evolucionado desde los primeros registros sísmicos bidimensionales o sismogramas hasta la generación de volúmenes sísmicos los cuales han mejorado las interpretaciones de las estructuras del subsuelo ya que la visión tridimensional facilita al interprete esbozar una concepción más certera del yacimiento. (John Henry Alzate B., 2004).

La información sísmica es obtenida en el dominio del tiempo, sin embargo, para su uso en la industria del petróleo, es necesario ubicar los rasgos estratigráficos y geometrías estructurales en el dominio de la profundidad. Para ello se requiere la generación de sismogramas sintéticos que permitan obtener relaciones directas entre los datos de pozo y las señales sísmicas. La respuesta de amplitudes y la información obtenida en los pozos.

Esta práctica es un elemento fundamental en el flujo de trabajo de los intérpretes sísmicos al momento de integrar el control vertical de pozo y la imagen lateral de la geología proporcionada por los datos sísmicos.

Entre los años 1960 a 1970 se perforaron varios pozos dentro de la plataforma de Tuxpan. De acuerdo con los informes, en algunos de estos pozos se encontraron características económicamente atractivas. En la bitácora de la geología de campo se muestra información de importancia con la que se puede tener una descripción de la litología y correlacionarla con información sísmica. En este proyecto, se seleccionaron 13 pozos que cuentan con la información mínima necesaria para realizarla calibración, la interpretación estructural y posteriormente generar un modelo de velocidades que permita la conversión de la información en el dominio del tiempo al dominio de la profundidad.

La información disponible para este proyecto incluye información sísmica 3D y registros de pozos convencionales (resistividad, rayos gamma, potencial espontáneo, densidad y sísmico).

Las líneas sísmicas adquiridas fueron reprocesadas alrededor del año 2006, con el objetivo de mejorar la calidad de imagen. Por otro lado, los datos de registros de pozo de resistividad y rayos gamma fueron completados mediante métodos y ecuaciones específicas (e.g. ecuación de Faust, ecuación de Gardner) para obtener los registros sintéticos necesarios, que se explican más adelante en el trabajo. La importancia de contar con todos los registros y de información sísmica radica en poder identificar correctamente los cambios litológicos y con esto las cimas de las edades, asociarlos a la respuesta de amplitudes y estimar correctamente profundidades y espesores.

## Objetivos

- Analizar y adecuar registros petrofísicos para la calibración de sismogramas sintéticos.
- Interpretar horizontes de cimas de interés y secuencias importantes, teniendo en cuenta la correlación entre pozos.
- Realizar mallas de mapeo de horizontes.
- Generar sismogramas sintéticos a partir del amarre de información sísmica con registros de pozo.
- Construir un modelo de velocidades 3D.

# 1 Marco Teórico Geológico

## 1.1 Ubicación

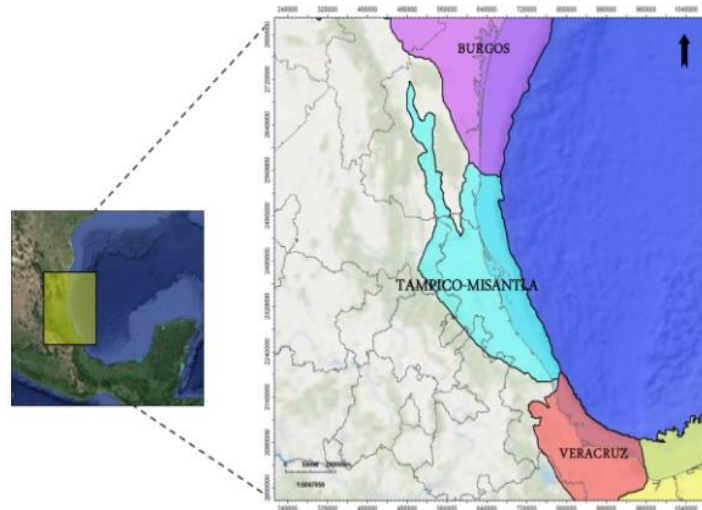


Figura 1 Mapa de la cuenca Tampico-Misantla y su extensión. Color violeta cuenca de Burgos, azul claro cuenca Tampico-Misantla, Color rojo la cuenca de Veracruz y amarillo cuencas del Sureste (Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2009).

La cuenca Tampico-Misantla se ubica a lo largo de la parte sur del estado de Tamaulipas hasta el centro del estado de Veracruz y a lo ancho abarca los estados de San Luis potosí, Hidalgo, el norte de Puebla y la plataforma continental (Figura 1). Cubriendo un área de  $71,500\text{km}^2$ . (Pemex exploración y producción y WEC México 2009).

La cuenca está delimitada al norte por el arco de Tamaulipas, al oeste por los afloramientos mesozoicos de la Sierra Madre Oriental, al este se considera la línea geográfica de la costa del Golfo de México y al sur el Macizo de Teziutlán. Se definió por primera vez como cuenca debido a los afloramientos que se encontraron en el área de cenozoico marino por López-Ramos (1956).

## 1.2 Geología de la cuenca Tampico-Misantla

### 1.2.1 Marco tectónico

Existieron procesos relacionados con el rift del Golfo de México donde se formaron las cuencas, que a continuación, se mencionan (WEC México 2009):

1. Rift del Golfo de México permitió la formación de las cuencas a finales del Triásico (Rhaetiano) y estuvo presente en el Jurásico Temprano y Medio generando el Golfo de México. La formación de la antefosa inicia cuando está por finalizar el Cretácico dando resultado al cinturón de pliegues y cabalgaduras Laramídicas para formar la Sierra Madre Oriental. En esta etapa se formó una cuenca tipo antepaís o antefosa de Chicontepec (Paleoceno-Eoceno) que es el resultado de la carga tectónica de las cabalgaduras de rocas mesozoicas.
2. El Margen pasivo. Inicia después de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa. Durante esta etapa existió subsidencia y basculamiento de la provincia hacia el Golfo de México ocasionado por la carga de paquete terciario que se depositó sobre el margen continental.
3. El fallamiento normal Synrift. Afectó a las rocas anteriores al Jurásico Medio produciendo series de bloques basculados y controlando la distribución de facies almacenadoras en el Jurásico. Estas fallas fueron reactivadas principalmente durante la deformación laramídica creando vías de migración. Al norte y occidental de la provincia la deformación ocasionó pliegues y cabalgaduras creando fracturas en rocas jurásicas y cretácicas que están por debajo de las rocas del Cretácico superior y Cenozoico.
4. Margen pasivo. Existió subsidencia térmica y acumulación de sedimento en la cuña cenozoica, esto provocó basculamiento regional hacia el este.
5. Anticlinales tipo roll-over. Se crearon por fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas afectando los sedimentos terciarios de la plataforma continental.

Se propusieron cuatro subprovincias que están reconocidas geológica y parcialmente superpuestas:

1. Mesozoica. Esta subprovincia incluye yacimientos de rocas carbonatadas del Jurásico y Cretácico (constituyó el basamento de la antefosa terciaria)

2. El tren de Sierra. Sepultado (lado occidente) con pliegues y cabalgaduras laramídicos en rocas mesozoicas
3. Antefosa de Chicontepec. Con yacimientos en turbiditas (edades del Paleoceno-Eoceno)
4. Plataforma continental (Terciario) con yacimientos de gas en areniscas de plataforma, talud y cuenca.

El basculamiento y subsidencia de la provincia hacia el Golfo de México (Figura 2) ocurrió por la carga sedimentaria del paquete terciario depositado sobre el margen continental y tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa.

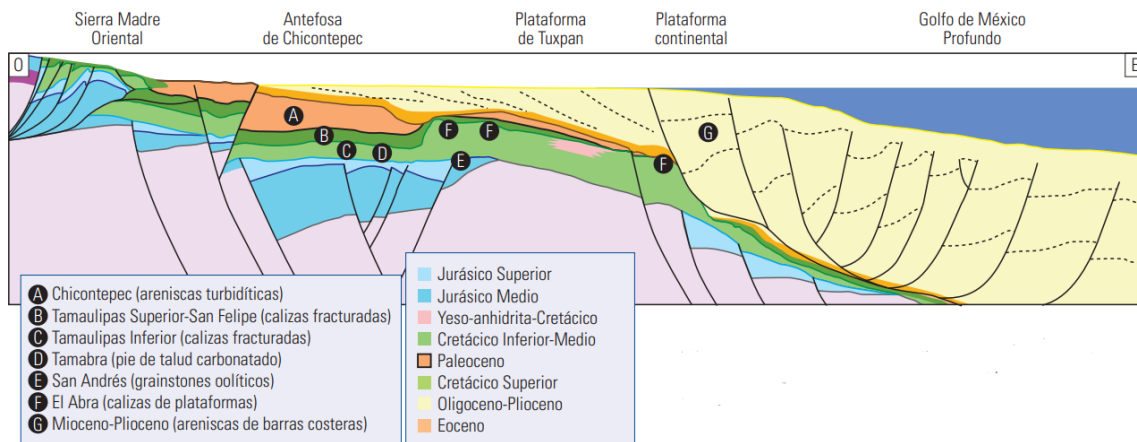


Figura 2 Sección Estructural a través de la Provincia Tampico-Misantla y ubicación de los plays establecidos, acompañado de litología general por play y edades geológicas (WEC México, 2009).

### 1.2.2 Estratigrafía

Se definen cuatro tectono-secuencias en la columna estratigráfica (WEC México 2009):

1. Rift. Del Triásico Inferior hasta el Jurásico Medio, Calloviano

Podemos encontrar que el basamento cristalino está constituido por rocas ígneas y metamórficas, seguido de depósitos del Triásico, rocas clásticas de ambientes aluviales y fluviales con algunos flujos de lava, siguiendo una secuencia transgresiva marina de areniscas y lutitas. Se encontraron fósiles contenidos en estas rocas indicando que las aguas marinas que inundaron estas cuencas vinieron del ancestral Océano Pacífico. Se restableció que en el Jurásico Medio se depositaron clásticos de la Formación Cahuasas.

Existió una transgresión que favoreció el depósito de calizas oolíticas de rampa interna, en los altos de basamento se encuentran areniscas y conglomerados (WEC México 2009).

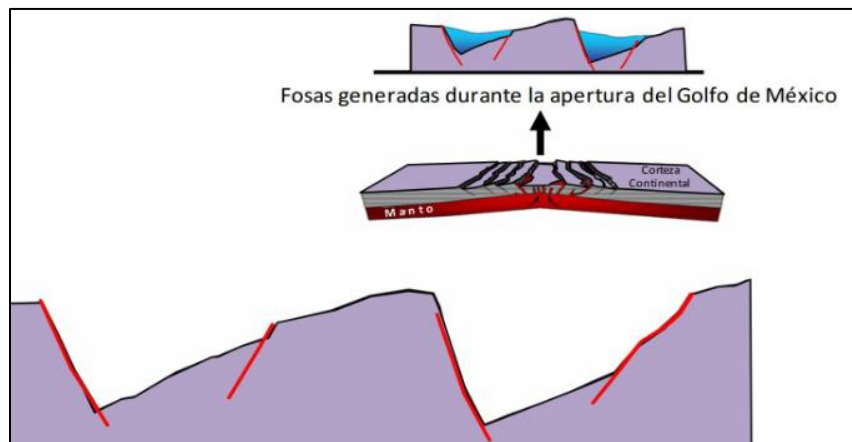


Figura 3 Fosas generadas durante la apertura del Golfo de México (Miranda, 2010).

En el Calloviano se depositaron calizas arenosas, grainstones oolíticos de rampa interna y wackstones bioclásticos arcillosos de rampa media y externa de la Formación Tepexic y que fue sobreyacida por calizas arcillosas y carbonosas de aguas profundas de la Formación Santiago hasta el Oxfordiano.

En los altos de basamento se generaron rampas carbonatadas donde se depositó en la parte interna calizas arcillo-arenosas de la Formación San Pedro y oolíticas de la Formación San Andrés y sus equivalentes laterales de rampa media y externa de la Formación Chipoco y de cuenca de la Formación Taman.

En los altos basamentos más prominentes como en Tuxpan se mantuvieron condiciones de aguas someras y seguramente zonas expuestas durante gran parte del Tithoniano. La parte final del Jurásico se depositaron un paquete delgado de clásticos provenientes de la erosión de las zonas expuestas de basamento (WEC México 2009).

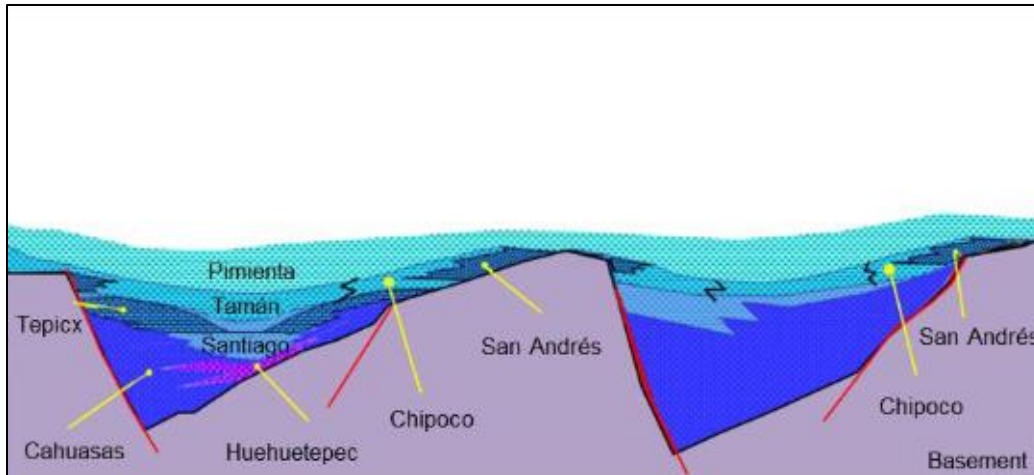


Figura 4 Etapa del Margen Pasivo, representación del relleno de las fosas con formaciones como Cahuwasas, Huehuetepec, Santiago, Tamán, Pimienta, Chipoco y San Andrés (Miranda, 2010).

## 2. Margen pasivo I. Del Cretácico Inferior (Berraisiano) Formación Tamaulipas Inferior hasta Cretácico Superior (Maastrichtiano) la Formación Méndez

Inicia con depósitos de calizas de rampa interna (packstones y grainstones oolíticos y bioclásticas) de la Formación Tamaulipas Inferior y están sobreyacida por rocas arcillosas de cuenca y capas de bentonita de esta misma formación, que están gradualmente más carbonatadas hasta el miembro superior de calizas color crema de microfósiles planctónicos. En ese mismo tiempo se depositaron calizas de agua somera hacia el alto de Tuxpan correspondiente a la Formación Cupido del noreste de México. Al final del Cenomaniano la plataforma sufre una exposición subárea prolongada provocando una sedimentación somera de carbonatos y después se inunda la plataforma depositándose calizas pelágicas carbonosas (Formación Agua Nueva) sobre las Formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior.

Para finalizar con esta etapa se depositaron calizas bentoníticas con intercalaciones de bentonita (Formación San Felipe) junto con margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas (Formación Méndez) (WEC México 2009).

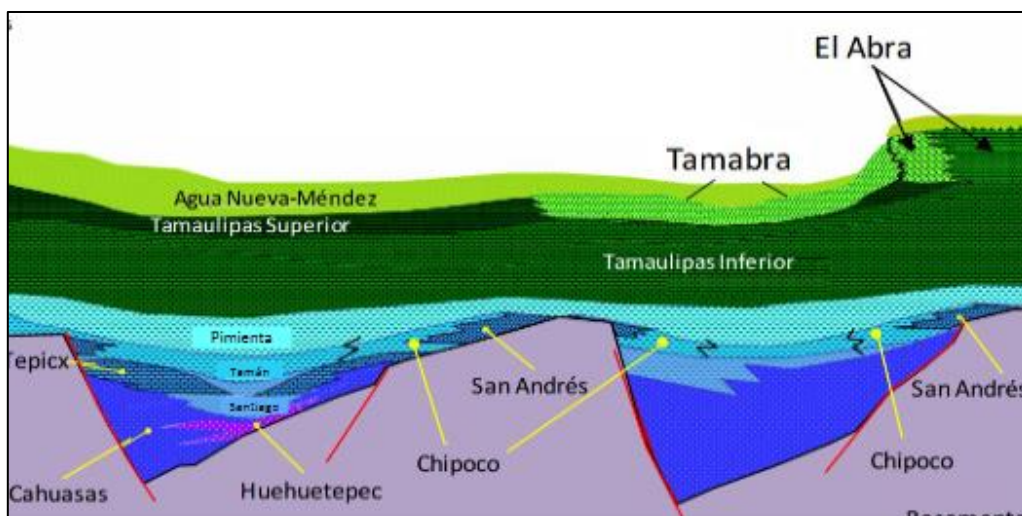


Figura 5 Cretácico Inferior y Eoceno- Plataforma Carbonatadas (Miranda, 2010).

3. Antefosa. Del Cenozoico, Paleógeno, Paleoceno (Daniano) sobre la Formación Méndez hasta Cenozoico, Paleógeno, Eoceno (Lutetiano).

Esta tectono-secuencia está caracterizada por el cambio de sedimentos de carbonatos a terrígenos y por el cambio de secuencia de subsidencia a flexural por carga tectónica. Se depositaron sobre la Formación Méndez, lutitas calcáreas bentoníticas pertenecientes a la formación Velasco. El comienzo del relleno de la antefosa es derivado de sedimentos de erosión de rocas Mesozoicas que fueron levantadas y deformadas en el cinturón laramídico y el descapotamiento del Macizo de Teziutlán, siendo desde la parte occidental con el depósito de manera alternada lutitas y areniscas con algunas capas de conglomerado (Formación Chicontepec). En el Eoceno temprano, resultado del descenso del nivel del mar en la cuenca del Golfo de México se formaron grandes valles de incisión en la margen del Golfo de México (GM) dando origen a paleo-cañones como Bejuco-La Laja, Chicontepec y Nauterciarios.

Entre el norte y sur de las desembocaduras de los valles en la plataforma Tuxpan se infiere grandes cantidades de sedimento con potencial almacenador, estos sedimentos fueron transportados hacia la parte profunda del GM, bloqueando la salida de los sedimentos de la antefosa hacia el GM (WEC México 2009).



Se depositaron rocas del Cretácico Superior sobre la plataforma Tuxpan y calizas del Albiano-Cenomaniano y que fueron parcialmente erosionadas durante este tiempo y sujetas a karstificación.

El perfil batimétrico en la antefosa tendía a ser homoclinal tipo rampa, donde los deltas y sistemas costeros contiguos a las fuentes de aporte pasaban una zona prodelta o talud homoclinal, por lo que predominaba el transporte por corrientes de turbidez, flujos de escombros y deslizamientos tipo slump (WEC México 2009).

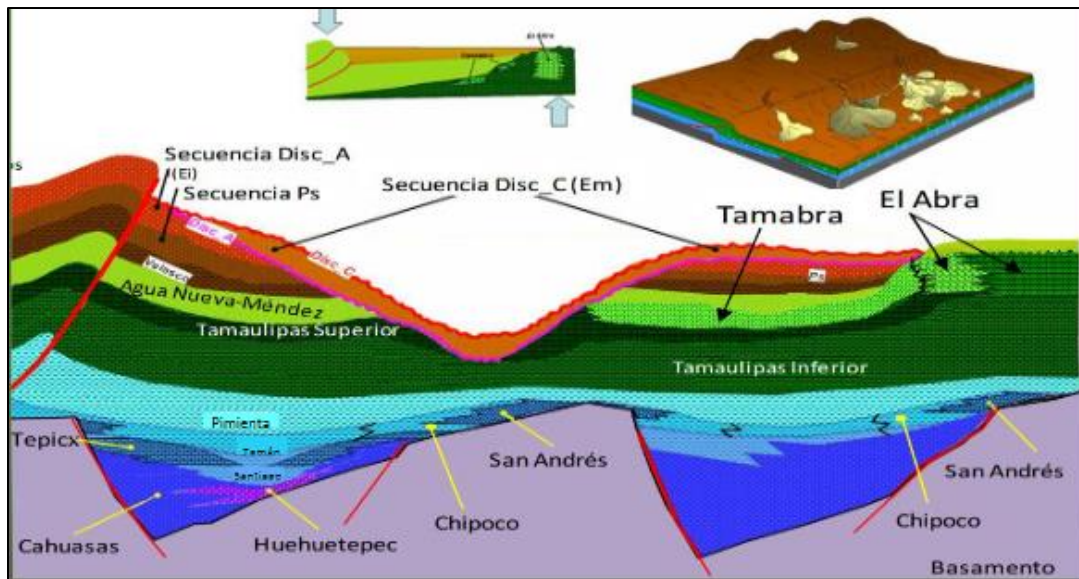


Figura 6 Orogenia Laramide, ilustrando las secuencias discordantes y deltas. (Miranda, 2010).

4. Margen pasivo II. Del Cenozoico, Paleógeno, Eoceno (Lutetiano) hasta Cenozoico, Cuaternario, Pleistoceno.

En esta tectono-secuencia la Sierra Madre Oriental siguió siendo la fuente principal de sedimento. Se depositaron en el Eoceno Medio lutitas, areniscas con capas de conglomerado y bentonita. Se sepultó el alto de la plataforma Tuxpan y se depositó en el área una plataforma siliciclástica. En el Oligoceno Superior se representa por una sección grano decreciente de areniscas, limolitas y lutitas y sobre esta una sucesión grano creciente de limolitas, areniscas y conglomerados de ambientes costeros y plataforma somera, sistemas fluviales-estuario-plataforma y fluvial-deltaico-plataforma (WEC México 2009).

En el Mioceno Medio sucedió una trasgresión que los valles fueron rellenados por una sucesión de grano creciente de conglomerados y areniscas de ambiente fluvial que van de arenas finas, limolitas y lutitas (WEC México 2009).

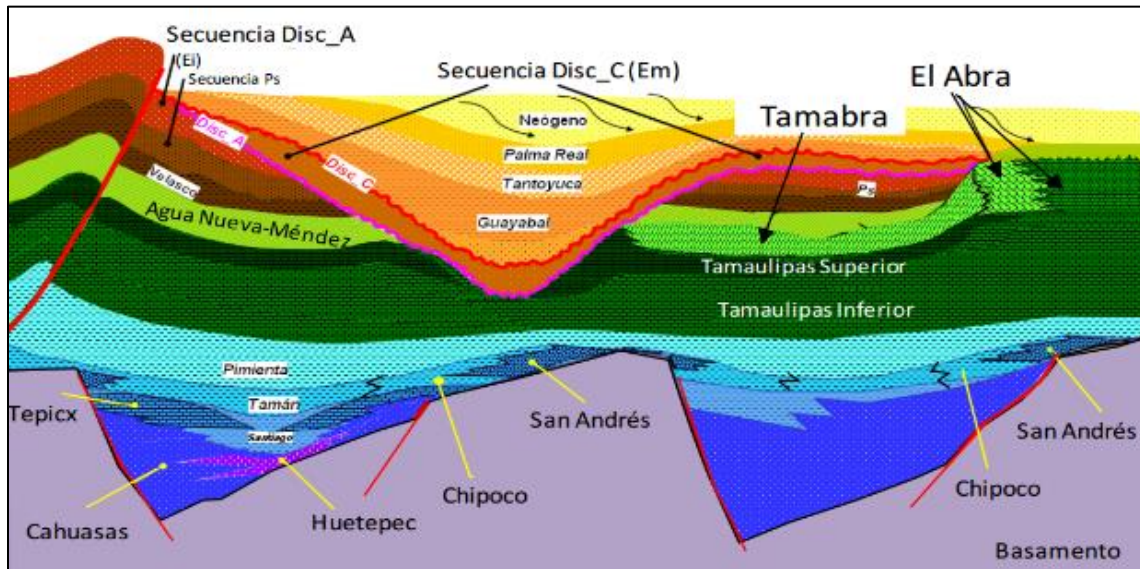


Figura 7 Etapa de Margen Pasivo. Hubo relleno por parte de la Sierra Madre Oriental (Miranda, 2010).

### 1.2.3 Unidades de análisis

Las unidades de análisis son piezas claves del proceso de exploración, que se investiga en la zona de estudio. Podríamos decir que fuese como una cadena ya que se necesita justificar porque la cuenca podría ser de interés económico para luego continuar de manera más específica hasta llegar al yacimiento, o sea, de lo general a lo particular.

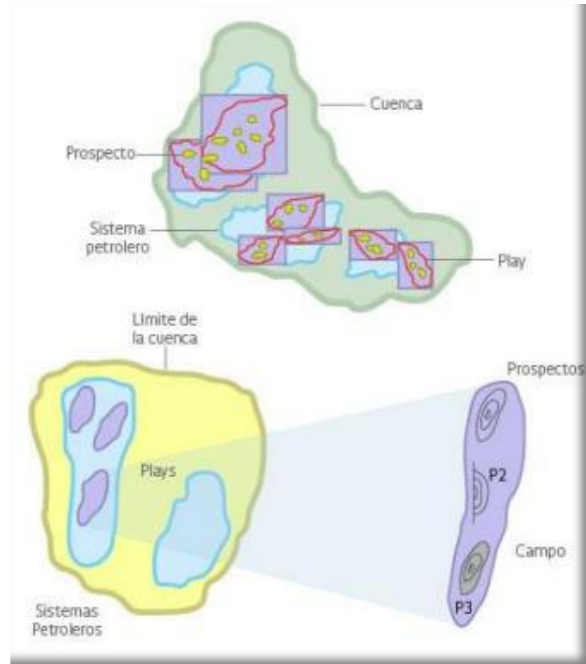


Figura 8 Visualización de la Unidad de análisis (Dra. Alma América Porres Luna, 2018).

En la figura 9 se muestra cómo se lleva a cabo el análisis de yacimiento general y se puede definir como una enumeración de pasos. La figura 8 se muestra una imagen de cómo se vería en planta cada unidad de análisis de la exploración, yendo de lo general a lo particular.

## Unidad de Análisis



Figura 9 Cadena de valor del proceso exploratorio (Dra. Alma América Porres Luna 2018).

**Cuenca:** Empezando desde el análisis de cuenca, de manera general empezaremos a definir la geometría, la forma del basamento y sus secuencias sedimentarias, básicamente investigamos sobre la historia geológica de la zona de estudio con el fin de inferir los procesos por los que paso la cuenca, así mismo entendiendo la evolución tectónica.

Hay que tener cierto conocimiento básico de la estructura de la Tierra y las placas tectónicas para entender el origen de las cuencas secundarias.

El desarrollo del análisis de cuenca depende completamente del estado de conocimiento que se tenga de la misma, y de la cantidad de información.

Los procesos que se deben de hacer con su respectivo estudio son: **la correlación estratigráfica, identificación de secuencias, sismoestatigrafía** (si se tienen sísmicas), **modelos de paleo ambientes**.

#### 1.2.4 Sistema petrolero

Se define el sistema petrolero por el conocimiento de este (incertidumbre) y se clasifica por el tipo de hidrocarburo de la roca generadora, utilizando otros sistemas similares que sirvan como análogos para la exploración y evaluación de recursos (CNH 2017).

Posteriormente se deben entender los elementos geológicos del sistema petrolero ya que está directamente relacionado con la existencia de hidrocarburos. Un sistema petrolero está constituido por elementos (roca generadora, roca almacén, rocas sello, trampa, rocas de sobrecarga) y por procesos (generación, expulsión, migración, acumulación)

El primer elemento se le conoce como la **roca generadora (I)** la cual es sepultada y debido al gradiente geotérmico ocurre la formación de hidrocarburos a partir de la descomposición del kerógeno. Los hidrocarburos al ser expulsados migran a zonas de menor presión llegando a un tipo de trampa hasta acumularse. Este proceso es conocido como **sincronía y migración (II)**, hay que comprender este proceso entre la expulsión-migración y se refiere al movimiento del hidrocarburo hacia la **trampa (III)**, el cual es el tercer elemento. Los puntos en el tiempo geológico en donde las trampas se encuentran saturadas se les conoce como momento crítico y posteriormente se alcanza el periodo de preservación que depende de la estabilidad tectónica de la cuenca, donde son acumulados en la **roca almacén (IV)**, esta roca debe tener propiedades de buena porosidad y permeabilidad. Otro elemento importante es para mantener acumulada el

hidrocarburo, es la **roca sello (V)**, que tiene baja porosidad y permeabilidad, para evitar que el hidrocarburo migre.

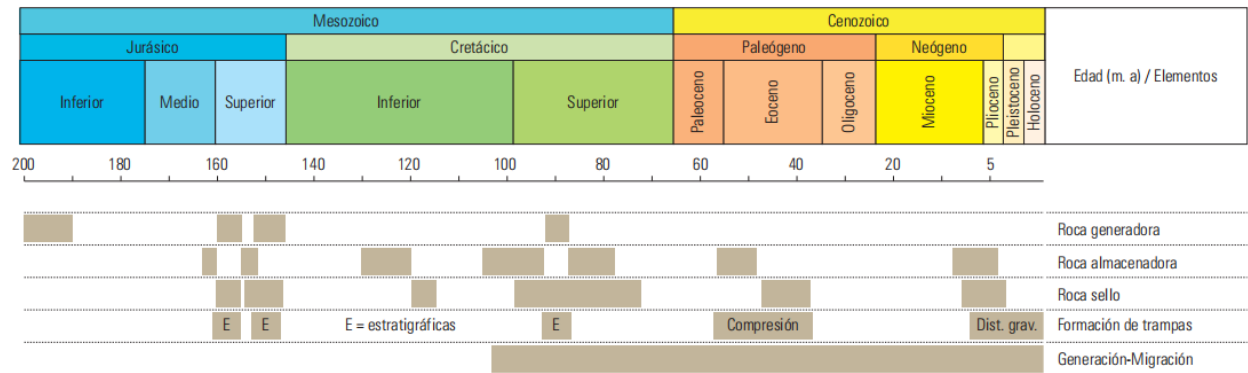


Figura 10 Eventos de los principales Sistemas Petroleros de la provincia Tampico-Misantla (La Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2017).

Hay que tener en cuenta que al final la evaluación del sistema petrolero depende de la cantidad y calidad de datos geológicos, geoquímicos, sísmicos y de producción, para poder realizar un modelado de cuenca.

La evaluación final del sistema petrolero dependerá de la cantidad y calidad de datos geológicos, geoquímicos, sísmicos y de producción, con ello se podrá realizar un modelado de cuenca.

Existen técnicas aplicadas a las rocas y fluidos con el propósito de reconocer e identificar la roca generadora y debe cumplir con la calidad, riqueza y grado de madurez de la materia orgánica para determinar el potencial generador y poder predecir el tipo de hidrocarburo.

También se debe analizar la trampa ya que su arreglo geométrico permite la acumulación de hidrocarburo. Del mismo modo un análisis de la roca sello para definir la extensión geográfica del sistema petrolero. Cuando no tenemos sello podemos decir que el hidrocarburo escapa hacia la superficie.

Se realiza un modelado geológico del sistema petrolero donde correlacionaremos los elementos de manera conceptual, digital y numérica para simular los procesos

fisicoquímicos de generación, expulsión, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos al paso del tiempo.

#### 1.2.5 Plays

Este nombre se le atribuye en parte por lo económico y todo el contexto de exploración petrolera y se analiza el play para comprender las características, factores y variables geológicas para tener un margen de error en la evaluación del riesgo geológico (WEC México 2009).

El play se refiere al área en donde existe acumulación de hidrocarburos o al prospecto como oportunidad que tiene para encontrar petróleo en cantidades comerciales. Se debe evaluar la trampa, edad de formación y posibilidad de estar cargada. Los procesos que deben cumplir un play son la presencia y efectividad, son definiciones que fundamentan y evalúan el riesgo geológico.

Con el paso de los años siempre ha existido un riesgo dentro de la industria y de misma manera se ha reducido con herramientas que ayudan a cuantificar la incertidumbre con ayuda del análisis sistemático. Con metodologías se desarrolla los análisis de plays que se implementan a la necesidad. Dicha metodología permite programar las estrategias exploratorias que integren el riesgo geológico, la distribución probabilística de volúmenes, la planeación de infraestructura y los costos iniciales de cada pozo exploratorio.

Se realizan mapas de riesgo con la finalidad de tener una distribución de la roca almacenadora en el área del play que tenga porosidad y permeabilidad. Los mapas de riesgo implican el uso de muchos datos que son analizados para identificar la calidad del yacimiento. Una vez identificado se utiliza una herramienta (CERPlay) para evaluar el volumen del play.

#### 1.2.6 Prospecto

Prospecto o también conocido como localización exploratoria, se refiere a la condición geológica del subsuelo que, basado con los atributos técnicos y económicos en un proyecto estratégico, podría contener hidrocarburos de interés económico, y se dice

que es candidata a la asignación de recursos de inversión para más tarde ser perforada (WEC México 2009).

Para esto el prospecto en un inicio se le llama oportunidad exploratoria, que se define como una condición geológica del subsuelo susceptible a contener uno o varios yacimientos.

### 1.2.7 Yacimiento

Se define como la estructura externa e interna de un yacimiento de hidrocarburo dado la caracterización geológica. Que se basa en la información de pozos exploratorios o aledaños y por campos análogos. Aquí se integran los conocimientos geológicos, geofísicos y de ingeniería petrolera. Esta integración de disciplinas se obtiene un modelo que representa las condiciones geológicas en el subsuelo ya sea de uno o más yacimientos. El modelo dinámico guía el desarrollo y explotación del campo para la recuperación óptima de reservas estimadas.

La evaluación de yacimiento debe tener: la interpretación sísmica-estructural, interpretación estratigráfica-sedimentología y diagenética, interpretación petrofísica, interpretación y análisis de fracturas, integración del modelo geológico (modelo estático). Para la parte de caracterización dinámica de yacimientos es: el diagnóstico de yacimientos fracturados, prueba DST (drill stem test), pronósticos de producción y fundamentos de las ecuaciones de flujo de fluidos. Al final se estiman las reservas de hidrocarburos en probadas, probables y posibles, también para finalizar se realiza un modelo conceptual y se evalúa el yacimiento económicamente.

## 2 Marco Teórico Geofísico

## 2.1 Conceptos sísmicos

### 2.1.1 Ondas elásticas y propiedad de las rocas

La propagación de las ondas sísmicas induce deformaciones elásticas en el subsuelo. El término elástico se refiere al tipo de deformación que desaparece al eliminar el esfuerzo que lo causó. A continuación, se mencionan algunos conceptos importantes que se deben tomar en cuenta para el entendimiento de la propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo (Öz Yilmaz, 1987):

1. El esfuerzo es la fuerza por unidad de área. Suponemos que se aplica un esfuerzo en una superficie, nosotros podemos descomponer en tres componentes, la cual una es normal a la superficie y dos son tangenciales a la superficie. La componente normal se le llama esfuerzo normal y las tangenciales, esfuerzos de corte. Si el esfuerzo normal es positivo se le llama tensional de lo contrario (negativo) compresional. Es importante resaltar que los fluidos no presentan esfuerzos de corte.
2. La deformación es el cambio fraccional en dimensión o volumen inducido por un esfuerzo. El campo de esfuerzo está lejos de la fuente sísmica y es tan pequeña que no causa deformaciones permanentes en las partículas de la roca a lo largo del camino de propagación.
3. La deformación elástica es la deformación de cuerpos sólidos a cuando el esfuerzo es liberado.
4. La Ley de Hooke del estado de deformaciones elásticas dice que la deformación en cualquier punto es directamente proporcional al esfuerzo aplicado en ese punto.
5. Los módulos elásticos son constantes que describen la relación del esfuerzo-deformación:

Módulo de volumétrico (bulk)  $k$  es la razón del esfuerzo hidrostático en una deformación volumétrica, mide la incompresibilidad.

Módulo de rigidez  $\mu$  es la razón del esfuerzo de corte con la deformación de corte, mide la resistencia al esfuerzo de corte.

Módulo de Young  $E$  es la razón del esfuerzo longitudinal a la deformación longitudinal asociados a una varilla cilíndrica que está sometido a una tensión longitudinal en dirección axial.



Relación de Poisson  $\sigma$  es la razón de la contracción lateral con la extensión longitudinal asociado con una varilla cilíndrica que está sujeto a la extensión longitudinal en dirección axial.

6. Las ondas sísmicas son ondas elásticas que se propagan en la Tierra.
7. Las ondas P son ondas con movimiento de partícula en dirección a la propagación de la onda, son considerados o equivalente a ondas compresionales o longitudinales
8. Las ondas S son ondas con movimiento de partícula en dirección perpendicular a la propagación de onda, también se les considera ondas de corte u ondas transversales.
9. La reflexión es el campo de onda asociado con una fracción de la energía de la onda incidente que es regresado de la interfaz que separa dos capas con módulos elásticos diferentes.
10. La refracción es el campo de onda asociado con la fracción de energía de onda que incide, pero es transmitida a la siguiente capa.
11. Difracción es el campo de onda asociado con la energía que se propaga al exterior de una discontinuidad aguda en el subsuelo.

Las constantes de Lamé ( $\lambda$  y  $\mu$ ) son definidas para relacionar los módulos antes mencionados. La constante  $\mu$  es el módulo de rigidez y la constante  $\lambda = k - \left(\frac{2}{3}\right)\mu$ , donde k es el módulo de bulk(volumen). Las velocidades P y S se puede derivar de las constantes de Lamé o del módulo de bulk, el módulo de rigidez y densidad.

Las constantes de Lamé en términos de la relación de Poisson (Öz Yilmaz,1987):

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)} \quad (1)$$

$$\mu = \frac{e}{2(1 + \sigma)} \quad (2)$$

La velocidad de onda P y S en términos de las contantes de Lamé:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (4)$$

Donde

- $\rho$  es la densidad

### 2.1.2 Ondículas sísmicas

Los métodos de exploración sísmica se basan en el fenómeno de propagación de ondas sísmicas en la Tierra, siendo posible debido a las propiedades elásticas de las rocas (Del Valle, 1986).

Hay que tomar en cuenta que las ondas sísmicas están definidas por la amplitud, frecuencia y fase, algún cambio de estas características hará un cambio en la forma de onda. La onda sísmica se puede construir de manera de sumas de senos y cosenos. Se puede pensar como señales analíticas que poseen parte real y otra parte imaginaria de la cual solo la parte real se detecta y es visualizada.

Una onda senoidal es una señal analógica, cuyos valores oscilan en una rama de opciones prácticamente infinita, describe una curva continua, que representa en su forma la amplitud y periodo correspondiente a una determinada frecuencia, en un solo ciclo; pero no define el tiempo absoluto en un punto cualquiera, sino el que le corresponde dentro del ciclo considerado (Sheriff et al, 1991).

En el caso de que las ondas sísmicas se propaguen en un medio homogéneo e isotrópico, la función potencial de la onda se puede relacionar con la dilatación y la rotación, identificándose dos tipos de ondas que se conocen como ondas longitudinales y ondas transversales respectivamente, aunque frecuentemente también se denominan compresionales a las primeras y de cizallamiento o distorsionales a las segundas (Del Valle, 1986).

Las velocidades de estas ondas dependen de sus propiedades elásticas y tienen los valores siguientes (Del Valle, 1986).

Las velocidades están representadas por las constantes de Lamé:

*Onda Longitudinal*

$$\alpha^2 = \frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \quad (5)$$

*Onda Transversal*

$$\beta^2 = \frac{\mu}{\rho} \quad (6)$$

La relación entre estas dos ecuaciones se define como:

$$\frac{\beta^2}{\alpha^2} = \frac{\mu}{\lambda + 2\mu} = \frac{\frac{1}{2} - \sigma}{1 - \sigma} \quad (7)$$

$\sigma \rightarrow$  *relación de Poisson*

Los materiales de la corteza terrestre  $\rightarrow 0 < \frac{\beta}{\alpha} < 0.7$ . Los fluidos no tienen corte de cizalla (incompresibles)  $\mu = 0$  entonces  $\beta = 0$

### 2.1.3 Ley de Snell

La ley de Snell establece que la cantidad es el ángulo de incidencia depende de la velocidad del medio mediante la relación  $\frac{\sin\theta}{v}$ , que es la inversa de la fase horizontal de la velocidad, es constante a lo largo del camino del rayo en medio de capas. La constante es llamada el parámetro de rayo  $p$  (Öz Yilmaz,1987). La ecuación se escribe como:

$$\Delta t = p\Delta x \quad (8)$$

El ángulo de propagación del plano de onda es controlado si se ajusta el valor de  $p$ . Si  $p = 0$  entonces corresponde a un plano de onda que viaja vertical. La ecuación que define la Ley de Snell es (Öz Yilmaz,1987):

$$\frac{\sin\theta_1}{V_1} = \frac{\sin\theta_2}{V_2} = \dots = \frac{\sin\theta_{(z)}}{V_{(z)}} = p \quad (9)$$

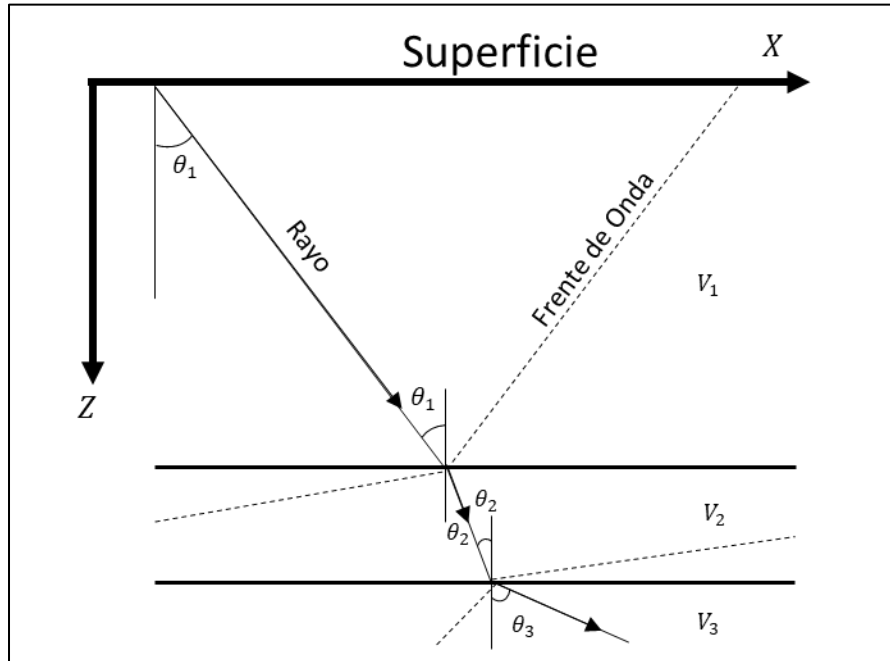
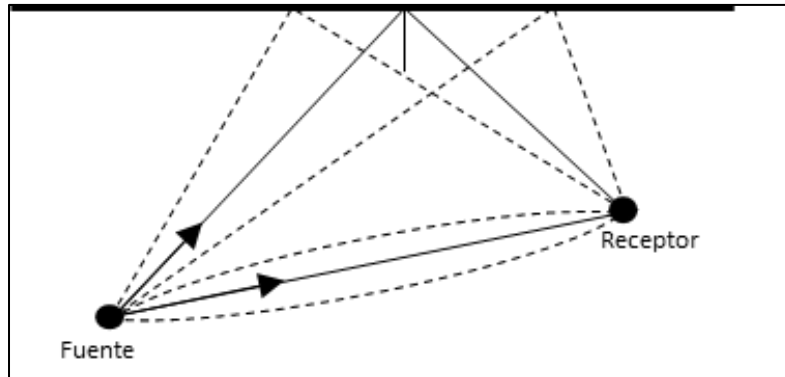


Figura 11 Ley de Snell. Si el parámetro de rayo  $p$  es especificado, entonces el rayo puede ser rastreado en la capa horizontal del modelo de la Tierra con una función de velocidad conocida  $v(z)$ . (Öz Yılmaz, 1987).

#### 2.1.4 Principio de Fermat

El tiempo de viaje a lo largo de una trayectoria de rayos un punto a otro tiene un valor extremo que para la mayoría de los problemas físicos es un mínimo. Este es la declaración del principio de Fermat (Officer, 1985). La trayectoria de rayo también se define en la dirección del flujo de energía. Entre un haz de rayos de un punto a otro, el principio de Fermat se puede aplicar para descartar todos menos un camino de rayos que corresponda a un tiempo mínimo de viaje de un punto a otro. Es un concepto práctico que puede ser usado para computarizar el tiempo de viaje por migración a profundidad prestack (Meshbey et al., 1993; Vensaver, 1996).

Se presenta el caso más simple, dos puntos en un semi espacio homogéneo. El tiempo necesitado para atravesar de manera directa es menor que los caminos adyacentes (figura 12) (Stein,1999).



*Figura 12 Principio de Fermat. Hay dos rayos (líneas continuas) uno de rayo directo y el otro por reflexión respetando la ley de Snell, conectando dos puntos en un semi espacio homogéneo. El tiempo de estos caminos es menor que los caminos cercanos (líneas punteadas), acorde al principio de Fermat. Tomada de Seth Stein,2003.*

### 2.1.5 Principio de Huygens

El resultado de cualquier punto en un frente de onda esférico actúa como una fuente secundaria que genera a su vez una propia onda esférica. El principio de Huygens es físicamente basado por la propagación de onda, que puede ser usada convencionalmente para describir la reflexión y refracción de los límites de capa y difracción de discontinuidades agudas en el subsuelo (Öz Yilmaz,1987).

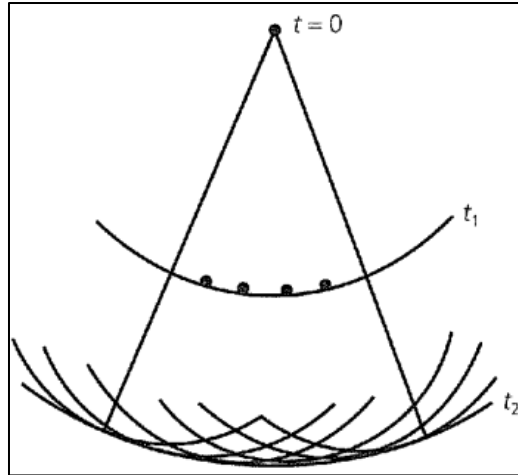


Figura 13 Principio de Huygens. Se muestra como los frentes de onda circulares pueden ser generados tratando cada punto del frente de onda inicial como un punto de fuente de energía de onda. Tomada de Seth Stein, 2003.

### 2.1.6 Frecuencia de Nyquist

El método de reconstrucción de altas frecuencias se llama frecuencia de Nyquist y está dada por (Öz Yilmaz, 1987):

$$f_{Nyq} = \frac{1}{2\Delta t} \quad (10)$$

Cuando una señal continua es digitalizada, la frecuencia más alta que puede restaurar con precisión es la frecuencia de Nyquist (Öz Yilmaz, 1987).

### 2.1.7 Resolución Vertical

Para dos reflexiones, una en la cima y una en la base de una capa delgada existe un límite de que tan cerca puede estar y aun así ser separables. Este límite depende en el espesor de la capa y es la esencia del problema de resolución vertical (Öz Yilmaz, 1987).

La longitud de onda dominante de las ondas sísmicas este dado:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (11)$$

Donde  $v$  es la velocidad y  $f$  es la frecuencia dominante. Las velocidades de onda del subsuelo están en un rango de 2000 y 5000  $\left[\frac{m}{s}\right]$  y generalmente incrementa en

profundidad. Por otro lado, en el dominio de la frecuencia de la señal sísmica normalmente esta entre 50 y 20 [Hz] y disminuye en profundidad. La longitud de onda sísmica por lo general anda entre 40 a 250[m] e incrementa con la profundidad (Yilmaz, 1987). La longitud de onda determina la resolución, entonces los rasgos en profundidad deben ser más gruesos que los rasgos someros.

La incertidumbre aceptable para la resolución vertical es un cuarto de la longitud de onda, esto no es obligatorio y depende en el nivel de ruido de los datos. A veces el criterio de la cuarta parte de la longitud de onda puede ser algo riguroso particularmente cuando hay eventos y las amplitudes pueden ser elegidas con facilidad.

V[m/s]	F[Hz]	$\lambda/4[m]$
2000	50	10
3000	40	18
4000	30	33
5000	20	62

*Tabla 1. Umbral de resolución vertical*

### 2.1.8 Método de reflexión sísmica

Este método consiste en perturbar el subsuelo generando a su vez propagación de onda sísmicas, donde el ingeniero de campo conoce la geología y la profundidad de investigación, con esta información sitúa fuente a cierta distancia para generar ondas a cierta frecuencia (controlada) que viajan en el subsuelo y rebotan llegando a los geófonos (receptores) (Öz Yilmaz, 1987).

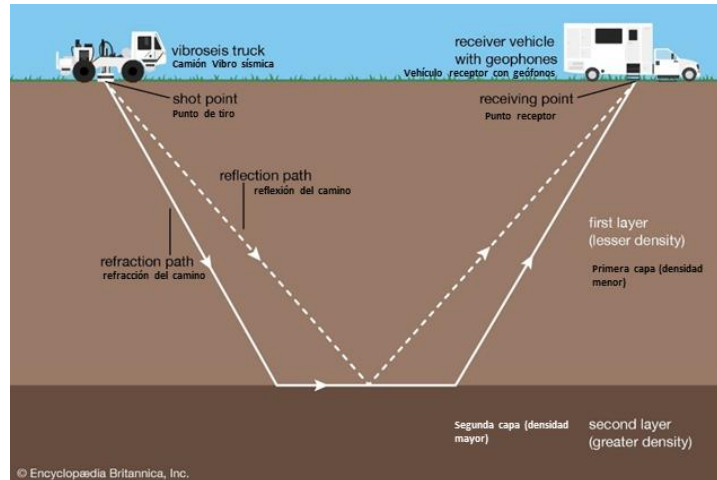


Figura 14 Método de reflexión sísmica. Propagación de onda en el subsuelo y captado por geófonos en superficie. Captura de la señal sísmica. Tomada de Encyclopædia Britannica, 2007.

### 2.1.9 Impedancia Acústica

La impedancia acústica de las capas superficiales se determina por la velocidad de ondas sísmicas. La velocidad y la longitud de onda aumenta conforme aumenta la profundidad debido a que se incrementa el grado de compactación y diagénesis de los sedimentos, al mismo tiempo, las frecuencias disminuyen a profundidad. En pocas palabras la resolución sísmica es mayor a profundidades someras y pobre con el incremento de profundidades (Andreassen, 2009; Brown, 1999).

### 2.1.10 Coeficiente de reflexión

El coeficiente de reflexión es la relación de la amplitud de la onda reflejada a la amplitud de onda incidente. El coeficiente de reflexión es visto como la relación del cambio de impedancia acústica y el doble de impedancia acústica promedio (Öz Yilmaz, 1987).

Es decir, la energía de una onda sísmica que incide sobre una interfaz y se produce el fenómeno de transmisión y de reflexión, que surge de contrastes en los medios donde incide la onda. El coeficiente de reflexión (ecuación 12) es la relación del medio 1 con el medio 2, ya que está regido por una interfaz de contrastes de impedancias acústicas de dos cuerpos de roca adyacentes.



$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (12)$$

### 2.1.11 Velocidades sísmicas

Velocidad promedio: es la distancia de viaje de la onda sísmica de la fuente al reflector en el subsuelo y de regreso a la superficie, o sea, es el viaje doble de la onda sísmica.

$$v = \frac{2z}{t} \quad (13)$$

Donde:

- z es la distancia a profundidad
- t es el tiempo de viaje
- Velocidad de Intervalo: Está definido por el grosor de la capa estratigráfica dividido por el tiempo que toma de la cima a la base de la capa.

$$v_i = \frac{2 \Delta z}{\Delta t} \quad (14)$$

Donde:

- $\Delta z$  es el intervalo de profundidad del estrato
- $\Delta t$  es el intervalo de tiempo del estrato

Velocidad Stacking (apilado): Es la velocidad optima dado por el CMP (punto medio común) o CDP (punto de profundidad común) apilado resultando cuando se usan las correcciones MNO (normal move out). Esta no es la velocidad verdadera de la roca.

VNMO: Es la velocidad usada para corregir por el método “*normal move out*”, parecido a la velocidad Stacking.

$$V_{NMO} = \frac{v}{\cos \theta'} \quad (15)$$

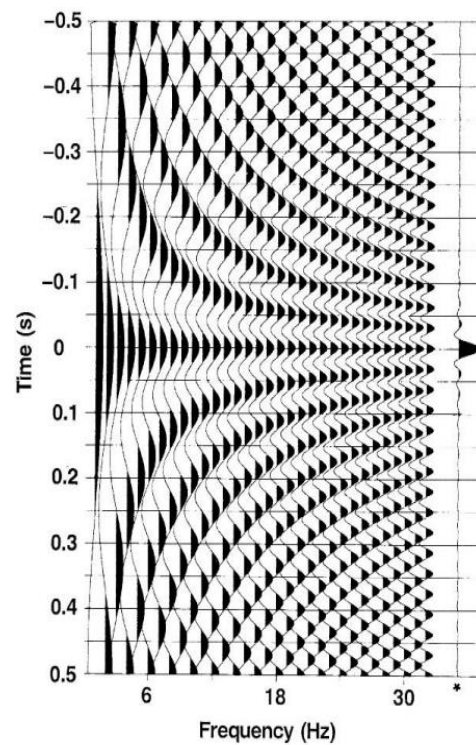
La diferencia entre la velocidad Stacking y NMO, que la Velocidad Stacking se basa en la hipérbola que mejor se ajuste en toda la dispersión de longitud y la Velocidad MNO en la hipérbola de dispersión pequeña (Öz Yilmaz,1987).

VRMS: Es la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de los valores de velocidad Stacking dividido por el número de valores, o sea, es la velocidad media cuadrática. Es

la velocidad de una onda a través de capas del subsuelo de velocidad de intervalo diferente a lo largo de una trayectoria sísmica (Öz Yilmaz,1987).

Factores que afectan las velocidades:

- Forma de poro
- Presión de poro
- Saturación de fluido en el poro
- Presión en la formación
- Temperatura



*Figura 15 Ondícula Fase Cero. Suma de un número discreto de sinusoides sin retardo de fase, pero con la misma amplitud máxima, produce una ondícula simétrica de banda limitada representada por la traza derecha. Figura obtenida del libro Öz Yilmaz (1987).*

### 2.1.12 Tipos de ondícula

Una señal sísmica puede ser representada como la suma de señal geológica y ruido. El ruido causa problemas en el procesamiento de datos geofísicos porque limita la identificación de los rasgos geológicos.

#### 2.1.12.1 Fase cero

Es una ondícula simétrica respecto al tiempo cero y los picos en tiempo cero.

#### 2.1.12.2 Ricker

La ondícula de Ricker es una solución teórica a la ecuación diferencial de Stokes (Ricker, 1943, 1944) y que toma en cuenta el efecto viscosidad Newtoniano y es aplicable a la propagación de ondas de un medio homogéneo viscoelástico.

La ondícula de Ricker es la segunda derivada de la función Gaussiana; es simétrica en el dominio del tiempo. Aunque en la realidad, las señales sísmicas no siempre son simétricas y son cercanas a la primera o la primera y media de la derivada Gaussiana (Ricker, 1953; Hosken, 1988).

Está definido (ecuación 13) en el dominio del tiempo como:

$$r(\tau) = \left(1 - \frac{1}{2}w_p^2\tau^2\right) \exp\left(-\frac{1}{4}w_p^2\tau^2\right) \quad (16)$$

Donde:

- $\tau$  es el tiempo (segundos).
- $w_p$  es frecuencia con más energía (radianes por segundo).

#### 2.1.12.3 Trapezoidal

Consiste en dejar pasar las frecuencias y números de onda contenidas dentro del trapecio que se define a nuestro criterio.

Está definida en una zona de frecuencia de señal que será preservada, lo que está por fuera de esta zona será eliminada y la región con pendiente será atenuada, es decir, que deja pasar las frecuencias y números de onda dentro del trapecio.

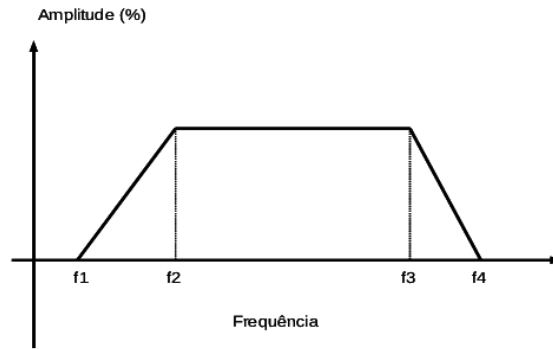


Figura 16 Filtro de frecuencias de tipo trapezoidal pasa bandas. Tomada de atenuación de ground-roll utilizando filtro direccional radial, Anderson Silva Santos, 2014.

#### 2.1.12.4 Butterworth

Es un tipo de filtro pasa bajas que se define puede calcular (ecuación 17) como:

$$|H(w)|^2 = \frac{1}{1 + \left(\frac{w}{w_c}\right)^{2n}} \quad (17)$$

Donde:

- $w_c$  es la frecuencia de corte, n determina el orden de este.

La frecuencia de corte debe ser especificado.

#### 2.1.12.5 Wiener

Minimizando el error de mínimos cuadrados entre el resultado deseado y el resultado obtenido cae en un set de ecuaciones envolviendo los coeficientes de auto correlación de traza.

Este filtro tiene una aproximación que se le describió como método deconvolución predictivo.

El filtro obedece ciertas supuestos:

1. Las capas de la tierra están en un sistema lineal.
2. El tren de picos de reverberación y el pulso de la fuente son de retraso mínimo.
3. La serie de coeficientes de reflexión del reflector profundo es aleatoria y sin correlación.

Es usada para atenuar o eliminar múltiples que se presentan como ruido en la señal.

### 2.1.13 Sismograma sintético

El sismograma sintético o generalmente denominado sólo sintético, es un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la Tierra (Schlumberger,2006).

Para generar un sismograma sintético es mediante el cálculo matemático convolución, donde utilice los registros sónico y densidad. Estos dos se convolucionan y se utiliza una ondícula que genera la impedancia acústica y a su vez la convolución crea un sismograma de tiempo (Leonardo Ibarra Santiago, 2020).

El sismograma sintético nos ayuda a determinar amplitudes, una mejoría en resolución sísmica vertical y fase en intervalos productores.

La operación de convolución en el dominio de la frecuencia es un producto de las transformadas de Fourier (FT) de las dos funciones (Schlumberger, 2006):

$$Y(\omega) = F(\omega) * X(\omega) \quad (18)$$

Donde:

- $X(\omega)$  = FT de la serie de tiempo  $x(t)$ .
- $F(\omega)$  = FT del filtro  $f(t)$ .
- $Y(\omega)$  = FT del resultado  $y(t)$ .
- $\omega$  = frecuencia angular.

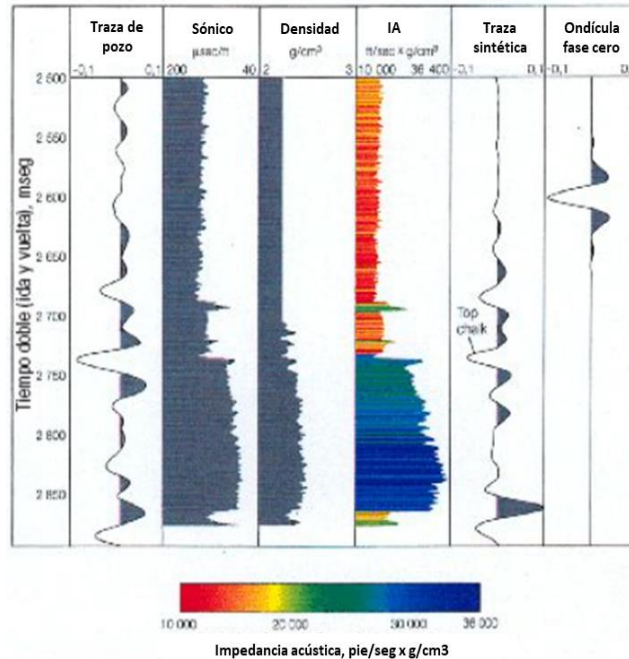


Figura 17 Generación de la traza sísmica. Tomado Schlumberger, 2006.

## 2.2 Conceptos de registros geofísicos y petrofísica

Los registros son herramientas que se toman en pozo para conocer comportamientos físicos de los estratos de interés económico.

La calidad con la que vemos los registros depende de:

- Los problemas ambientales.
- Calibración de equipo.
- Rapidez en que se tome el registro.
- La posición en el pozo.

### 2.2.1 Rayos Gamma

Esta herramienta mide los rayos gamma del decaimiento radioactivo natural de la roca. Las herramientas básicas o antiguas toman medida de todos los rayos gamma que emite la roca, con el tiempo se realizaron detectores más avanzados que mide el espectro de energía que indica el elemento que es debido al decaimiento radioactivo, Torio (Th), Potasio (K) y Uranio (U) (José Luis Ortiz López, 2018).

Cada uno de estos elementos responde a materiales dentro de la roca, el uranio responde a la materia orgánica y el potasio a minerales como el feldespato, micas y sales potásicas.

Alto uranio nos indica a identificar fracturas, si tenemos grandes cantidades de materia orgánica.

Este registro nos ayuda a:

- Identificación de litología.
- Volumen Arcilloso.
- Determinación de facies y depósitos por medio de la forma del registro (cilíndrica, embudo, campana, reloj de arena, dientes de sierra)

### 2.2.2 Potencial Espontáneo

Es una medición de profundidad del diferencial de potencial y el voltaje en el pozo y un electrodo en superficie.

La herramienta lee la corriente espontanea de las formaciones que contengan agua las cuales contengan componentes salinos. El principio físico que ocurre es el movimiento de los iones presentes en las sales de las aguas que están en espacios vacíos de las rocas porosas, generando una corriente eléctrica.

### 2.2.3 Resistividad

El registro de resistividad fue el primer registro de pozo. Los cambios en resistividad ayudaron identificar cambios geológicos de los estratos de las formaciones.

Algunos factores comunes que afectan a la resistividad son:

- Porosidad.
- Salinidad.
- Poros no conectados ya sea por vugs (cavidades en la roca o fracturas).

La resistividad cuantitativa ocupa una ecuación que integra la resistividad de formación  $R_t$  con (Schlumberger, 2017):

- Volumen de agua  $\phi S_w$ .
- Resistividad del agua  $R_w$ .
- Poro aislado.

$$R_t = \frac{R_w}{(\phi S_w)^{\text{aislado}}} = \frac{R_w}{\phi^m S_w^n} \quad (19)$$

La ecuación se puede reescribir y queda:

La ecuación de Archie

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (20)$$

En zonas donde  $a S_w = 1$  la ecuación queda:

$$R_t = \frac{a}{\phi^m} R_w \quad (21)$$

Donde:  $a$  es un factor cercano a 1

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (22)$$

Donde:

- $R_w$  es la resistividad del agua.
- $m$  y  $n$  son los factores de aislamiento;  $m$  indica la saturación y  $n$  indica la cementación.
- $S_w$  es la Saturación de agua.
- $\phi$  es la porosidad.
- $F$  es el factor de formación.

En el sistema de lodo base agua nos dice que el lodo y la resistividad de filtrado de lodo depende de la cantidad de sólidos disueltos dado la corriente es conducida por los iones de estos sólidos.



Por otro lado, el sistema de base aceite dice que la fase continua de fluido en el lodo y el filtrado es aceite, usualmente diésel y no conduce corriente.

Invasión: características y factores que lo controlan:

1. Volumen del filtrado entrado a la formación, depende de la calidad de lodo.
2. Velocidad del proceso de invasión que depende por la permeabilidad de la formación.
3. Profundidad de invasión que depende de la porosidad de la formación.

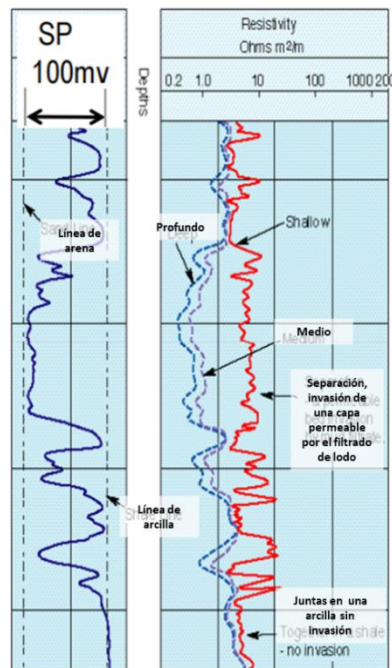


Figura 18 Registro SP y Resistivo. Tomada de Schlumberger, 2012.

### 2.2.4 Sónico

Mide el tiempo de viaje de una onda elástica en la formación y como consecuente se obtiene información de las velocidades de las ondas elásticas. Esta información de velocidades ayuda a calibrar los datos sísmicos y se obtiene la porosidad de la formación. Los datos son representados en lentitud microsegundos sobre pie  $\left[\frac{\mu s}{ft}\right]$ .

$$\Delta t \propto \frac{\rho}{r} \quad (23)$$

Donde:

- $\rho$  es la densidad del material.
- $r$  es la resistencia del material.

Con ayuda del registro sónico podemos obtener:

- Velocidad sónica.
- Impedancia acústica.
- Coeficientes de reflexión y refracción.
- Sismograma Sintético.

Para obtener la porosidad del registro sónico (Schlumberger, 2012)

$$\Delta t = \phi \Delta t_p + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \quad (24)$$

Despejando la porosidad

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_p - \Delta t_{ma}} \quad (25)$$

Donde:

- $\Delta t$  Intervalo de tiempo que toma el registro
- $P$  se refiere al poro
- $ma$  es la matriz

El registro sónico calcula el valor de porosidad secundaria, se refiere al que está aislado de cavidades en carbonatos o fracturas.

Un índice de posible contenido de gas es donde tenemos bajas densidades por tanto disminuye la densidad aparente de la formación.

### 2.2.5 Densidad

El registro que se toma se llama PEF (factor fotoeléctrico) donde podremos obtener:

- Porosidad, tendencia de hidrocarburos.
- Litología obtención del módulo de bulk y corte.
- Impedancia acústica  $v * \rho$ .

La herramienta de densidad utiliza dos interacciones de rayos gamma con la materia, de media (dispersión) y baja (absorción) energía.

Media energía (dispersión) sucede cuando incide los rayos gamma a un núcleo y pasa por este y de manera perpendicular se dispara fuera de la órbita del núcleo un electrón.

Baja energía (absorción) ocurre cuando el rayo gamma es completamente absorbido por el electrón. Es un efecto de baja energía, por lo tanto, el índice de absorción fotoeléctrica (PEF) mide utilizando los rayos gamma con la energía más baja.

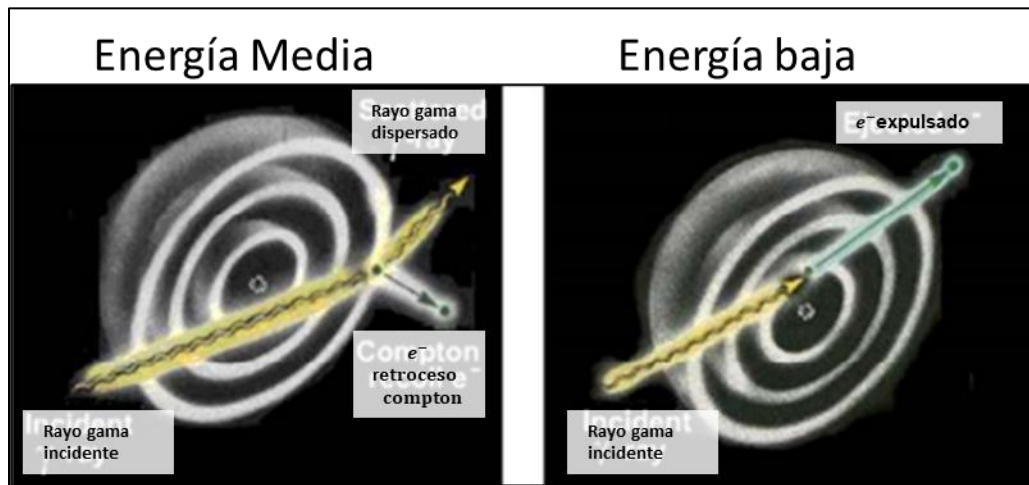


Figura 19 Dispersión (energía media) y Absorción (energía baja). Captura de imagen tomada del Curso de petrofísica y Registro de pozos.

Se utiliza la densidad electrónica para predecir la verdadera densidad de la formación:

$$\rho_b = 1.0704 * \rho_e - 0.1883 \quad (26)$$

Donde:

- $\rho_b$  es la densidad de volumen.
- $\rho_e$  es la densidad electrónica.

Para la obtención de la porosidad se utiliza la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{log}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (27)$$

Donde:

- $\rho_{matriz}$  densidad de la matriz.
- $\rho_{log}$  densidad que toma el registro.
- $\rho_{fluido}$  densidad del fluido.

### 2.2.6 Ecuación de Faust

El registro de resistividad es sensible a cambios tipo de fluidos, entonces se entiende que la resistividad puede utilizarse para indicar viscosidades.

La ecuación de Faust (ecuación 28) se utiliza para predecir la Velocidad de la onda P:

$$V_p = \gamma \left( z \frac{R_0}{R_w} \right)^{\frac{1}{6}} \left[ \frac{m}{s} \right] \quad (28)$$

Donde:

- $V_p$  es la velocidad de la onda P en una roca saturada de fluido [m/s]
- $R_0$  es la resistividad de la roca 100% saturada de agua [ $ohm * m$ ]
- $R_w$  es la resistividad de agua de formación [ $ohm * m$ ]
- $z$  es la profundidad [m]
- $\gamma$  es la constante

Predice velocidades compresionales con el tiempo geológico y la profundidad de enterramiento de la roca (Faust, 1951). La curva obtenida con la ecuación de Faust da una tendencia general de la velocidad. Las velocidades obtenidas de la ecuación de Faust pueden parecerse más a las reales variando la constante  $\gamma$ .

### 2.2.7 Ecuación de Gardner

Usando la ecuación de Gardner, la densidad puede variarse de la  $V_p$  y las constantes  $a$  y  $m$ . Gardner et al. (1974) nos da valores de  $a$  de 310 y  $m$  de 0.25:

$$\rho = a \alpha^m \quad (29)$$

Donde:

- $\rho$  es la densidad ( $kg/m^3$ )
- $a =$  constante de 310
- $\alpha =$  velocidad compresional (m/s)

- $m =$  constante de 0.25

### 2.2.8 Ecuación de Archie

Para entender la ecuación de Archie es importante saber el experimento que realizó y las condiciones que propuso (Edgar Chajid et al, 2011).

La ecuación de Archie es formulando de manera empírica donde es usada para estimar  $S_w$  (saturación de agua) en un yacimiento utilizando  $R_t$ ,  $\Phi$  y  $R_w$  (resistividad verdadera, porosidad y resistividad del agua correspondientemente).

Para explicar la ecuación de Archie se usa un cubo como modelo que la lectura está directamente calibrado a la resistividad. El cubo se llena de agua de formación, entonces la porosidad es 100% ya que no hay roca en el cubo. La saturación de agua también será 100% ya que el espacio en poros está ocupado por el agua de formación. En estas condiciones la resistividad medida ( $R_t$  será la misma que  $R_w$ ) (Edgar Chajid et al, 2011).

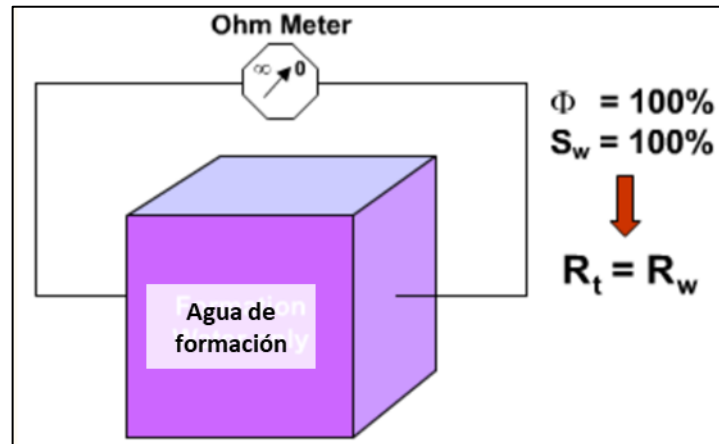


Figura 20 Experimento de Archie fase 1, Cubo lleno de agua de formación. Captura de imagen tomada del Curso de petrofísica y Registro de pozos.

En la segunda parte del experimento se agrega arena al cubo así que la porosidad será del 70%. La  $S_w$  sigue siendo 100% ya que no hay hidrocarburo en el cubo. La resistividad medida del cubo  $R_t$  fue mayor que  $R_w$  desde que la conductividad del agua

fue reemplazada por roca no conductiva. Variando la porosidad se encontró que  $R_t \propto \frac{1}{\phi^2}$  con  $S_w = \text{constante}$ .

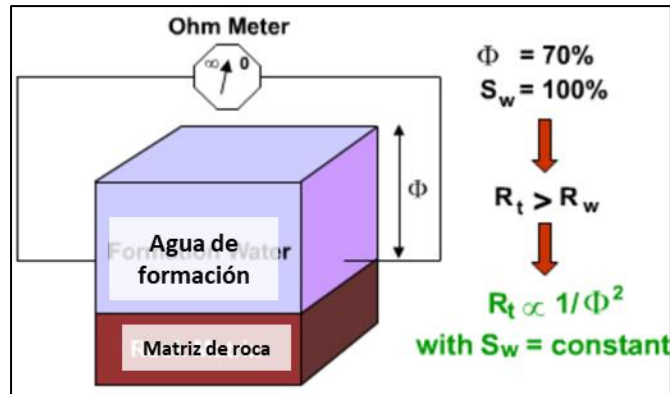


Figura 21 Experimento de Archie fase 2. Cubo con agua de formación y arena. Captura de imagen tomada del Curso de petrofísica y Registro de pozos.

La tercera parte del experimento se llena con la mitad de agua del cubo pasado que es reemplazado con aceite. Este resultado que no hay cambio en la porosidad de 70% y que  $S_w$  es de 50% desde que la mitad del espacio de poro es ocupado por aceite. La resistividad medida del cubo  $R_t$  se encontró que es mayor que  $R_t$  de la segunda parte del experimento desde que la mitad del agua conductiva fue reemplazada por aceite no conductivo. Variando la  $S_w$  se encontró que  $R_t \propto \frac{1}{S_w^2}$  con porosidad constante.

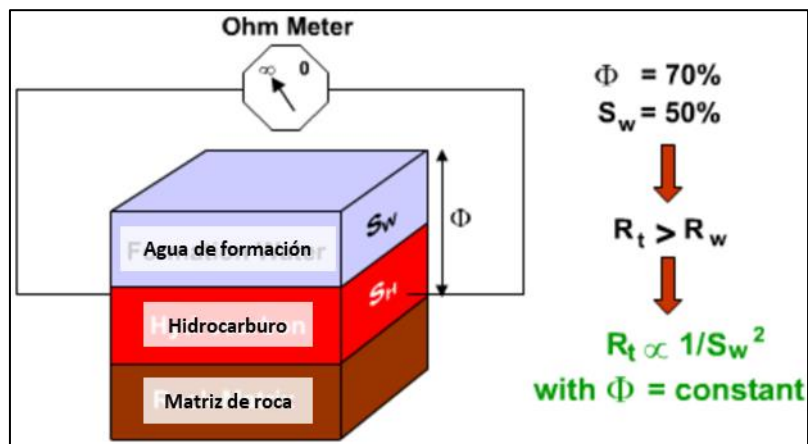


Figura 22 Experimento de Archie fase 3. El cubo llenado de agua de formación, arena y aceite. Captura de imagen tomada del Curso de petrofísica y Registro de pozos.

En esta cuarta parte de análisis, la salinidad de agua de formación se incrementó al añadir algo de sal en ella, que conlleva a la reducción de  $R_w$ . Al variar la salinidad, se encontró que  $R_t \propto R_w$  con  $S_w, \Phi$  es constante.

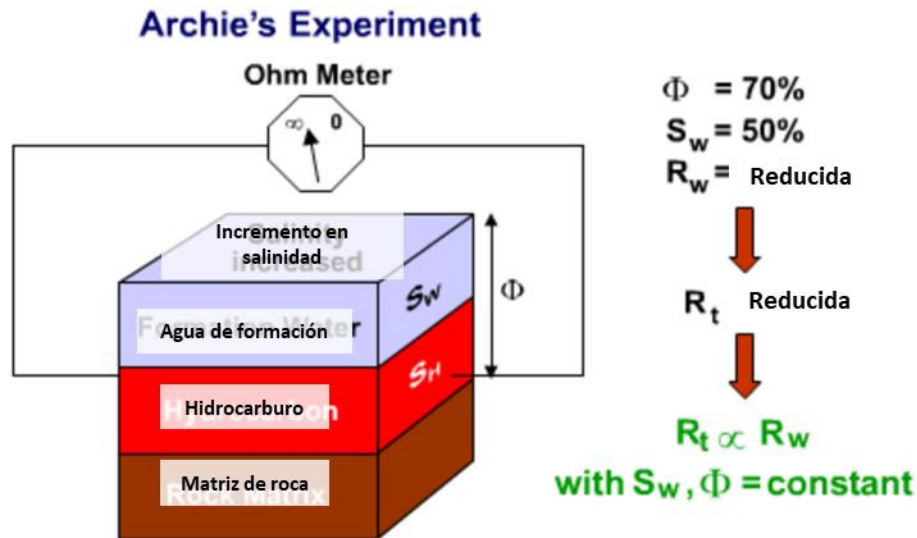


Figura 23 Experimento de Archie fase 4. Cubo lleno de Agua de Formación, Aceite y Arena. Captura de imagen tomada del Curso de petrofísica y Registro de pozos.

Así la ecuación de Archie se desarrolló. Desde que se desarrolló en 1942, petrofísicos han probado esta ecuación tras repetir el experimento para casi cualquier tipo de roca. Mientras la ecuación de Archie se mantuvo verdadera para casi todas las formaciones no arcillosas, los experimentos mostraron que era necesario que se actualizara para variables como la cementación, tortuosidad, forma granular y tamaño. Así la ecuación de Archie se generalizó y fue propuesta para rocas no arcillosas.

Ecuación de Archie:

$$R_t = \frac{R_w}{\Phi^2 S_w^2} \quad (30)$$

$$S_w = \frac{1}{\Phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (31)$$

Ecuación de Archie Generalizada:

$$R_t = \frac{a R_w}{\phi^m S_w^n} \quad (32)$$

El factor de formación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (33)$$

Resistividad húmeda:

$$R_o = \frac{a R_w}{\phi^m} = R_t \quad (34)$$

cuando  $S_w = 100\%$

Donde:

- $a$  es el factor local de corrección.
- $m$  es el factor de cementación que representa como los granos de formación se mantienen unidos.
- $n$  es el exponente de saturación.

Los valores de  $a$ ,  $m$  y  $n$  encuentran de manera experimental de registro de datos y análisis de núcleos.

### 2.2.9 Ecuaciones de Simandoux

La ecuación de Simandoux (ecuación 35) se utiliza para calcular la saturación de agua, la ecuación utiliza una modelo física de rocas debido a la simplicidad general del modelo e incrementa la precisión sobre en sistemas de lutita-arena y puede predecir la saturación de hidrocarburo superior al 90%:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_e^m \times S_w^n}{a \times R_w} + \frac{V_{sh} \times S_w}{R_{sh}} \quad (35)$$

Donde:

- $R_t$ , la resistividad horizontal.
- $S_w$ , la saturación de agua.
- $m$ , exponente de cementación.
- $n$ , exponente de saturación.



- a, exponente de tortuosidad.
- $R_w$  la resistividad de agua a temperatura de la formación.
- $V_{sh}$  el volumen de lutita.
- $R_{sh}$  la resistividad de la lutita.
- $\phi_e$  la porosidad efectiva  $\phi_e = \phi_T \times (1 - V_{sh})$ ,  $\phi_t$  es la porosidad total.

La siguiente tabla 2 representa los parámetros usados en la ecuación de Simandoux:

Parámetros	Valores
a	1
m	1.8
n	1.7
$R_{sh}$	6 [ $\Omega m$ ]
$R_w$	0.18 [ $\Omega m$ ]

Tabla 2 Parámetros de la Ecuación de Simandoux. Tomado de Robert Keirstead et al. 2017.

El modelo de Simandoux es una versión modificada de la ecuación de Archie para determinar el agua de saturación, es empleada en arenas limpias y arenas arcillosas. Existen muchos factores como tamaño de poro, permeabilidad, forma del grano, mojabilidad de la roca, salinidad y temperatura entre otros que afectan los parámetros de la ecuación de Archie.

#### 2.2.10 Modelo de Velocidades

Los especialistas en sismica de Exploración y Producción utilizan diferentes métodos de inversión por ejemplo la inversión de velocidad e inversión de la amplitud, para generar modelos de velocidades. A continuación, se explican algunos tipos de inversión (Frazer, 2008):

1. El primero método de inversión es de velocidad o inversión del tiempo de tránsito, que se utiliza para la generación de imágenes en escala de profundidad. Usa las trazas sísmicas en localizaciones ampliamente espaciadas. Dando como resultado un modelo de velocidad-profundidad relativamente grueso. Los intérpretes sísmicos utilizan estas imágenes para determinar la forma y profundidad de los reflectores del subsuelo.

2. El método de inversión de la amplitud hace uso del tiempo del primer arribo y la amplitud de ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión. Esta inversión se conoce como inversión sísmica para la caracterización de yacimientos, lee entre líneas o entre las interfases reflectoras, para generar modelos detallados de las propiedades de las rocas.

Los modelos directos parten de un modelo de capas con profundidades, espesores densidades y velocidades estimadas de las formaciones a partir de los registros de pozo. Un modelo sencillo solo incluye velocidades de onda compresional (onda P) y densidad ( $\rho$ ) y puede utilizarse para obtener la inversión de impedancia acústica o de las ondas P. Los modelos que incluyan velocidades de onda de corte (onda S) puede resolver la impedancia elástica o de onda S (Frazer, 2008).

El modelo combina el pulso sísmico para crear una traza sísmica modelada llamada traza sintética. El desarrollo de inversión ocupa una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico, y crea un modelo del subsuelo para esa localización de traza (Frazer, 2008).

Para realizar el modelo de velocidades se requieren mediciones de la densidad volumétrica obtenidas del registro de densidad y velocidades compresionales obtenidas del registro sónico, y que cubra en ambos casos el intervalo a invertir (Frazer, 2008).

El modelo de velocidades que se construyó para este proyecto se utilizó: los grids (mallas interpretadas), picks (puntos de entrada de las edades que ocupamos, cretácicos y jurásicos) y un cubo con las dimensiones de la zona de estudio (para inundar las velocidades).

Para la realización grid por medio de la malla es necesario tener conocimientos básicos de geoestadística ya que meteremos información donde existan puntos vacíos dentro de la malla.

A continuación, se explica el uso de la geoestadística que se usó en este reporte, así como los distintos métodos que se pueden ocupar dentro del software.

### 3 Geoestadística

En los softwares tanto LandMark como en Petrel, una vez realizado los sismogramas sintéticos, correlacionarlos con la sísmica e interpretación sísmica sobre el cubo 3D, se integran para realizar el modelo de velocidades. Empleando algoritmos estadísticos puede dar un buen ajuste al modelo de velocidades teniendo así un buen sentido geológico.

La geoestadística ha buscado describir mejor las características de la geología y las ramas de la geología cuantitativas (geofísica, geología matemática y geoestadística) han incrementado significativamente el nivel de las geociencias y la mayoría de los geocientíficos se les enseña a describir y menos a cuantificar. La descripción geológica y las geociencias cuantitativa son altamente complementarios, especialmente en exploración y producción. La mayoría de los geocientíficos se benefician de la integración del análisis descriptivo y cuantitativo de formaciones del subsuelo. Al realizar un buen análisis y modelado, los geocientíficos pueden probar sus conceptos geológicos e hipótesis de manera cuantitativa. De hacerlo así, usan probabilidad analítica para resolver inconsistencias en datos e integrarlos de manera coherente (Schlumberger, 2019).

El modelado del yacimiento o geológico facilita la integración analítica descriptiva y cuantitativa. La mejor manera de integración descriptiva y cuantitativa es con el modelado del yacimiento o geológico basado en heterogeneidades multiescalar. En tal acercamiento, los modeladores del yacimiento pueden ir más allá del modelo número dado por un flujo de trabajo para usar como modelo como proceso del entendimiento del yacimiento (Schlumberger, 2019).

#### 3.1 Mínimos Cuadrados

El estimador de la función de semivariograma (ecuación 36) está definido como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n(h)} \sum_{n(h)} (Z(t+h) - Z(t))^2 \quad (36)$$

Donde:

- $Z(t)$  es el valor de la variable en periodo del tiempo
- $Z(t+h)$  otro valor observado separado del anterior por un intervalo
- $h$  y  $n(h)$  es el número de vez obtenida la función (36)
- $h$  se utilizan valores distintos que se emplea en la regresión lineal o no lineal para ajustar por mínimos cuadrados

### 3.2 Kriging

Este nombre es dado por el geólogo sudafricano D.G. Krige, donde trabajo en la predicción de reservas de oro. Este método se considera como el pionero en métodos de interpolación espacial, que encierra un conjunto de métodos de predicción espacial que se basa en la minimización del error cuadrado medio de predicción.

El método Kriging es una interpolación optima basada en la regresión contra los valores observados de los puntos de datos circundantes, ponderados de acuerdo con los valores de covarianza espacial. Este método asigna peso de acuerdo con la función ponderada o sea moderada que toma en cuenta los datos, en lugar de una función arbitraria, pero sigue siendo solo un algoritmo de interpolación y dará resultados muy similares a otros en muchos casos (Isaaks y Srivastava, 1989).

### 3.3 Kriging Anisótropo y Kriging Isotrópico

Kriging usa probabilidad y correlación espacial para crear una superficie que tiene peso en los valores observados de una distancia y una distancia basada en la función semi-variancia que puede contar para patrones espaciales anisotrópicos y tendencias (Lou et al. 2008). La isotropía (valores uniformes en todas las direcciones) se asume durante el proceso de Kriging si es que se especifica la anisotropía.

### 3.4 Triangulación

Este método consiste en un grupo de puntos tridimensional  $\{x_1, \dots, x_k\}$  conectado por triángulos. Para explicar este método se plantea que hay 3 puntos donde existe un espacio vacío o sin datos entre ellos, este método interpolara estos 3 datos al espacio donde no existe datos. Este método permite la variación de resolución dependiendo en el detalle necesitado.

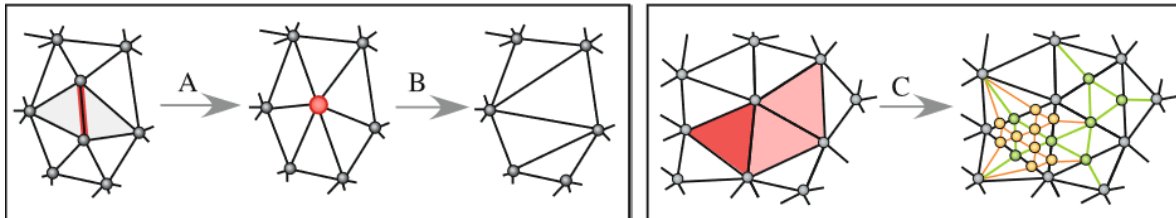


Figura 24 Ejemplo del método triangulación modificando la resolución. Los bordes colapsan, (A) el nodo colapsa (B) operaciones engrosan la malla triangular (los elementos en rojo colapsan). subdivisión triangular (C) redefine la malla: todos los triángulos en rojo son subdivididos de una vez (resultando en puntos verdes y en bordes), y el triángulo en rojo fuerte es subdividido de dos veces (resultando en los nodos naranjas y bordes). Tomada de G. Caumon, 2009.

### 3.5 Refinement Gridding

Se debe utilizar cuando los datos son muy “densos” (por ejemplo, horizontes sísmicos) y es un excelente algoritmo para el mapeo estructural. Puede ser usado para mapeo, pero se sugiere usar más suavizado de lo deseado.

Este método Comienza con un grid grueso donde los nodos inician con los valores promedio de los datos de entrada. Este método utiliza un algoritmo de mínima curvatura aplicado a cuadrículas regulares. El grid se refina en series de grids más finos hasta que se alcanza al tamaño de celda del grid objetivo.

## 4 Metodología

### 4.1 Generación del sismograma sintético

- I. Verificar la calidad de los datos
- II. Conversión de los datos registrados en profundidad, a la escala sísmica (milisegundos para los trabajos hechos)
- III. Identificar los intervalos de interés
- IV. Obtención de la serie de reflectividad

- a) A través de los registros sísmicos y densidad
- b) La serie de reflectividad en tiempo se obtiene del cálculo de las impedancias acústicas y los coeficientes de reflexión. La serie de reflectividad y la relación de velocidad con densidad obtenida por los coeficientes de reflexión se puede observar el contenido de los estratos.

V. Se generan series ondículas, usando el pulso de Ricker

VI. Generar la convolución o filtrado variable en el tiempo

VII. En unos casos la adición de Ruido Blanco

- a) Se utiliza para que los datos sufran cambios en el contenido de frecuencias (amplitudes y fases)

VIII. Se genera el sismograma sintético

IX. Se compara con la traza real

## 4.2 Creación del modelo de velocidades

En este procedimiento se tuvo la oportunidad de crear los modelos de velocidades en LandMark y en Petrel.

Antes de crear el modelo primero es necesario interpretar los horizontes importantes de nuestra área de estudio o los más representativos. Los grids es un mapeo que realiza el software y que es estimado por medio de geoestadística. Al utilizar esta herramienta de geoestadística damos parámetros sobre si queremos tener un suavizado ya sea poco o mucho. En este trabajo mantuve poco suavizado para mantener los cambios abruptos de la geología. Además, en esta elección de parámetros utilice “Refinement Gridding” para crear el mapeo.

I. **LandMark:** Es una herramienta sencilla de ocupar ya que al tener mapeado los horizontes, seleccionamos la herramienta de crear modelo y agregamos los horizontes o los grids que corresponden a cada horizonte. Además de cargar los grids, si es de preferencia del usuario, utilizar los picks para cerciorar un mejor modelo. En mi caso no los utilice ya que hay picks que no están posicionados en donde debería, además que existe tema de discusión sobre la posición exacta de ellos. Un problema que sucedería

si son cargado los picks y los grids y estos no están en la misma posición de interpretación tendremos picos o cambios muy drásticos de velocidades.

II. **Petrel:** Es un software de tipo manual a diferencia de LandMark, ya que además de agregar los grids u horizontes, sea el caso, se debe crear una caja donde contendrá la información y utilizar estadística básica para modelar. De manera general para los intérpretes sísmicos es más útil petrel ya que ven y manipulan los parámetros a su gusto, dando así prioridad a lo que creen conveniente. Los parámetros que son manipulados son de tipo de distribución, para este caso del proyecto se ocupó Moving Average. De Manera manual se introducen los grids, los pozos con su respectiva información de coordenadas, elevación de terreno, registro de pozo.

Existen dos softwares que son utilizados por la empresa para calibración y análisis de velocidades.

Landmark 2021 es un software desarrollado por la empresa Halliburton.

Petrel 2021 quien lo desarrolla es la empresa Schlumberger.

Para este trabajo se utilizó la herramienta de Landmark DecisionSpace por su accesibilidad y la disponibilidad de apoyo técnico. Con esta herramienta se puede realizar la calibración de pozos, desplegar informaciones sísmicas 2D y 3D, interpretar fracturas o fallas e interpretar horizontes.

### 4.3 Flujo de Trabajo

Una vez dentro de DecisionSpace se delimita un área de estudio, en el cual se realiza la carga de datos de todos los pozos y líneas 3D.

Para delimitar los pozos existen dos maneras de realizarlo:

1. Utilizar la opción "Well Data Manager la cual busca los pozos que contengan los registros necesarios para realizar el sismograma sintético (densidad y sónico) y registros convencionales (SP, GR y resistividad).
2. Utilizar la opción de buscar pozos discriminando por el contenido de datos y seleccionar los registros.

Para este trabajo se localizó información de 13 pozos, los cuales cuentan con los dos registros (densidad y sónico) necesarios para crear los sismogramas sintéticos.

Una vez seleccionados los pozos con lo que se trabajaran, se revisan algunas líneas sísmicas 2D que pasan por los pozos. Es importante verificar cuales son las líneas y que tipo son (migración PostStack o PreStack), para entender si existen geometrías que no sean coherentes con las velocidades interválicas.

Para iniciar con la calibración de pozo se realiza la carga de los registros geofísicos y la información sísmica 3D de la cual se elige la línea que pasa por el pozo.

Posteriormente se realiza la extracción de la frecuencia dominante de la línea sísmica con la que se modela de mejor forma el sismograma sintético. Se extrae el espectro de frecuencias de la información sísmica donde se tengan eventos importantes o intervalos de interés y se define el tipo de ondícula a utilizar según sea el criterio.

#### 4.4 Cross correlación

La cross correlación es un ejercicio en el que se compara de manera visual la información sísmica con el sismograma sintético. En esta parte del trabajo se pone mayor interés en la respuesta sísmica donde hay un coeficiente de correlación alto, lo cual significa que tenemos una alta coincidencia entre los eventos de ambas informaciones. Por el otro lado si tenemos poca similitud tendremos una baja correlación. Sin embargo, existen rasgos geológicos notorios (entradas de edades geológicas cuya respuesta es característica, como del Terciario al Cretácico o Cretácico al Jurásico) que van directamente relacionados con cambios en las velocidades y en la respuesta de los registros geofísicos (densidad y sónico).

El tipo de ondícula del sismograma sintético y la frecuencia utilizada pueden ser ajustados hasta encontrar la ondícula optima que tenga el mayor grado de correlación. Dicha frecuencia puede variar con la profundidad, sin embargo, el software permite



hasta un máximo de 3 ondículas en el sismograma sintético modificándolas independientemente.

#### 4.5 Cimas

Las cimas de las edades geológicas son registradas por el ingeniero geólogo de campo. Estas marcas en profundidad nos dicen donde empieza una época, edad o formación, y logra ser tan detallada como el ingeniero geólogo lo realice.

Al tener mas de un pozo, las cimas nos permiten realizar una correlación para observar la relación que existe en las velocidades en las mismas edades. Otra utilidad importante de las cimas es la creación de modelos de velocidades ya que cuando estas están correctamente posicionadas en todos los pozos nos ayuda a tener menor margen de error en los modelos de velocidades.

### 5 Base de datos pozos

Inicialmente se debe analizar la geología presente en la zona con ayuda de la información de bitácoras de campo y núcleos para conocer de manera general la litología y el contenido de fluidos.

En este proyecto se manejaron como simas de interés el Cretácico Superior, Medio e Inferior, el Jurásico Medio (Bathoniano) y Superior (Tithoniano, Kimmeridiano) ya que se tiene identificada la respuesta de la entrada de estas edades y por información de pozos análogos se sabe que existe la presencia de hidrocarburos en el área. Con ayuda de los registros geofísicos y la información de núcleos se pueden definir los espesores de las formaciones ubicadas en las edades de interés económico las cuales son: el Cretácico Superior, Medio e Inferior y el Jurásico Superior e Inferior. De los 13 pozos seleccionados en un inicio, la información de las bitácoras de los geólogos de campo nos menciona que para los pozos 4, 5, 8, 9, 10, 11 y 12 se encontraron calizas impregnadas con hidrocarburos y el pozo 7 en lutitas y areniscas. Cabe mencionar que muchas de estas impregnaciones se encuentran entre el Cretácico Inferior y el Jurásico Superior

## 5.1 Base de datos pozos

De manera general para el Cretácico se localizan rocas calizas en los pozos 1,2,5,6,7,8,10 y 11. Dichas calizas son de tipo mudstone, packstone, grainstone y wackestone, en los demás pozos se localizan rocas mudstone y wackestone. De acuerdo con la clasificación de Dunham (1962), los componentes originales no unidos durante la sedimentación por matriz soportado son mudstone con un porcentaje menor al 10% de granos y wackstone con un porcentaje mayor al 10%. En cuestión de presencia de hidrocarburos, se localizan manifestaciones de aceite por impregnación en los pozos 4,5,7,8,9,10, 11 y 12.

En el Jurásico la litología es variable:

Pozo 1 en Jurásico Superior se encuentra caliza de grano muy fino color pardo oscuro y caliza de grano fino negruzco.

Pozo 2 en Jurásico, caliza negra densa y arcillosa con fracturas rellenas de calcita, seguido de calizas oolíticas gris pardo a gris verdosas y caliza color gris crema. Triásico con roca cuarcífera seguido de cuarcífera con poca lutita pardo rojizo.

Pozo 3 en Jurásico Superior, mudstone, wackstone intercalado con bentonita, seguido de lutita calcárea. Jurásico Medio con arenisca de grano fino a medio a grueso, posteriormente lutita con intercalaciones de bentonita.

Pozo 4 en Jurásico Superior, limolita gris claro a oscuro, seguido de lutita oscuro. Jurásico Inferior con limolita.

Pozo 5 en Jurásico Superior, caliza negra a café oscuro.

Pozo 6 en Jurásico Inferior con rocas ígneas, lutita arenosa, arenisca, lutita, arenisca, rocas ígneas, lutita, arenisca, lutita.

Pozo 7 Jurásico Superior con lutita negra, arenisca con manifestación de aceite viscoso. Jurásico Inferior con arenisca lutita y ligera impregnación de aceite en areniscas.

Pozo 8 Jurásico Superior arenisca pardo por impregnación de aceite y caliza arenosa. Jurásico Inferior con lutita gris.

Pozo 9 Jurásico Superior con Mudstone, arenisca, lutita, limolita y bentonita. Jurásico inferior con lutita, limolita y arenisca.

Pozo10 Jurásico Superior con caliza parcialmente arcillosa intrestratificaciones de bentonita y lutita. Jurásico inferior con lutita bentonítica, lutita con intercalaciones de arenisca.

Pozo 11 Jurásico Superior con calizas arcillas, caliza cristalina muy fina pardusco, lutita calcárea. Triásico con Bentonita gris y arenisca.

Pozo 12 Jurásico Superior con mudstone pardo arcilloso con impregnación de aceite viscoso, arenisca de grano fino a grueso café por impregnación de aceite. Jurásico Inferior con areniscas basales.

Pozo 13 Jurásico Inferior con areniscas en la base y Triásico con conglomerado en la base.

## 5.2 Datos de pozos

La tabla 3 muestra los datos de pozo que se tienen en el área (figura 25) de la plataforma Tuxpan.

Pozo	Profundidad [m]	GR	Rs	Sintético		Registro		Elevación	
				RHOB	Sónico DT	RHOB	Sónico DT	KellyBushing	Portary Table
1	2803								34.34
2	2848.5							69.12	
3	3000							76.66	
4	2972							64.4	
5	2053							64.56	
6	2402							72.51	
7	2500								89.59
8	2147							36	
9	2811								36.2
10	2615							31.38	
11	2370								56.84
12	1814							68.2	

13	2045					53.4	
----	------	--	--	--	--	------	--

Tabla 3. Control de información de Pozos.

## 5.1 Ubicación de los pozos

En la figura 25, se muestra el mapa base del área de análisis y en color amarillo la sección sísmica creada para correlacionar los pozos numerados.

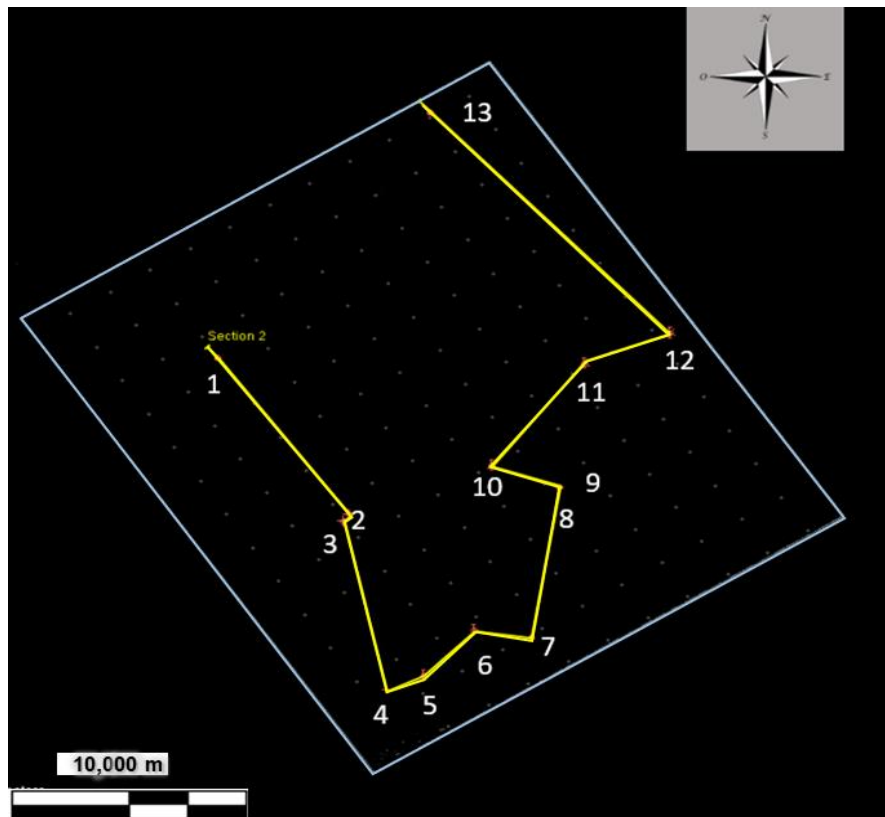


Figura 25 Mapa, ubicación de los pozos y con traza amarilla la sección que pasa por los pozos.

Se tomó la sección de esta manera para visualizar de manera panorámica la imagen que se ve desplegada (figura 26) y en la correlación (figura 27)

Los pozos 8 y 9 están en la misma ubicación ya que es el mismo, se mantuvieron nombres distintos porque se perforaron en distintos objetivos en distintos años.

## 6 Resultados

La figura 26 muestra con líneas rojas las edades de interés de las cuales se crearon mapas estructurales a lo largo del cubo sísmico.

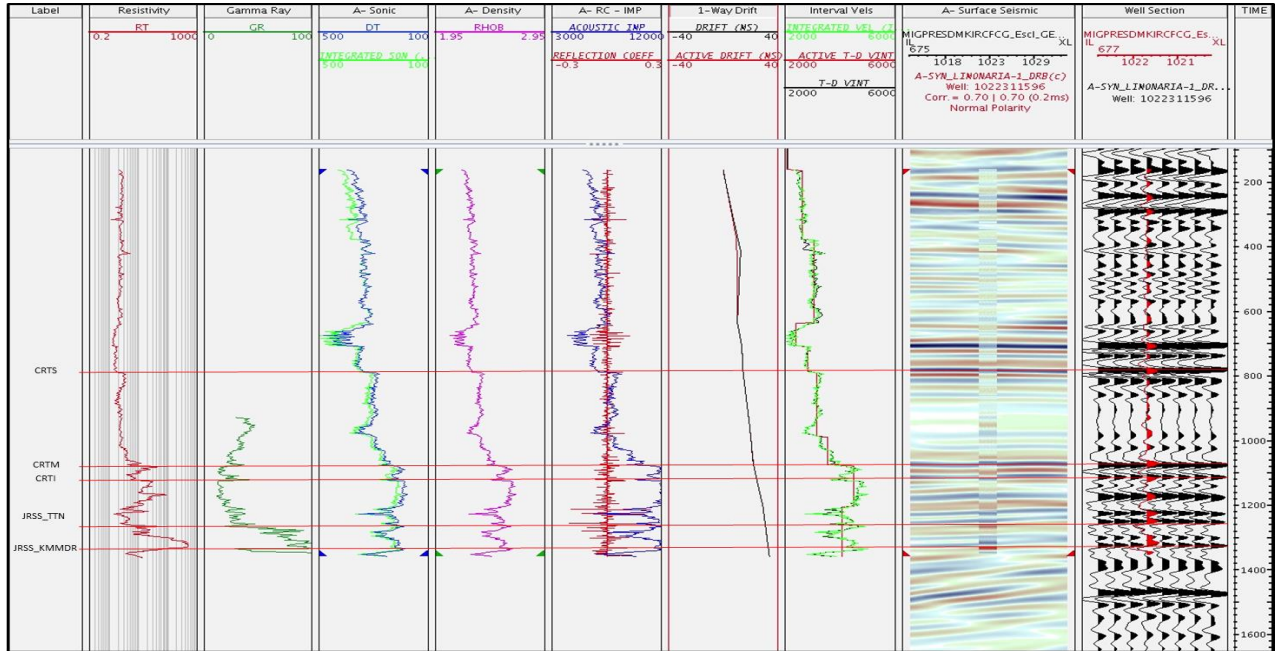


Figura 26 Sismograma sintético del pozo 8. Correlación 70%. Calidad de sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 9).

En esta figura se observa, describiendo los carriles de izquierda a derecha:

- Label (etiqueta) se muestran los nombres de las edades, CRTS (Cretácico Superior), CRTM (Cretácico Medio) CRTI (Cretácico Inferior, JRSS\_TTN (Jurásico Tithoniano), JRSS\_KMMDR (Jurásico Kimmeridiano) y JRS\_Batho (Jurásico Bathoniano). Resistivity (resistividad), en el terciario (edad superior al Cretácico) se mantiene uniforme la resistividad con valores bajos de 1 a 3 (ohm\*m), en el CRTS (carbonatos) aumenta el valor de resistividad, que pudiera indicar dos cosas, existencia de agua dulce o hidrocarburo, de acuerdo con la información geológica de campo se describe como este intervalo pobre impregnación de aceite en litología de calizas. CRTM y CRTI hay un ligero

aumento de resistividad y decae al final del CRTI, JSS\_TTN hay un aumento considerable de resistividad y JRSS\_KMMDR baja.

- Gamma Ray (rayos gama). Hay pequeño alto en el CRTS que nos indica lutitas y calizas, en el CRTM y CRTI tenemos rocas más “limpias” (sin radioactividad) de calizas con intercalaciones de areniscas, en CRTI se encontró calizas con impregnación de aceite y en el jurásico un alto contenido de rocas “sucias” vemos lutita y pocas partes con areniscas pardo por impregnación de aceite (con ayuda de la bitácora de campo).
- DT [ $\frac{\mu s}{m}$ ] (sónico o lentitud) hay dos curvas DT (azul) e Intergrated (verde) donde la curva DT es la curva original e intergrated es la curva que ajustamos nosotros según el sismograma sintético. RHOB [ $\frac{g}{cm^3}$ ] (densidad).
- Acoustic\_IMP (impedancia acústica) es calculado con datos de las velocidades sínicas y la densidad, REFLECTION\_COEFF (coeficiente de reflexión) la curva que surge de la impedancia acústica se utiliza para calcular el coeficiente de reflexión para cada interfaz entre velocidades contrastantes
- 1-Wat Drift: Curva original (negro), curva modificada(rojo). Representan la variación de los datos originales con los modificados (amarre del sismograma sintético) podría decir que es un control de calidad.
- En el carril de las velocidades tenemos (Interval Vels), INTEGRATED\_VEL (velocidad modificada) ACTIVE\_VINT (velocidad de intervalo), T-D\_VINT (velocidad original).
- En el siguiente carril, A- Surface Seismic, Well Section despliegan la sísmica y el sismograma sintético A-SYN. Con visualización variada al gusto del interprete.

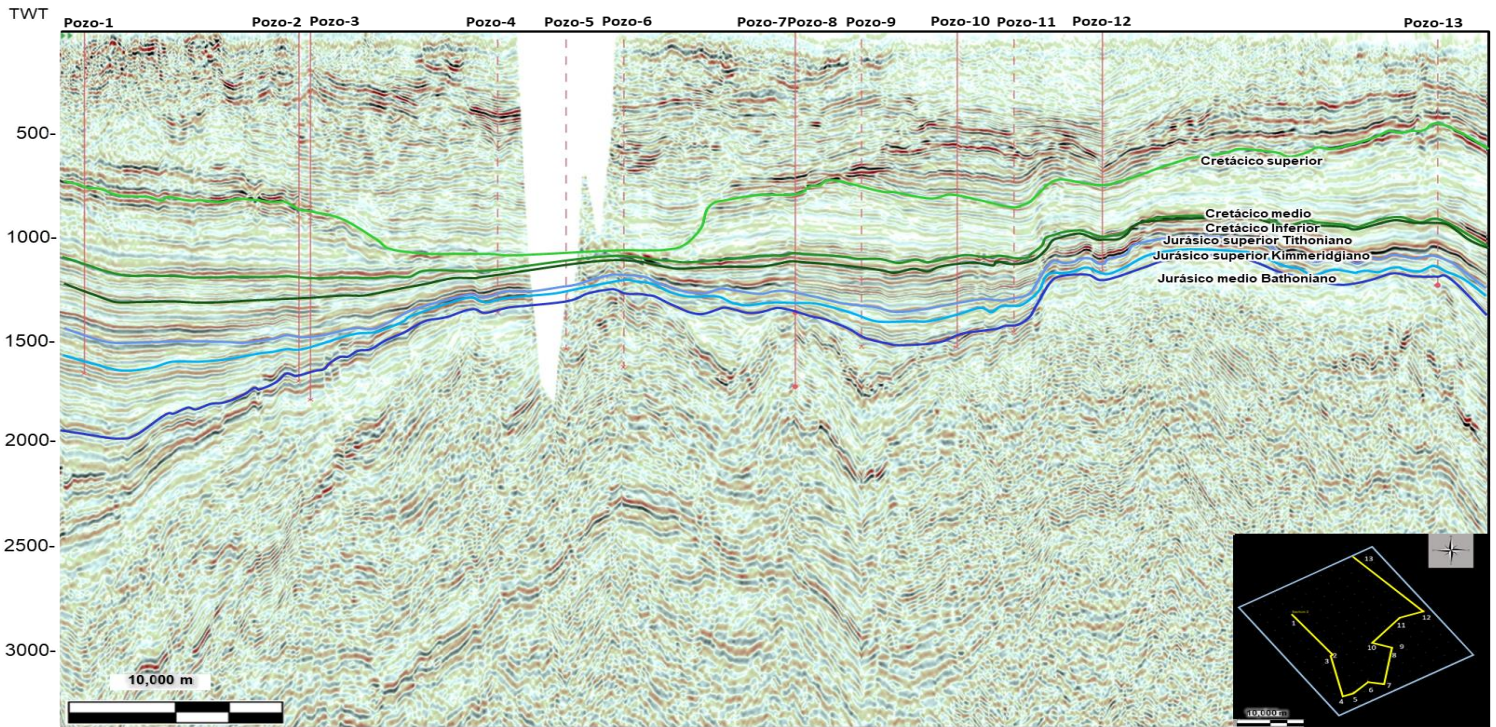


Figura 27 Sección Sísmica y Horizontes. Cretácico Superior (verde claro), Cretácico Medio (verde), Cretácico Inferior (verde oscuro), Jurásico Superior Tithoniano (violeta), Jurásico Superior Kimmeridgiano (azul claro), Jurásico Medio (azul oscuro). Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es negro y negativo el rojo.

La versión sísmica MISPRESDMIKRCFCG (Migración PreStack Kirchhoff con filtro y con ganancia) que se muestra en la figura 27, mostrando la ubicación de todos los pozos y las edades que se identificaron y mapearon. Podemos observar, además la plataforma de Tuxpan, donde nos ubicamos es la plataforma externa a la cuenca. Los pozos 1 al 4 tienen una dirección Norte-Sur y de los pozos 6 al 13 con una dirección burdamente Sur-Norte, tenemos el inicio de la cuenca y una parte del talud.

De la parte central izquierda no existe información por el hecho que no se tuvo acceso de paso por rancherías y/o ejidos privados para la adquisición de datos planeada.

Al ajustar el sismograma sintético se cuidó que las velocidades y el drift no moverse tanto, es decir, que las velocidades se tuvieran una ligera variación. Ubicamos los eventos con los últimos dos carriles (A-surface Seismic y Well Section) donde colocaremos los eventos del sismograma sintético donde pudiera ser que caen en la sísmica. Dividiendo en 3 partes el ejercicio del sismograma sintético (figura 26)

empezando por la parte superior que es el Triasico, la segunda parte Cretácico y la tercera parte Jurásico.

1. Triasico[150-790s]: Observamos baja resistividad que nos indica rocas porosas y que si existe agua sería salada. GR sin informacion ya que se tomo en el intervalo de interes. DT (sonico) empezando con valores altos indicando rocas porosas a rocas un poco mas compactas y alrededor de los 620s a 650s hay un bajo abrupto o valores altos indicando una capa de roca porosa. RHOB(densidad) nos ayuda a entender que efectivamente tenemos rocas que van de alta porosidad a baja porosidad y en el intervalo 620s a 650s se ve la presencia de rocas porosas. Las curvas de velocidades van conforme a estos registros (DT y RHOB) donde a mayor profundidad aumenta gradualmente las velocidades excepto por este intervalo ya mencionado antes donde hay un bajo y que ademas podemos ver en el coeficiente de reflexión una diferencia grande de interfaces.
2. Cretácico[790-1260s]: CRTS tendio a aumentar los valores recordando que nos encontramos en su mayoria carbonatos. La resistividad aumenta ligeramente y mantiene una tendencia hasta llegar al CRTM donde aumento y bajo drasticamente este valor (podria no ser real) o alcanzo a leer una capa de agua dulce o con hidrocarburo o un roca muy compacta y en el CRTI tiene una tendencia casi con pendiente de valores altos a bajos con algunos picos. GR en el CRTS empieza con una tendencia mediana baja que nos indica una roca medianamente sucia que nos indica presencia de lutita con calizas o areniscas tendiendo a bajar en el CRTM e incrementa poco a poco en el CRTI que si bien no hay gran presencia de luitutas podria decir que hay algo de hidrocarburo o por lo menos materia organica.
3. Jurasico[1260s-...]: JRSS\_TTN en el carril de resistividad hay un aumento drástico de valores, indicando que pudieramos ver agua dulce o hidrocarburo, ademas que el registro GR detecta alto contenido de radioactividad, pudiera ser por contenido de materia organica o arcillas. Las velocidades detectan rocas de velocidad mediana y con un bajo considerable. DT y RHOB resaltan rocas poco densas y lentas, o sea, con porosidad de interes.



Lo anterior dicho (presencia de hidrocarburo, litología), se comprueba con la bitácora de campo, ayudando a entender las edades con datos duros (registros de pozos, núcleos y bitácora de campo).

Se aplicó este mismo ejercicio para los otros 12 pozos, análisis de registros de pozos, velocidades, para conocer el comportamiento y a prueba y error encontrar la posición más cercana a la realidad.

También es importante tener en cuenta que podemos modificar el sismograma sintético dependiendo de la ondícula y la fase. En este trabajo se utilizaron ondículas simétricas, se ocupó la ondícula de Ricker, por lo general se ocuparon 2 o 3 dependiendo del cambio de frecuencias, también observar si mejora la visualización de eventos geológicos. ¿Por qué no ocupe alguna otro tipo de ondícula para este trabajo?, porque quise hacer el ejercicio sin modificar demasiado el sismograma sintético además de querer llegar a una buena correlación entre la sísmica y el sintético. No apliqué cambio de fase por la misma razón anterior. Hay que entender que el porcentaje de correlación no es tan importante cuando se justifican cambios grandes de velocidades.

Ahora se presenta la correlación de velocidades de los pozos (figura 28) con su correspondiente curva de Rayos Gama. Se colocó los picks para cada edad, recordando que en algunos pozos la geología se identifica o no se logró identificar.

Por cada edad vemos una tendencia de velocidades, siendo los colores fríos de menor velocidad y los colores cálidos los de mayor velocidad.

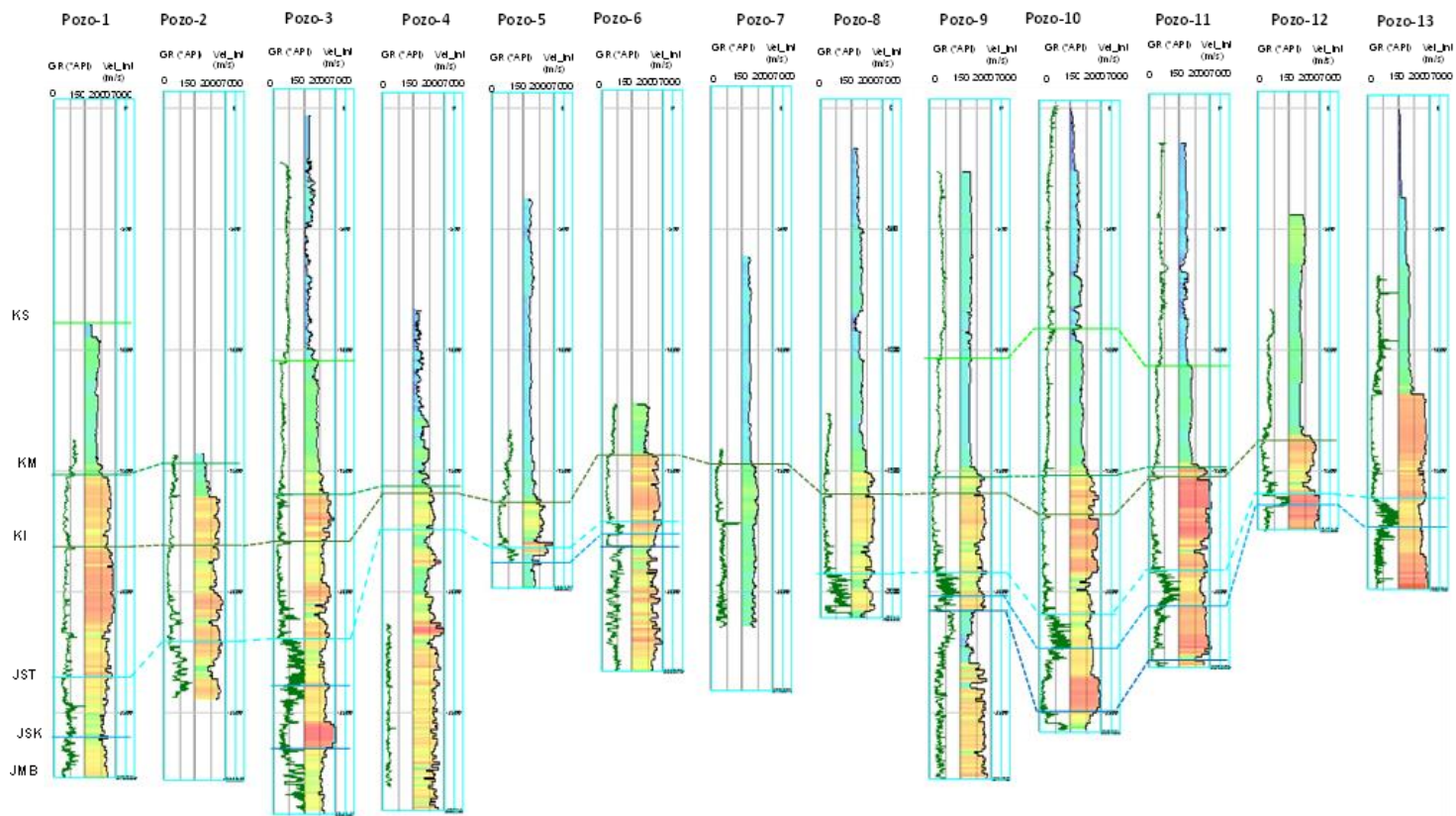


Figura 28 Correlación de velocidades, registros rayos gamma (verde), KS Cretácico Superior, KM Cretácico Medio, KI Cretácico Inferior, JST Jurásico Superior Tithoniano, JSK Jurásico Superior Kimmeridiano, JMB Jurásico Medio Bathoniano.

## 6.1 Modelo de Velocidades

### 6.1.1 PETREL

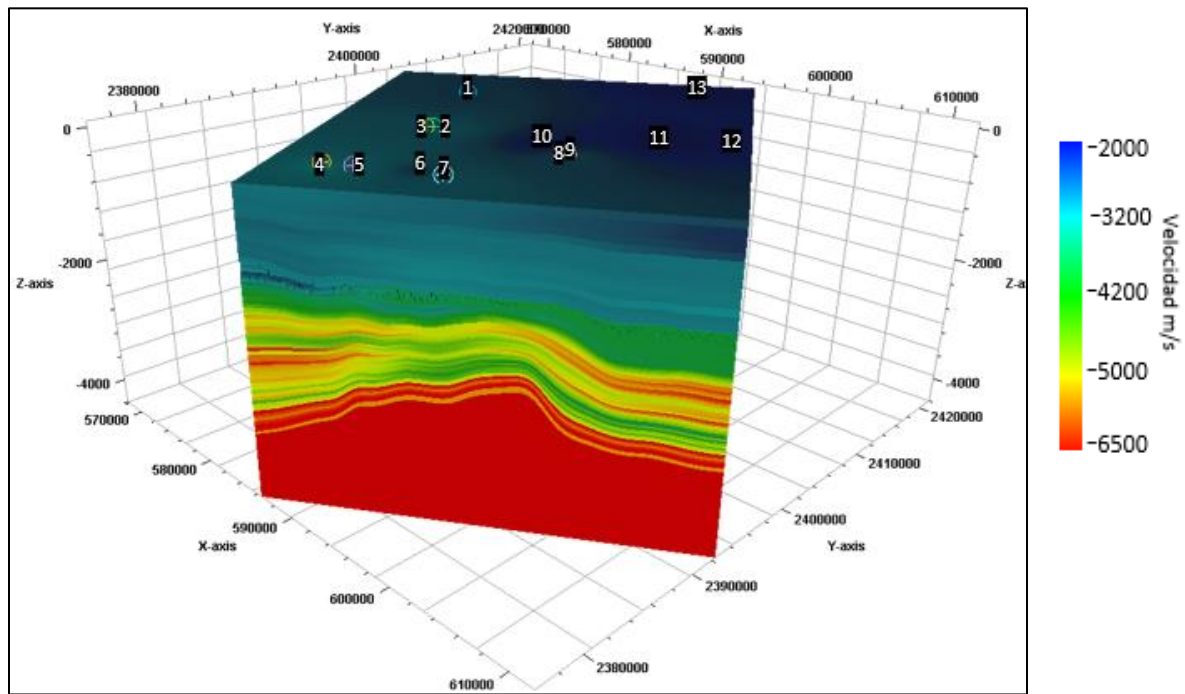


Figura 29 Modelo de Velocidades en PETREL.

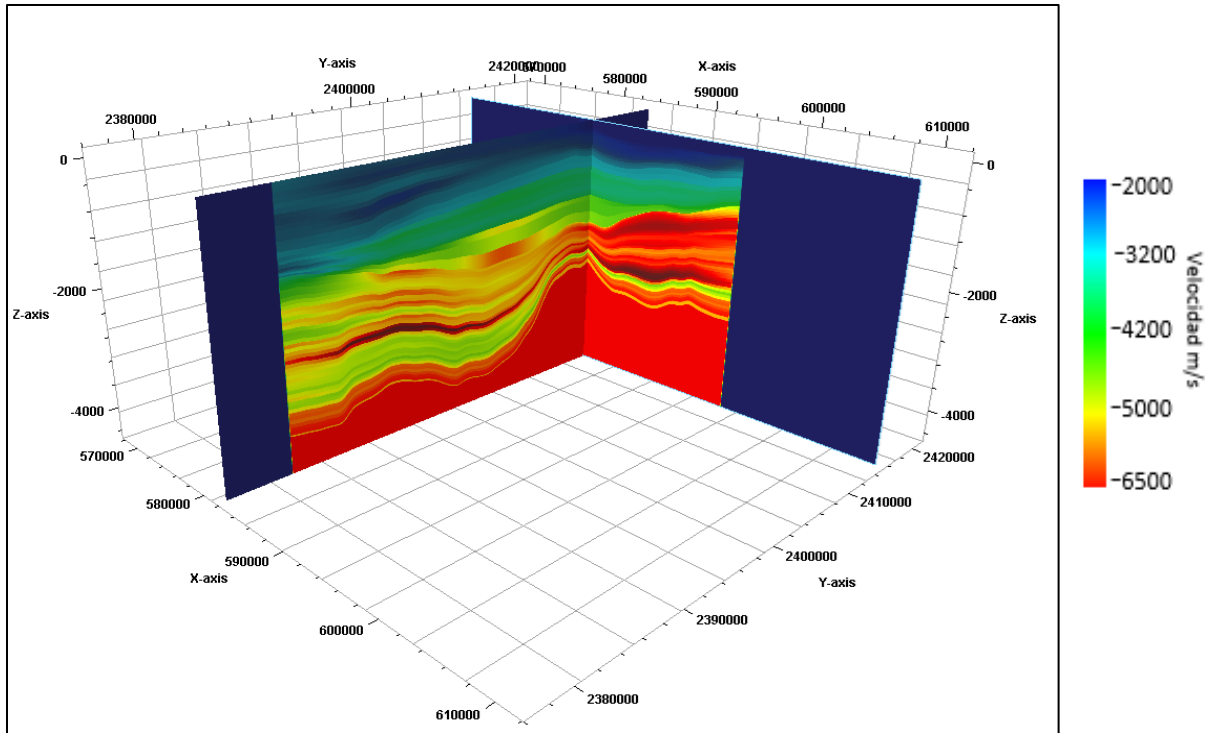


Figura 30 Modelo de Velocidades en PETREL. visualización en líneas.

## 6.1.2 LANDMARK

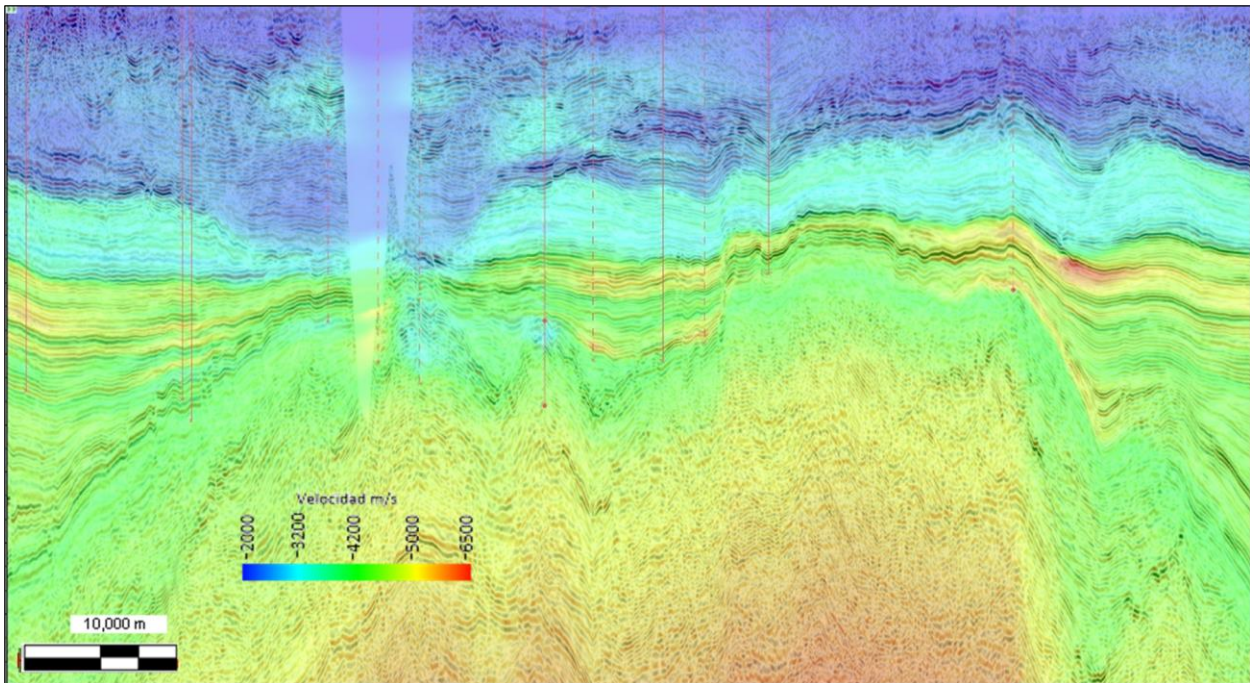


Figura 31 Modelo de velocidades proyectada sobre la sísmica, con pozos en líneas rojas continuas y punteadas rojas.

## 7 Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

Después de analizar los resultados obtenidos, podemos concluir que:

Se obtuvieron resultados buenos en el ejercicio de amarre de pozo (*well tie*), donde se obtuvieron buenas correlaciones, utilizando las mejores velocidades y frecuencias, sin modificar el largo de las velocidades del sintético. Como podemos ver en la figura 28, encontramos una buena relación de velocidades de los pozos, las velocidades de un pozo a otro claro que varía, pero se mantienen en un rango por edades.

Una vez identificada cada entrada de los pozos dentro del cubo sísmico, fue sencillo interpretar los horizontes, como se muestra en la figura 27.

La figura 29 y 30 que refieren a los modelos de velocidades hecho en Petrel, se trató de no suavizar mucho las velocidades para tener un buen control de los resultados, sin embargo, se obtuvieron resultados regulares a buenos. De mismo modo, en la figura 31 tenemos el modelo velocidades aplicado a una línea sísmica que pasa por todos los pozos. Notamos un mejor manejo de velocidades a lo largo de la sección y en su mayoría se mantienen, dando resultados buenos. No obstante por donde tenemos el último pozo de izquierda a derecha. Donde vemos cambio de velocidad mayor, este problema persistió incluso al quitar los datos de este pozo. Podríamos dar mejor control de las velocidades por edades modificando los parámetros de estadística y utilizando otro insumo como el de los picks.

Por último, el proceso de sismograma sintético se llevó a cabo para la construcción de un modelo de velocidades, que es importante para la exploración petrolera, ya que después de crear el modelo de velocidades, podemos realizar un cubo sísmico a profundidad con información de entrada del modelo de velocidades, con el fin de crear mapas (isopacas) que representen espesores casi reales de los yacimientos. Estos mapas dan información de extensión y volumen y con la herramienta "CEROE" ayudarnos a calcular la volumetría, y así establecer un costo de inversión.

## Recomendaciones

En mi opinion, ser cuidadoso con la tecnica de generación del sismograma sintético, se puede modificar tanto el interprete guste (frecuencias, cambio de fase y/o posición) pero en lo personal diría que este paso aplicara una vez que tengamos las entradas de las edades bien identificadas en la sísmica, porque si bien se empieza a modificar estos dos parametros, estos son aplicados en un intervalo de tiempo o profundidad específico en el sismograma sintético, sea el caso, de la sísmica original, así que si son modificados antes de estar seguros que es la posición “correcta”, al momento de modificar la posición(tiempo o profundidad) del sismograma en la sismica se va trabajar con características (velocidades, espectro de frecuencias) distintas que podria confundirse con otros eventos geológicos, es decir, podríamos estar ocupando frecuencias y cambios de fase erroneos de la edad medida.

Por otro lado, hay que tener en mente que no es importante que sea identico el sismograma sintético a la sísmica, sino los valores de velocidades que tengan una tendencia y sean las velocidades similares a los pozos cercanos, o sea, que tener buena correlación (un buen numero de coincidencia) no es importante cuando las velocidades son congruentes con las edades y tiene buena relacion con otras curvas de velocidades de pozos aledaños. Una vez colocado en la posición del sismograma sintético sobre la sísmica, se trató de llevar una buena correlación y se tuvo buenos resultados.

Una limitante, en este punto fue no saber cuales fueron las frecuencias utilizadas en el procesamiento, pues no tuve acceso a esta información. Entendí que es importante tener contacto con el equipo de procesamiento ya que tienen información valiosa que facilita el entendimiento del ejercicio de calibración.

En mi punto de vista, el uso de registros sinteticos, es decir, registros obtenidos del registro resistivo, nos genera incertidumbre en los resultados finales (porcentaje de correlación, velocidades, espesores). La meta final fue realizar el modelo de velocidades con los insumos necesarios y se utilizo toda la información ya fuera real o parcial, para propositos academicos, y asi comprender y con criterio profesional, trabajar de la mejor manera posible.

## 8 Bibliografía

PETROLEOS MEXICANOS. (2009). Cuenca Tampico-Misantla. Geología- Provincias petroleras de México, 2116-2120.

Juan Rogelio Román Ramos, Joel Lara Rodríguez, et al. (2013). Ubicación Provincia Petrolera Tampico-Misantla, 5.

Juan Rogelio Román Ramos, Joel Lara Rodríguez, et al. (2013). Marco tectónico estructural Provincia Petrolera Tampico-Misantla, 5-10.

Juan Rogelio Román Ramos, Joel Lara Rodríguez, et al. (2013). Marco estratigráfico y ambientes de depósito. Provincia Petrolera Tampico-Misantla, 14-20.

Öz Yilmaz, Stephen M. Doherty (1987). Cap. 11 Ondas elásticas y propiedades de las rocas. Análisis de datos sísmicos. Procesamiento, inversión, y e interpretación de datos sísmicos (pp. 179-199). Michael R. Cooper, Series Editor.

Öz Yilmaz, Stephen M. Doherty (1987). Cap. 11.1 Resolución vertical. Análisis de datos sísmicos. Procesamiento, inversión, y e interpretación de datos sísmicos (pp. 180-181). Michael R. Cooper, Series Editor.

Öz Yilmaz, Stephen M. Doherty (1987). Cap. 7.2 Corrección 3-D Dip-Moveout Correction. Análisis de datos sísmicos. Procesamiento, inversión, y e interpretación de datos sísmicos (pp. 1046-1047). Michael R. Cooper, Series Editor.

Ricker, Norman (1940). La forma y naturaleza de las ondas sísmicas y la estructura de sismogramas.

Håkon Andre Eilertsen, 2010. Cap 3.2.1. Resolución vertical. Datos sísmicos 3D indican deslizamiento: el área Nyegga del margen medio de Noruega. (pp. 37).

Daria Martiuk, 2017. Cap. 5.2 Resolución sísmica. Interpretación sísmica 3D de Samson Dome en el marco del desarrollo tectonoestratigráfico y de migración de fluidos del mar occidental de Barents Occidental Sea (pp. 40).

Britannica (2017), The Editors of Encyclopaedia. Estudio sísmico. Enciclopedia Británica.

Carlos Orlando Jiménez González, 2008. Cap. 2.6.2, Filtro Butterworth. Modelación Matemática de la propagación de ondas sísmicas en medios anisótropos y heterogéneos (pp. 51).

Anderson Silva Santos, 2014. Cap. 2.0.5 Passa-Banda. Atenuación de ground-roll Utilizando filtro direccional radial (pp. 11).

G. Gaumon P Collon Drouaillet. (2009). Pautas prácticas de modelado. En Modelado 3D Base-Superficie de Estructuras Geológicas.

Ramon Giraldo et al. (2017). Estimación por mínimos cuadrados. En Geoestadística aplicada a series de tiempo autorregresivas: un estudio de simulación (pp. 83-102).

Josaine Pafeng, Lucy MacGregor y Subhashis Mallick. (2016). Efecto de los parámetros de física de rocas en el modelo de Simandoux sobre las propiedades de fluidos y rocas de yacimiento invertido.

Faust, L. Y., (1951), Velocidad sísmica en función de la profundidad y el tiempo geológico: Geofísica.

Nilanjan Roy. (2008). Análisis e interpretación de datos sísmicos 2D sobre Ancona Análisis e interpretación de datos sísmicos 2D sobre la instalación de almacenamiento de gas de Ancona, Illinois.

Frazer Barclay, et al. (2008). Inversión sísmica: Lectura entre líneas.

Y.Z. Ma. (2019). Geociencias cuantitativas: análisis de datos, geoestadística, caracterización y modelado de yacimientos.

Jim White. (2012). Registro de resistividad, Introducción y laterolog. Schlumberger.

Jim White. (2012). Potencial espontáneo. Schlumberger.

Jim White. (2012). Mediciones sónicas. Schlumberger.



Seth Stein y Michel Wyession. (2003). Una introducción a la sismología, los terremotos y la estructura de la tierra.

Leonardo Ibarra Santiago. (2020). Generación del sismograma sintético para determinar los parámetros de amplitud, resolución sísmica vertical y fase en intervalos productores, a partir de registros geofísicos de pozo.

Levinson, Norman (1947). El criterio de error Wiener RMS (media cuadrática) en el diseño y predicción de filtros.

## 9 Apéndice

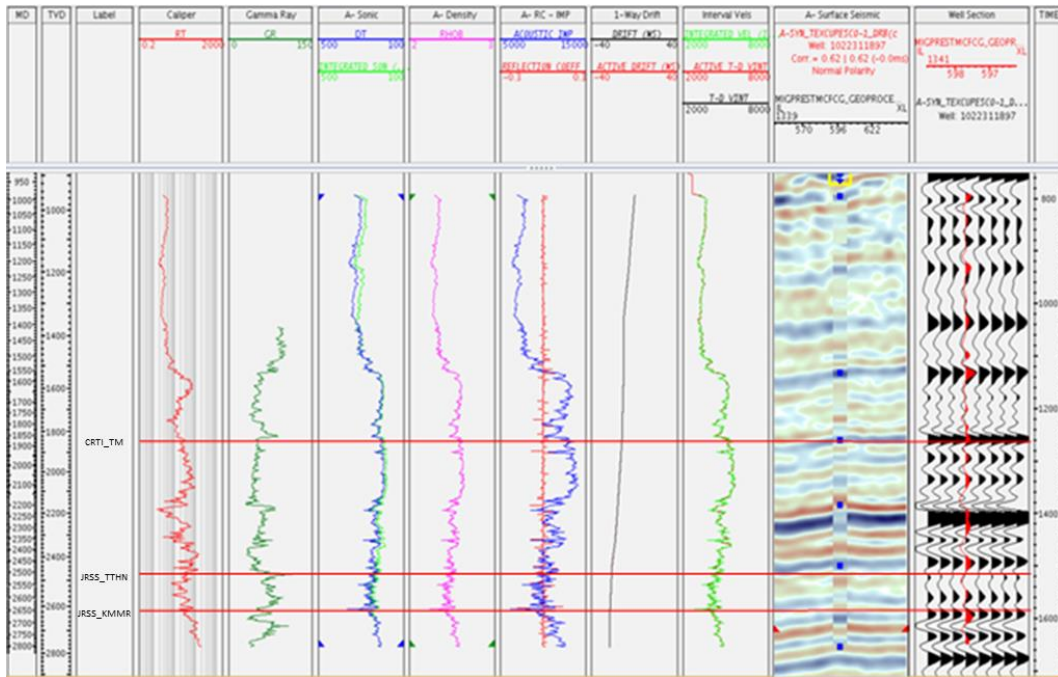


Figura 32 Pozo1. Calidad Sísmica de regular a buena. Correlación 62%. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

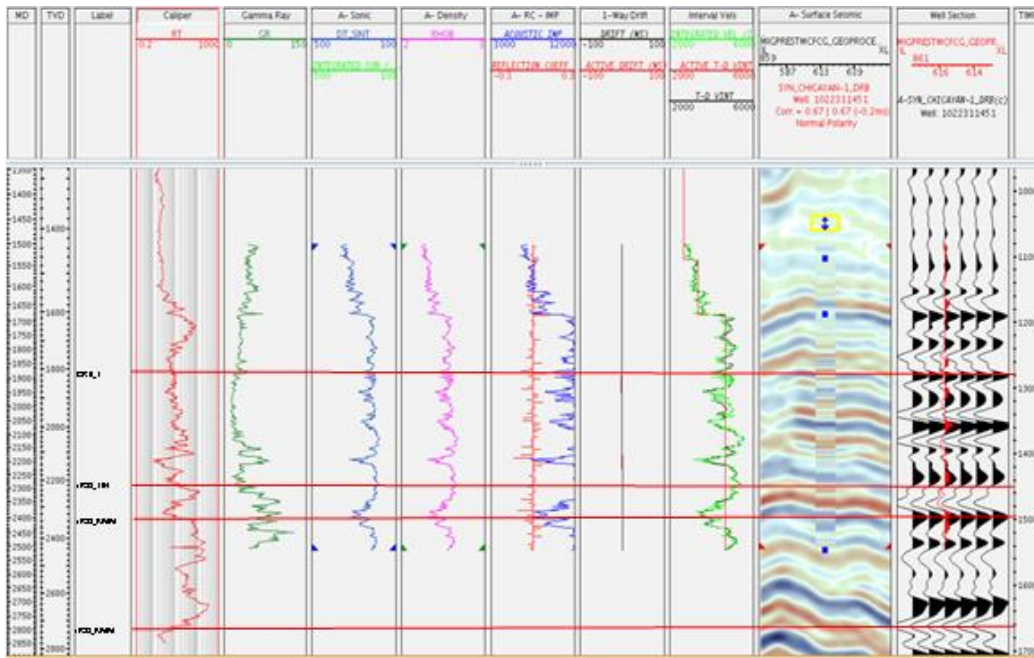


Figura 33 Pozo 2. Calidad Sísmica regular a buena. Correlación 67%. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

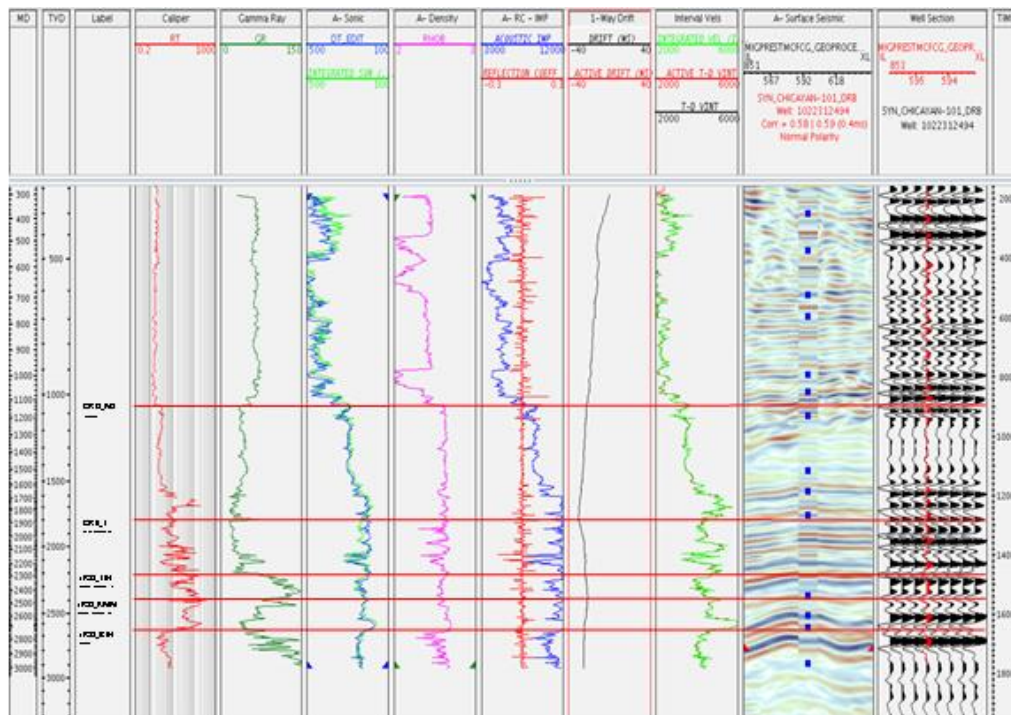


Figura 34 Pozo 3 Correlación 58%. Calidad Sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

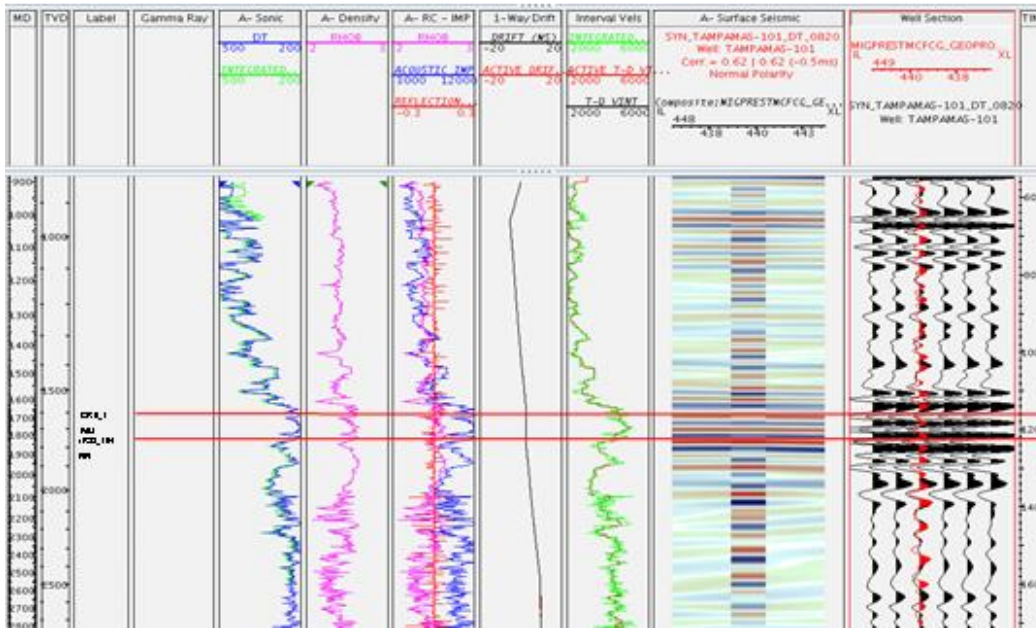


Figura 35 Pozo 4 Correlación 62%. Calidad Sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

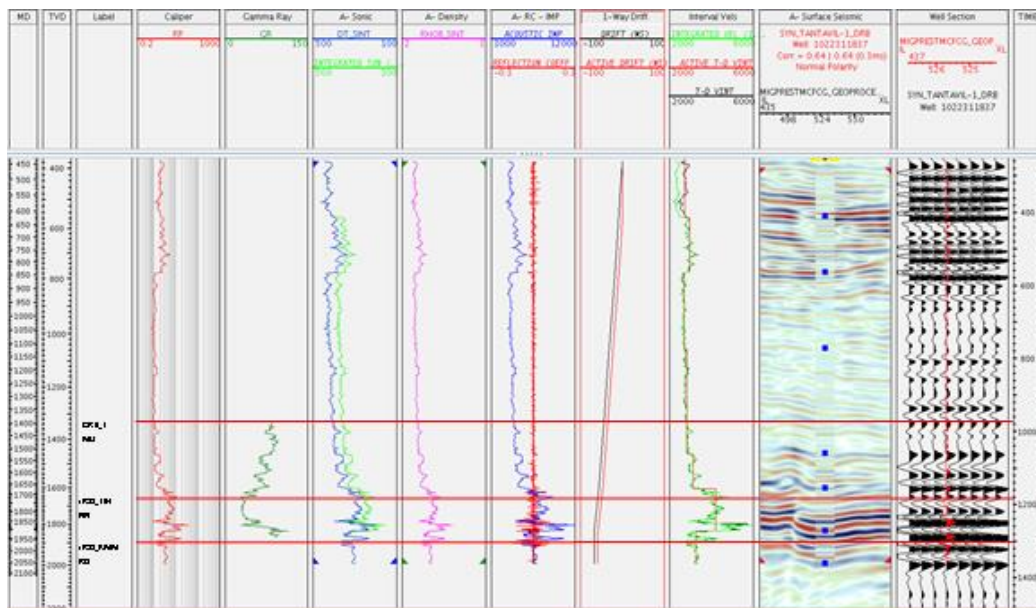


Figura 36 Pozo 5 Correlación 64%. Calidad Sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

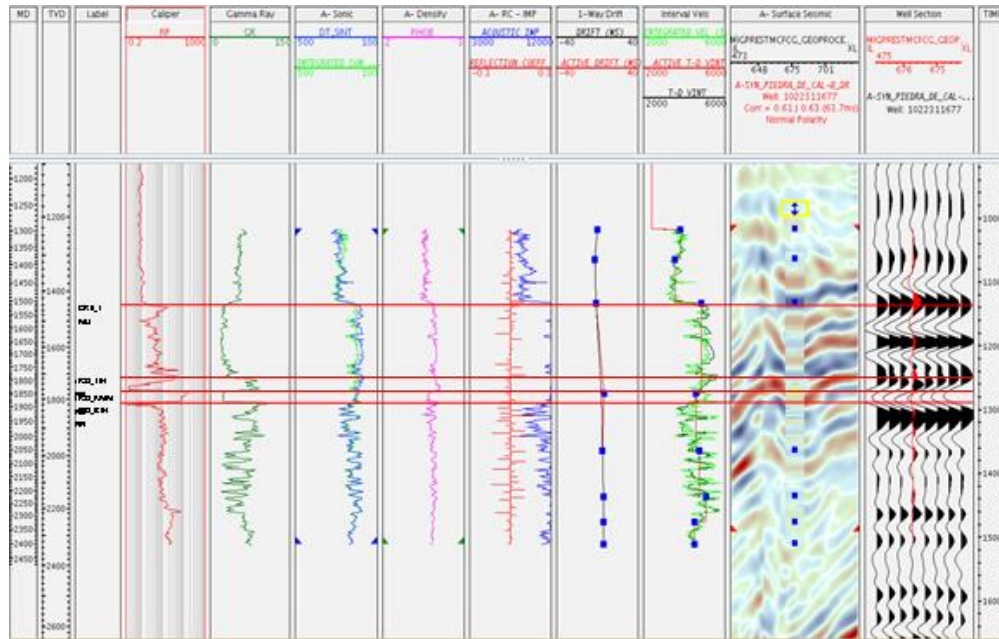


Figura 37 Pozo 6 Correlación 61% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

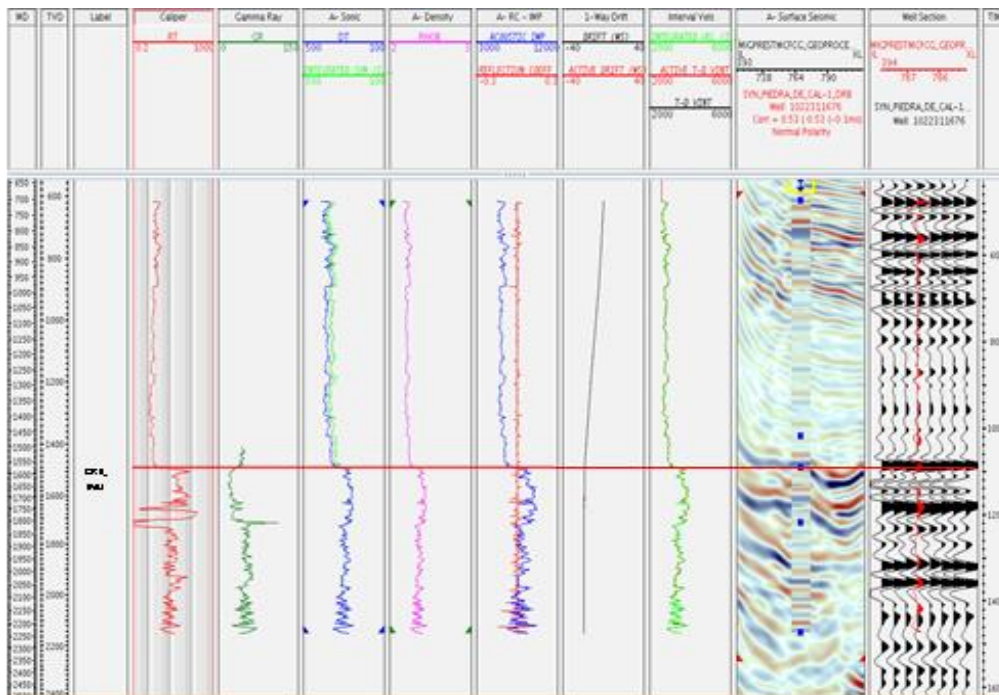


Figura 38 Pozo 6 Correlación 53% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

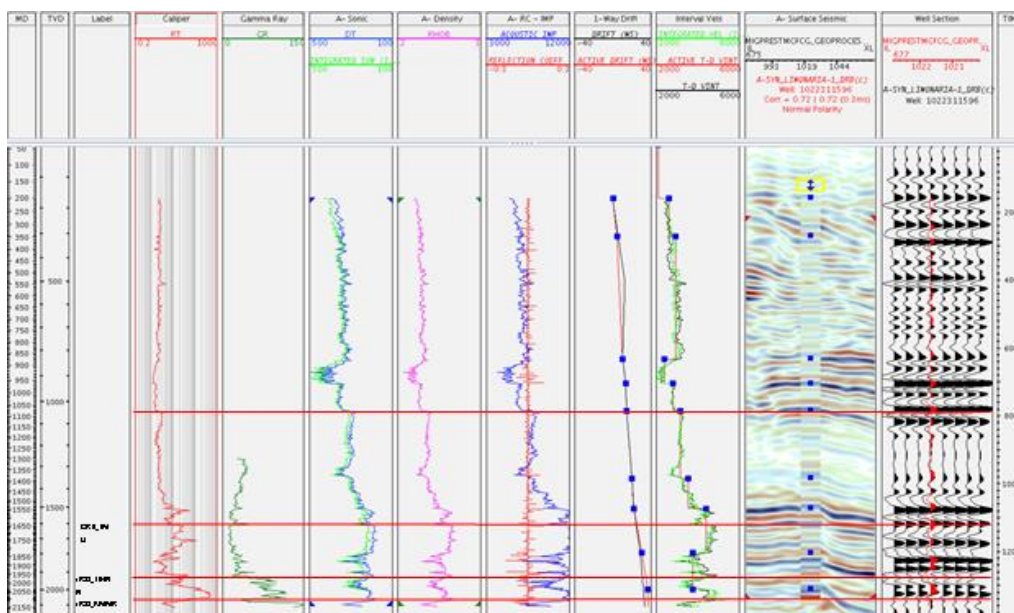


Figura 39 Pozo 8 Correlación 72% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

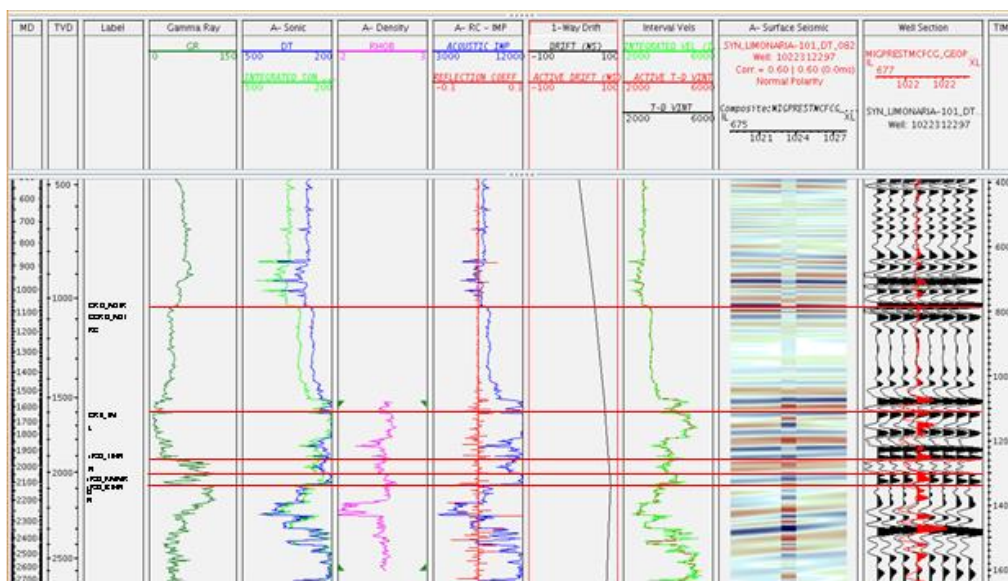


Figura 40 Pozo 9 Correlación 60% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

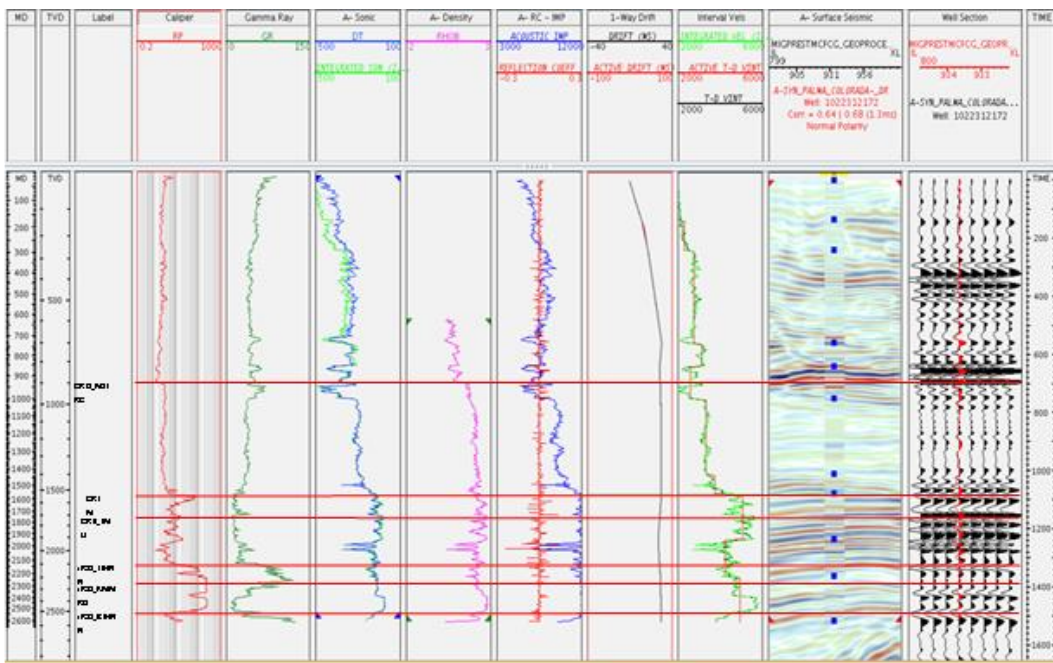


Figura 41 Pozo 10 Correlación 64% Calidad sísmica regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

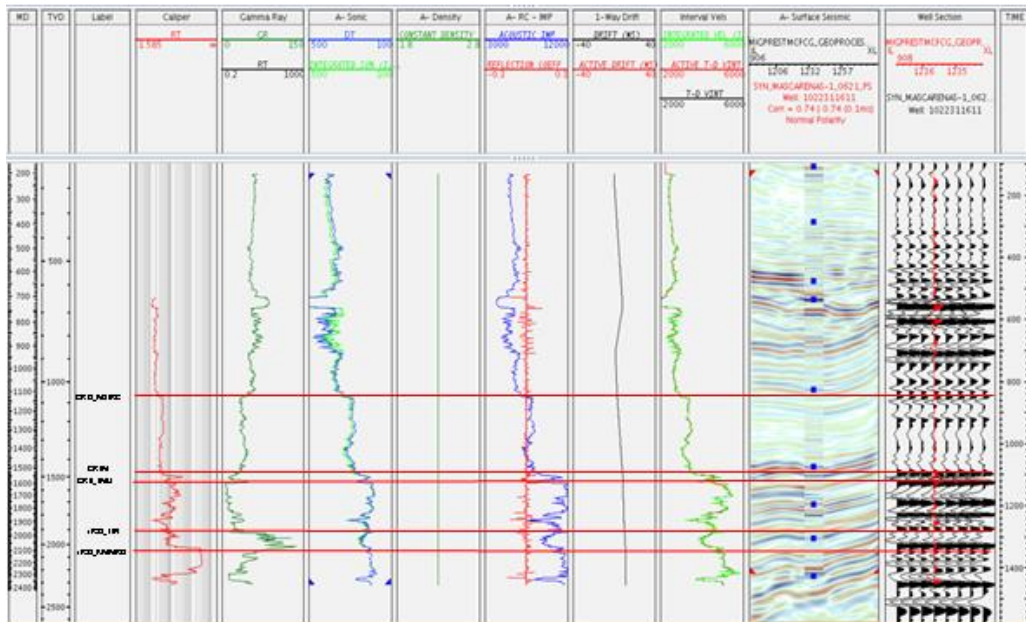


Figura 42 Pozo 11 Correlación 74% Calidad sísmica regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

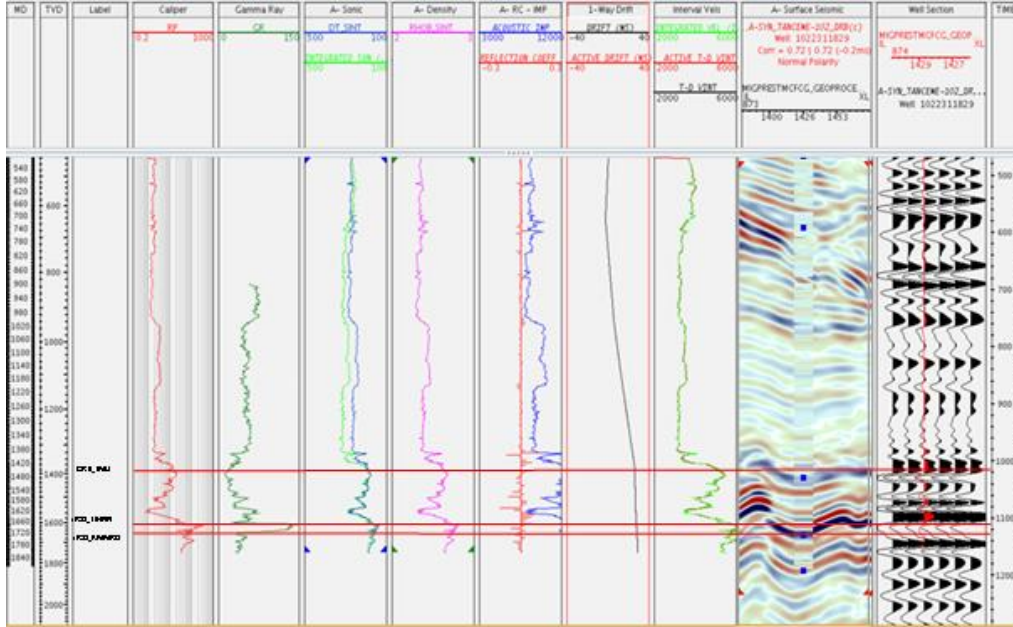


Figura 43 Pozo 12 Correlación 72% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

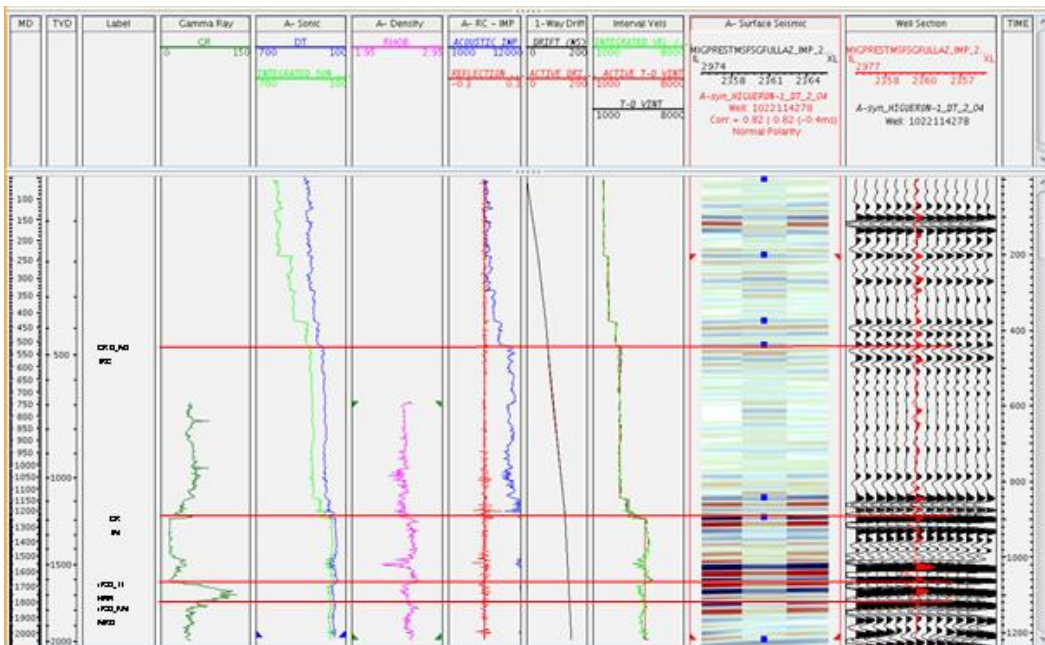




Figura 44 Pozo 13 Correlación 82% Calidad sísmica de regular a buena. Utilizando la polaridad americana en sísmica y sismograma, es decir, el positivo es azul y negativo el rojo (carril 11).

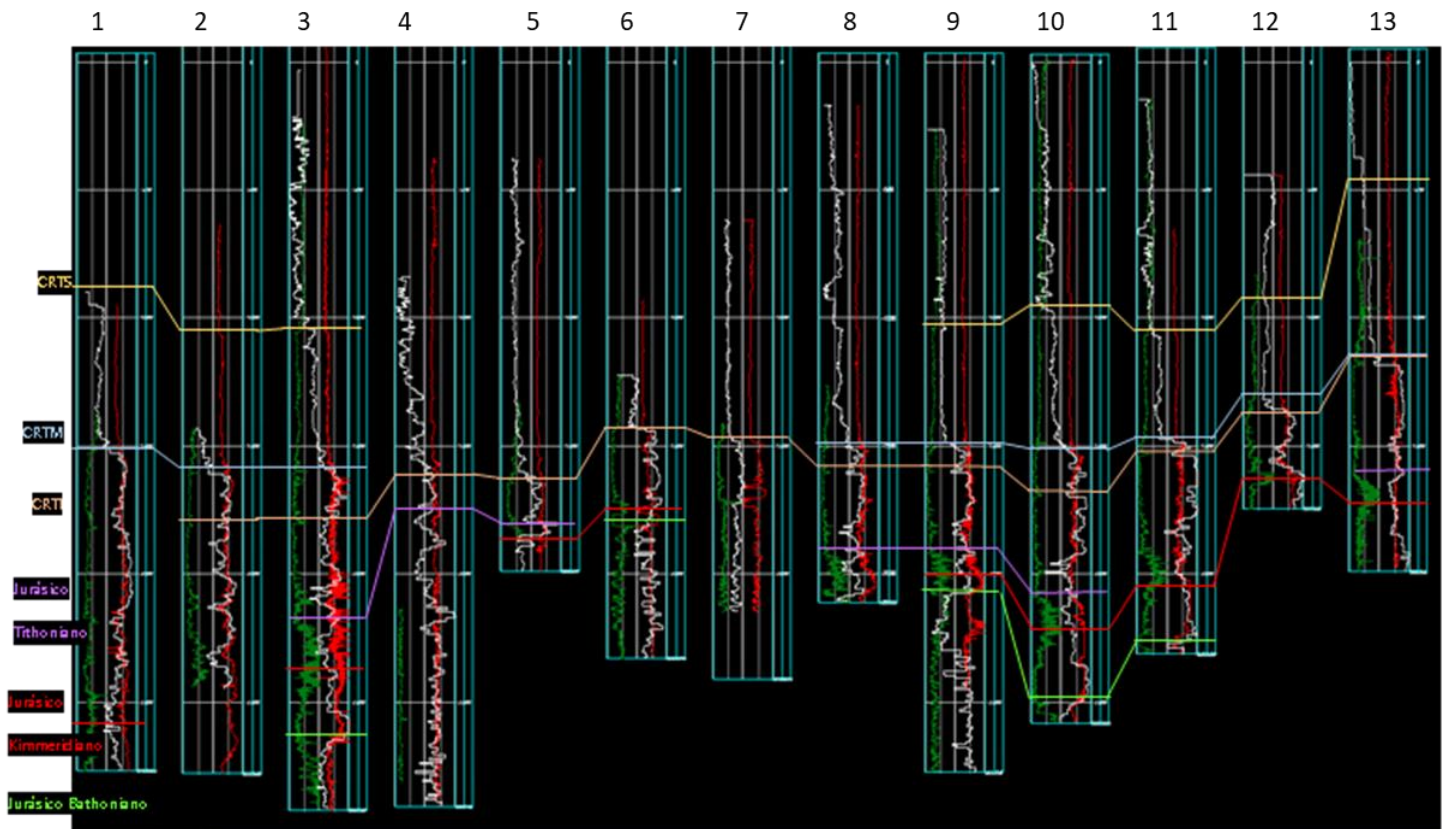


Figura 45 Correlación de velocidades de los 13 pozos, velocidades (blanco), registro rayos gamma(verde), registro resistivo(rojo).

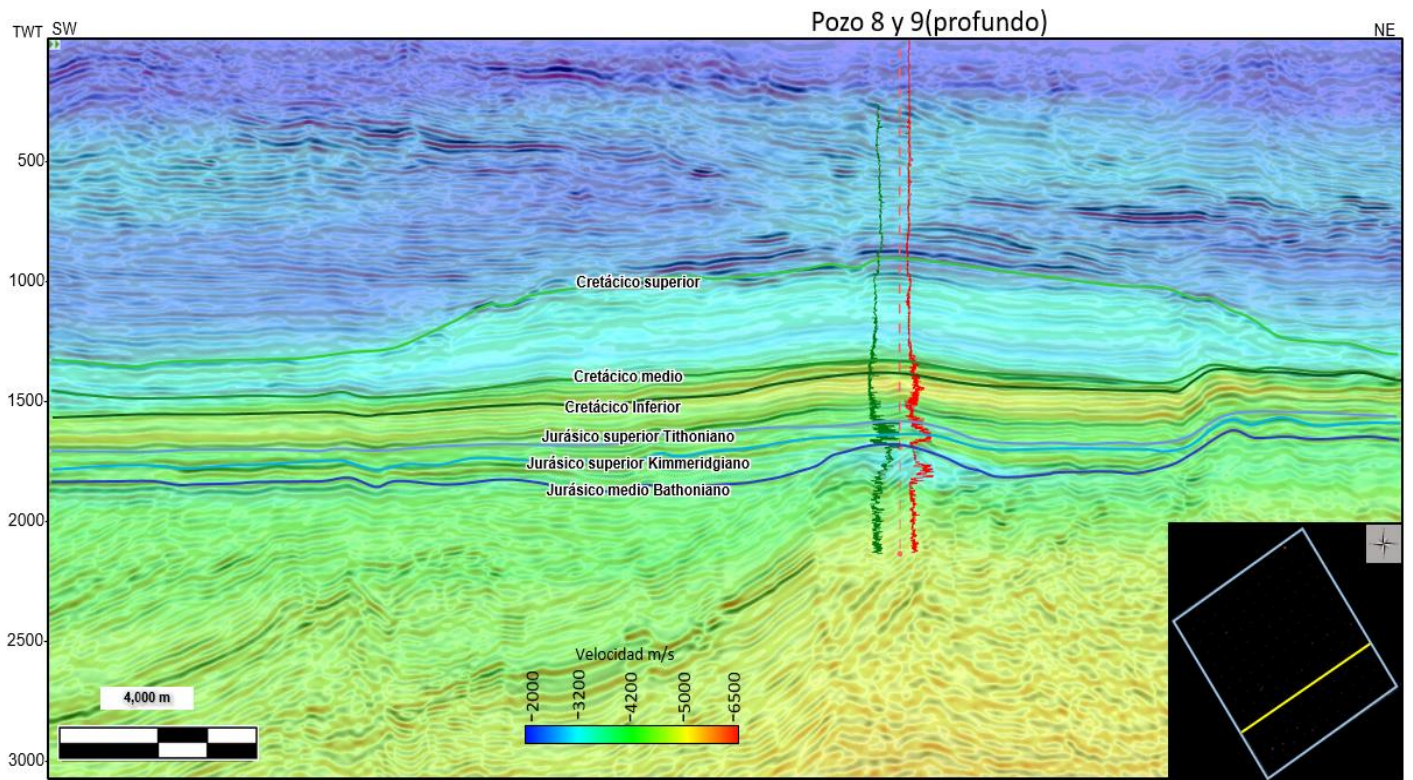


Figura 46 Sección Sísmica con registro Gamma ray(verde), Resistividad(rojo), con el modelo de velocidades sobre la sísmica.

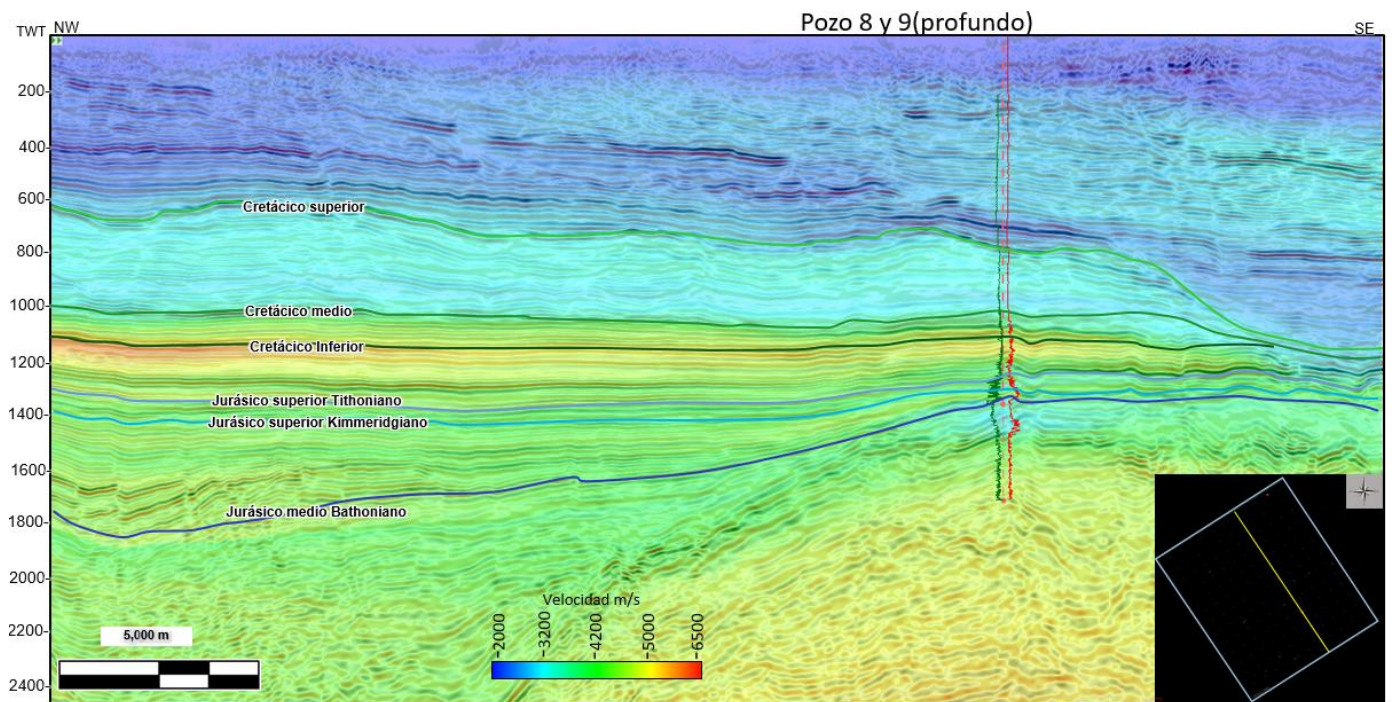


Figura 47 Sección Sísmica con registro Gamma ray(verde), Resistividad(rojo), con el modelo de velocidades sobre la sísmica.