



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**AVO para la prospección de  
hidrocarburos en la Provincia  
petrolera de Veracruz**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Geofísico**

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

Aldair Montes de Oca Jiménez

**DIRECTOR DE TESIS**

M. C. David Escobedo Zénil



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



## *AGRADECIMIENTOS*

Por el gran apoyo recibido en cada etapa de mi vida y por ser definitivamente las personas más importantes en ella, quiero agradecer a mis padres, quienes nunca han escatimado en esfuerzo, entrega y cariño por verme crecer.

A madre (María Félix Jiménez Vázquez) en particular, ya que ha demostrado ser una mujer incansable, una mujer que bajo la gran influencia de los buenos valores ha conducido su vida y ha sido un extraordinario ejemplo para mí, la familia y la sociedad.

A mi padre, quien a pesar de los obstáculos que la vida ha puesto en nuestro camino, ha estado en los momentos más complicados, gracias.

A Roberto mi hermano, con quien he compartido los mejores y peores momentos de mi vida, gracias por todo.

Al **M. MARCOS BRANDI PURATA**, quien más que un profesor ha sido un guía en mi vida. Gracias por compartir conmigo sus extraordinarios conocimientos, por ayudarme a crecer dentro de la profesión y por los regaños cuando son necesarios. Le agradezco por el tiempo invertido en mi preparación y en la elaboración de esta tesis, que sin su ayuda, no hubiera sido posible su realización.

Al M. David Escobedo Zénil por su colaboración en esta tesis y por el gran compromiso que ha mostrado tener con la Universidad.

Finalmente, a mis abuelos y a mis hermanos Carlos y Alberto, gracias por estar presentes en mi vida y por las palabras de aliento, los quiero mucho.

Y una mención especial para toda mi familia, la cual ha demostrado estar más unida que nunca y que sin importar las adversidades siempre tendrá la capacidad de salir adelante.

## INDICE

<b>RESUMEN</b> .....	<b>6</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>7</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>CAPITULO I.- GENERALIDADES</b> .....	<b>10</b>
1.1 Justificación.....	10
1.2 Ubicación.....	11
1.3 Geología.....	11
Evolución Tectónica Estructural.....	12
Estratigrafía.....	13
1.4 Información de la adquisición sísmica.....	14
1.5 Procesamiento del cubo sísmico.....	15
<b>CAPITULO II.- PETROFÍSICA</b> .....	<b>17</b>
2.1 Porosidad.....	17
2.2 Saturación.....	20
2.3 Permeabilidad.....	22
2.4 Teoría de la elasticidad.....	25
Ley de Hooke.....	25
Constantes elásticas.....	26
2.5 Teoría de Biot-Gassman.....	33
<b>CAPITULO III.- TEORÍA DEL AVO</b> .....	<b>35</b>
3.1 Tecnología de la información sísmica.....	35
Relación entre desplazamiento, deformación y esfuerzo.....	35
Ecuación de propagación del campo ondulatorio.....	38
Movimiento de las partículas de acuerdo al tipo de energía sísmica incidente.....	42
Ecuación de dispersión de la energía sísmica.....	44
3.2 Ecuaciones de Zoeppritz.....	49
Ecuaciones de Aki & Richards.....	52

Aproximación de Shuey.....	54
Aproximación de Smith y Gidlow.....	55
Aproximación de Hilterman.....	56
3.3 Modelos teóricos del AVO.....	57
Modelos teóricos de Koefoed.....	57
Modelos teóricos de Ostrander.....	61
3.4 Clasificación Litológica en función de los Atributos de AVO.....	62
Clasificación de Rutherford y Williams.....	62
Clasificación de Castagna y Swan.....	63
3.5 Atributos AVO.....	65
Gradiente e Intercepto.....	66
Factor de fluido y reflectividad de Poisson.....	67
Interpretación del AVO.....	69
Ángulos cercanos, lejanos y diferencia.....	73
<b>CAPITULO IV.- APLICACIÓN DEL AVO EN LA PROVINCIA PETROLERA DE VERACRUZ.....</b>	<b>74</b>
4.1 Presentación de datos.....	74
4.2 Metodología.....	77
4.3 Análisis de Factibilidad.....	79
4.4 Aplicación de AVO.....	107
4.5 Discusión de la localización propuesta.....	112
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>118</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>120</b>

## RESUMEN

En el presente trabajo se aplican atributos sísmicos de *AVO* para la inferencia de hidrocarburos en el Terciario para un campo de la provincia petrolera de Veracruz. Dicho campo se encuentra ubicado en el estado de Veracruz, México. No se hace referencia a las coordenadas por confidencialidad de la información.

La información de exploración con la que se cuenta está compuesta por un cubo sísmico migrado en tiempo antes del apilamiento, registros de pozo, horizontes, cimas, curvas t-z y geometrías de pozo.

Para la aplicación de atributos de *AVO* fue necesario en primer lugar calibrar la sísmica con la información de registros de pozo mediante la construcción de sismogramas sintéticos, posterior a ello se realizó un análisis de factibilidad a nivel de pozo en los intervalos que se conoce con producción, dicho análisis consiste en la elaboración de un gráfico *crossplot* para diferentes registros con el fin de conocer las características petrofísicas del medio, posteriormente se analiza la sísmica en el dominio del *gather* con respecto a la respuesta de amplitud con variación del *offset* en intervalos productores. Bajo la suposición de que se tienen las características del medio necesarias para considerarse zonas con producción, se aplicaron los atributos de intercepto, gradiente, trazas cercanas, trazas lejanas y diferencia en el cubo sísmico, verificando que en el área de interés la sísmica tiene la sensibilidad para detectar zonas de incompresibilidad anómala.

Finalmente, los atributos antes mencionados fueron aplicados sobre el horizonte Eoceno 10 para ubicar espacialmente áreas con producción y así proponer la perforación de nuevos pozos de desarrollo con bajo riesgo.

## **ABSTRACT**

In this Project is applied seismic attributes of *AVO* for the hydrocarbon inference in the Tertiary for a field that is located in the oil province of Veracruz, in the Veracruz state, México. It's an earth's field with production of oil and gas.

The data exploration was provided is composed for a seismic cube with prestack time migration, filtering and gain, well logs, horizons, top's, t-z curves and well geometry. Don't mention the coordinates because that's confidential information.

For the application of *AVO* attributes was necessary first to calibrate the seismic with the information of well logs by building synthetic seismograms, then, was applied an feasibility analysis in the production intervals, this analysis consist in the development of *crossplot* of different logs in order to meet the petrophysics features of the medium, then, was analyzed the seismic in the gather domain with respect to the response of the amplitude with variation of offset in the producers intervals. Under the assumption that the medium has the necessary characteristics for production zones, was applied the attributes of intercept, gradient, nearby traces, distant traces and difference above de seismic cube, verifying that the area of interest the seismic has the sensibility for detecting anomalous zones incompressibility.

Finally, the attributes aforementioned were applied above Eocene 10 horizon to place spatially areas with production and propose a perforation of new wells.

## INTRODUCCIÓN

El campo en estudio es un campo maduro ubicado en la provincia petrolera de Veracruz, el cual presenta actualmente producción de aceite y gas en 7 pozos a profundidades referentes al Eoceno. En 1950 iniciaron los trabajos de exploración de manera formal en la cuenca de Veracruz, cuyo producto fue la perforación de dos primeros pozos que resultaron improductivos, posteriormente se implementó la técnica de sísmica de reflexión con el fin de resolver las incógnitas existentes sobre la distribución y potencial de almacenamiento de las estructuras arenosas, empleando tecnología de punta para captar la información por diversos canales con un muestreo de 2 ms (PEMEX E&P, 2013).

El objetivo de esta tesis se enfoca en localizar zonas de interés sobre el horizonte Eoceno 10 (horizonte de mayor producción) mediante la aplicación de atributos sísmicos de offset variable (AVO), dichas zonas deberán presentar bajo riesgo geológico con el fin de aumentar las posibilidades de éxito en la explotación del hidrocarburo y que tal hecho disminuya la incertidumbre para la propuesta de una nueva localización.

Para la caracterización espacial y evaluación de almacenamiento de la formación, es necesario el procesamiento de la traza sísmica en el dominio del *gather*, el cual contiene información petrofísica del medio, así como información de la onda S y P, lo que permite la obtención de atributos sísmicos con el propósito de resaltar anomalías en la señal que sirvan como indicador de hidrocarburos.

La metodología empleada para este estudio parte de la elaboración de sismogramas sintéticos con el fin de calibrar la sísmica con la información de pozo, lo que da lugar al análisis de los registros geofísicos de pozo mediante gráficos *crossplot* para identificar intervalos arenosos y compararlos con los registros de producción.

Una vez identificados los intervalos de producción, se aplican los atributos asociados al AVO para evaluar la factibilidad de la información sísmica, lo que dará

la pauta para la identificación de zonas de interés. Consecutivamente se emplea el análisis de *AVO* sobre el horizonte en estudio (Eoceno 10) para definir una localización que presente bajo riesgo geológico.

De acuerdo con el planteamiento de la investigación, el principio sobre el cual es posible el uso de esta metodología corresponde al análisis de la amplitud sísmica antes del apilamiento como una tecnología de atributos sísmicos de *offset* variable, los cuales son un indicador de la distribución espacial de los yacimientos petroleros y presentan una solución más confiable cuando son relacionados con los registros geofísicos de pozo.

# CAPITULO



## GENERALIDADES

### 1.1 JUSTIFICACIÓN

La investigación empleada con la tecnología de atributos sísmicos se aplica en un campo de la provincia petrolera de Veracruz, México, en el cual existen incógnitas sobre la distribución y potencial de almacenamiento de las estructuras arenosas que pretenden ser resueltas empleando la tecnología del pre-apilamiento. Para la caracterización espacial y la evaluación de almacenamiento de la formación es necesario el procesamiento de la traza sísmica en el dominio del *gather*, el cual es obtenido de forma multicanal en la adquisición del dato sísmico y con ello es posible la obtención de atributos sísmicos con el fin de resaltar anomalías en la señal que sirvan como indicador directo de hidrocarburos.

Para un análisis adecuado del trabajo realizado en éste proyecto es necesario definir un umbral sísmico que establezca los límites de las anomalías presentes, el cual nos permite correlacionar estadísticamente los atributos antes del apilamiento con los pozos en zonas de producción, con el fin de desarrollar y enfocar económicamente los yacimientos. El umbral será producto de las variaciones anómalas producidas por los atributos de pre-apilamiento y deberá tener la capacidad de diferenciar entre la zona circundante y la zona afectada por la presencia de hidrocarburos.

## 1.2 UBICACIÓN

EL campo de producción trabajado en esta tesis se encuentra ubicado dentro de la provincia petrolera de Veracruz en el estado del mismo nombre. Se extiende a lo largo del área productora definida por el Terciario. Siendo justo en dicha área donde fue explorado en la década de los 50's.



*Imagen 1.1, Ubicación Geológica de la Provincia petrolera de Veracruz. PEMEX E&P (2013).*

## 1.3 GEOLOGÍA

La cuenca de Veracruz se ubica en el margen occidental del golfo de México, comprende la parte central del estado de Veracruz y una porción del estado de Oaxaca, cuenta con dos áreas geológicas de producción de hidrocarburos: El Mesozoico y el Terciario, unidades que han sido exploradas a partir de la década de los cincuentas. La cuenca posee tanto trampas estratigráficas como estructurales, las cuales han sido determinadas por medio de pozos de exploración.

En la era del Terciario fueron encontrados cinco campos productores de gas seco: Cocuite, Novillero, Veinte, Mirador y Coapa. La litología que comprende el

almacenamiento del hidrocarburo está constituida por conglomerados y areniscas del Mioceno Inferior, en un rango de profundidades entre 1500 m. y 4000 m. Actualmente, en la cuenca de Veracruz se están aplicando nuevas tecnologías como el análisis de la amplitud sísmica para el desarrollo eficiente de los campos petroleros.

Las condiciones del yacimiento y del fluido son resumidas en la tabla 1.1.

YACIMIENTO		FLUIDO	
Área :	2.6 Km2	Tipo del fluido:	Aceite y Gas
Edad de yacimiento:	Eoceno medio	Densidad:	22 °API
Roca Almacén :	Conglomerados	Saturación de agua:	30% - 35%
Sello:	Discordancia	Presión inicial	481 Kg/cm2
Trampa:	Estructural-Estratigráfica	Temperatura	90 °C
Porosidad:	10 % - 15%		
Permeabilidad:	25 - 160 mD		
Espesor Promedio:	24 m		
Profundidad Promedio:	2,700 m		

**Tabla 1.1,** Condiciones del yacimiento y del fluido.

La orogenia Laramide (inicia en el Cretácico Superior y finaliza en el Eoceno) juega un papel muy importante en la geología estructural de la región, durante la formación de la Sierra Madre Oriental se presentan esfuerzos compresivos que dieron paso a la formación de ejes estructurales en dirección NW-SE, paralelos a la dicha sierra.

## EVOLUCIÓN TECTÓNICA ESTRUCTURAL

Según PEMEX E&P (2013), las rocas abisales que probablemente se encuentran al NE de la cuenca, dentro del Golfo de México, (Alto de Anegada), actuaron probablemente como una masa rígida que resistió a los empujes de la orogenia Laramide, que plegó los sedimentos de la Sierra Madre Oriental. Estos esfuerzos fueron compresionales y originaron que la mayor parte de los ejes estructurales tuvieran una dirección NW-SE, en donde sus planos axiales son asimétricos e inclinados al SW.

La orogenia Laramide empezó a finales del Cretácico Superior (Campaniano-Maestrichtiano), y terminó a fines del Eoceno (Bartoniano-Priaboniano); probablemente a principios del Oligoceno se empiezan a acomodar los bloques fracturados provocando una serie de fallas y corrimientos que conservan un rumbo aproximadamente paralelo a la Sierra Madre Oriental.

## **ESTRATIGRAFÍA**

Los depósitos sedimentarios del Terciario en la cuenca, se caracterizan litológicamente por estar constituidos por una alternancia de lutitas y areniscas, las cuales son interrumpidas localmente por conglomerados. El espesor promedio estimado del horizonte productor es de 24 m y corresponde al Oligoceno-Mioceno.

Paleobatimétricamente, el Terciario de la cuenca es principalmente nerítico externo (plataforma externa) a batial (abanicos de talud y cuenca), según los análisis de los diferentes grupos de fósiles y estructuras sedimentarias observadas en núcleos y geometrías sísmicas (PEMEX E&P, 2013). El desplazamiento lateral de la posición de la línea de costa a lo largo de la margen occidental de la cuenca, motivado por las fluctuaciones del nivel marino durante el Mioceno-Oligoceno Inferior fue menor a 35 km. Las oscilaciones de alta frecuencia de dicho nivel, están indicadas por los "hiatos" detectados, que combinados con la alta tasa de aporte de sedimentos y la fuerte subsidencia de la cuenca, originaron la presencia de depósitos sobre la plataforma, además de espesores gruesos de sedimentos de talud y de piso de cuenca de nivel marino bajo, alternados con cuerpos de sedimentos condensados, de sistemas transgresivos de nivel marino alto.

Los análisis de clasificación y redondez del tamaño de los clastos de la margen occidental de la cuenca, sugieren la proximidad de sistemas aluviales que generaron conglomerados, los cuales cruzan la plataforma. Los depósitos del Mioceno Superior y Plioceno, representan progradaciones relativamente rápidas de ambientes de plataforma interna a externa. En el Mioceno Superior la progradación llegó hasta las zonas de bajo relieve creadas durante la inversión transpresiva del

Mioceno Medio, dando como resultado patrones de sedimentación agradacionales de carácter local.

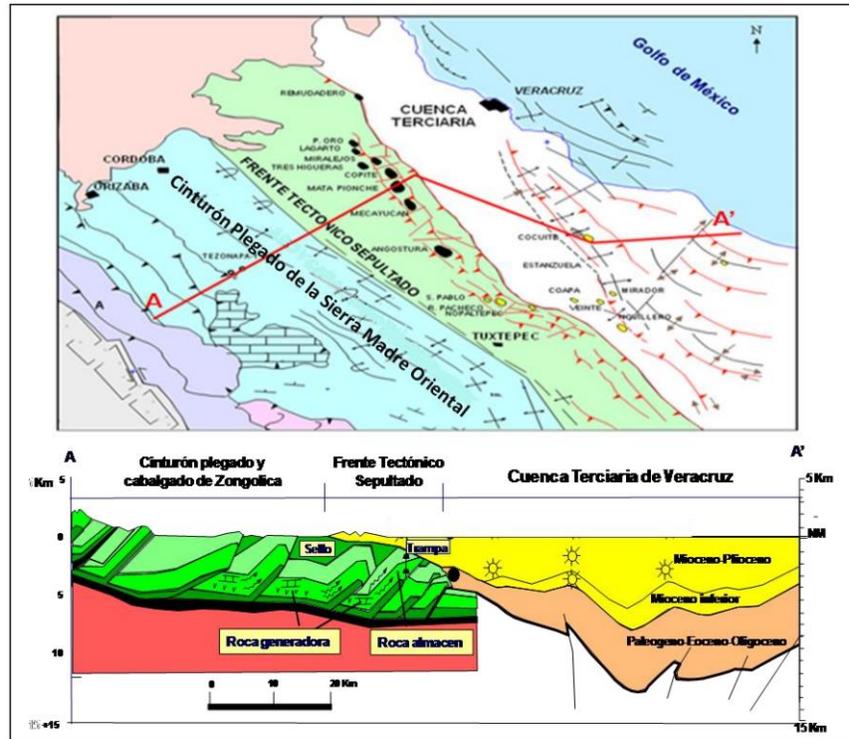


Imagen 1.2, Marco estructural y sección de la provincia petrolera de Veracruz (PEMEX E&P 2013).

#### 1.4 INFORMACIÓN DE LA ADQUISICIÓN SÍSMICA:

La información con la que se cuenta para la elaboración de éste proyecto es referente a un volumen sísmico 3D, horizontes y registros geofísicos de pozos del campo en estudio (activo integral de Veracruz). La prospección y procesado sísmológico cumplen con los requerimientos de estudio enfocado al análisis de atributos antes del apilamiento. El proceso de adquisición sísmológico empleado para el cubo sísmico en estudio presenta los parámetros enlistados a continuación:

ADQUISICIÓN SÍSMOLÓGICA	
Tamaño del BIN	25 X 25 m
Intervalo entre grupos de receptores	50 m
Intervalo entre puntos de tiro	50 m
Intervalo entre líneas receptoras	400 m
Intervalo entre líneas fuente	500 m
Número de líneas receptoras por Patch	10
Número de canales por líneas receptoras	140
Número de canales por puntos de tiro	1400
Número de puntos de tiro por salvo	8
Apilamiento Nominal Mínimo	35
Offset Máximo	3475
Máximo mínimo offset	605
Tiempo de grabación	10 s
Muestreo temporal	2 ms
Formato de Grabación	SEG

**Tabla 1.2,** *Parámetros de adquisición del dato sísmico.*

### 1.5 PROCESAMIENTO DEL CUBO SÍSMICO:

El análisis del AVO es una técnica que requiere de un previo procesamiento de la información sísmica, dicho procesamiento se realizó sobre la unión de 6 cubos sísmicos en el mes de Noviembre del año 2004, en el cual se definió un cubo sísmico recortado y limitado por las *in-line* 344 y 4907, y las *cross-line* 280 y 2232. Se obtuvo una cobertura nominal de 40 trazas y un *BIN* de 25m X 25m.

La secuencia de procesamiento realizado sobre la sísmica tridimensional se enlista a continuación:

- Asignación de geometría
- Recuperación de amplitud
- Atenuación de amplitudes anómalas
- Atenuación de ruido
- Deconvolución consistente con la superficie

- Ordenamiento de *CDP*
- Aplicación de estáticas de refracción
- Análisis de velocidades a partir de las estáticas de refracción
- Cálculo, análisis y aplicación de velocidad 1<sup>er</sup> y 2<sup>o</sup> paso
- Limpieza de gathers
- Compensación de amplitud consistente con la superficie
- Unión de los 6 cubos
- Compensación de amplitud consistente con la superficie 2<sup>o</sup> paso
- 3 pasos *PSTM* para líneas de velocidad, y picado de velocidad de *PSTM*
- Migración *PSTM* de todo el cubo
- Aplicación de las velocidades finales
- Atenuación de ruido lineal en dominio *FK*

# CAPITULO



## PETROFÍSICA

Los parámetros petrofísicos son importantes para el estudio del AVO, ya que, la respuesta de los atributos sísmicos estará condicionada por la porosidad (Schon J.H. 1997), la permeabilidad (Schon J.H. 1997) y la saturación (Gregory 1976), y que evidentemente resulta tener un enlace directo con las constantes elásticas del medio y las ecuaciones de Biot (1956) y Gassman (1951). Dicha información se analiza en este capítulo.

### 2.1 POROSIDAD

La porosidad se encuentra entre las propiedades petrofísicas de mayor interés debido a la importancia que posee en el almacenamiento y migración de los fluidos, en nuestro caso juega un papel fundamental ya que por medio de ésta propiedad es posible inferir la ubicación y cantidad en la que se encuentran los hidrocarburos y poder con ello calcular las reservas probadas por medio de registros de producción. La porosidad es entonces, la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos que hay dentro de la roca y el volumen total de la roca. Se utiliza el símbolo phi ( $\Phi$ ) para representarla.

Los registros de pozo nos ayudan a identificar y cuantificar la porosidad que se encuentra en determinada formación y ello depende de la herramienta utilizada para tal fin, de tal modo, la porosidad es dividida en dos tipos:

- 1) La porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) es la relación que existe entre el volumen total de poros comunicados y el volumen total de la roca (*Ecuación 2.1*).

$$\Phi_e = \frac{\text{Volumen de poros comunicados}}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100$$

*Ecuación 2.1*

- 2) Porosidad total o absoluta ( $\Phi_T$ ), se define como el cociente entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de la roca (*Ecuación 2.2*).

$$\Phi_T = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100$$

*Ecuación 2.2*

La porosidad de una roca puede variar dependiendo el tipo de litología en la que se encuentre, los carbonatos (calizas y dolomías) y evaporitas (halita, anhidrita, yeso, etc.) son un ejemplo de ello, ya que, son rocas densas con granulometría fina y por lo tanto, la porosidad debe presentarse en proporciones bajas. Por otra parte las areniscas bien consolidadas pueden presentar una porosidad entre el 10% y 15%, y aquellas que se consideran no consolidadas alcanzan hasta un 30% en su porosidad.

La porosidad físicamente puede ser clasificada en función de sus características de formación como porosidad primaria u original y porosidad secundaria o inducida. La primaria es aquella que se desarrolla durante la formación de la roca sin modificar su distribución, tamaño y forma por agentes externos, por otra parte, la secundaria sufre modificaciones ocasionadas por agentes ajenos a la formación de la roca.

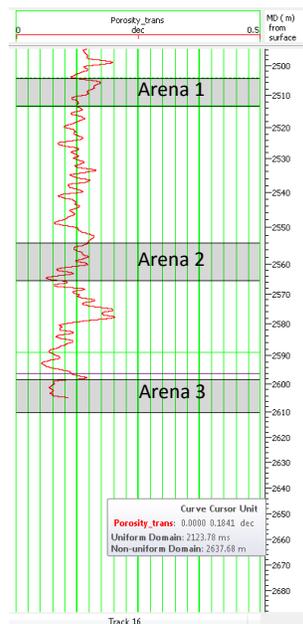
Existen varios procesos que pueden afectar la porosidad de las rocas, los cuales están enlistados a continuación:

- Acomodo de granos: si los granos son esféricos y casi todos del mismo tamaño pueden presentar diferentes porosidades, ya que los arreglos geométricos pueden no ser los mismos.
- Cementación: Es el resultado de la cristalización los minerales en el medio intragranular e intergranular.
- Angulosidad y redondez de los granos.

- Granulación: Efecto del peso litostático que existe en las formaciones a profundidad, lo cual puede variar en un aumento o disminución de la porosidad.

La información de exploración del campo estudiado en esta tesis contiene registros de porosidad interpretados. La imagen 2.1, presenta el registro de porosidad del pozo-1, el cual tiene tres intervalos disparados (zonas de color gris) que alcanzan valores máximos de aproximadamente 17% de porosidad en la arena más somera, en cambio, las arenas 2 y 3 alcanzan valores aproximadamente de 15% de porosidad.

Analizando las zonas arcillosas es posible apreciar que el valor de porosidad se reduce a 9% aproximadamente, haciendo notar el contraste litológico y en consecuencia el cambio en la velocidad de propagación de onda y la densidad de la roca.



**Imagen 2.1,** Registro de porosidad, pozo-1 del campo en estudio.

## 2.2 SATURACIÓN

La saturación de una formación se puede definir como la fracción del volumen poroso de la roca que ocupa un líquido en consideración. Dicho líquido pudo llegar a los poros a través de la migración del fluido o permanecer ahí durante la formación de la roca (sedimentación), generalmente éste suele ser agua y recibe el nombre de agua connata.

Para el cálculo de la saturación de agua se emplea la siguiente expresión matemática (*Ecuación 2.3*):

$$S_w = \frac{\text{Vol. del poro ocupado por agua}}{\text{Vol. total del poro}} \times 100$$

*Ecuación 2.3*

Por otra parte, para el cálculo de la saturación de hidrocarburo es empleada la *Ecuación 2.4* que a continuación se presenta.

$$S_{HC} = \frac{\text{Vol. del poro ocupado por hidrocarburo}}{\text{Vol. total del poro}} \times 100$$

*Ecuación 2.4*

Se considera que los poros no son espacios en el vacío, teniéndose, la presencia de uno o más fluidos, en donde, la suma de todas las saturaciones debe ser igual al 100%.

Si la roca contenedora de agua connata forma parte de una trampa estructural o estratigráfica, ésta puede ser reemplazada por hidrocarburos, de esta manera la saturación de agua se torna irreducible si la migración de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de capilaridad apropiadas.

Al hacer la evaluación de una formación, el objetivo principal es la determinación de la saturación de agua e hidrocarburos, generalmente esto se realiza en intervalos con capacidad de albergar el fluido de interés, por lo tanto, se asume que la fracción

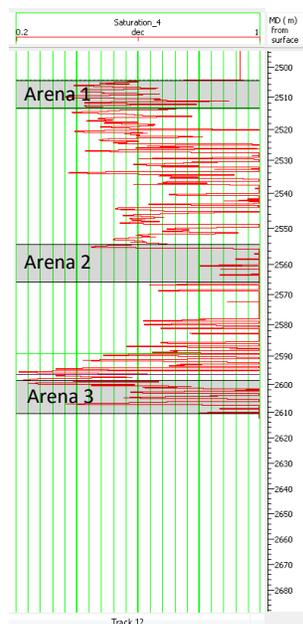
del espacio poroso no ocupada por agua contiene hidrocarburos y se establece la siguiente expresión (Ecuación 2.5):

$$S_h = 1 - S_w$$

*Ecuación 2.5*

La saturación es una variable muy importante en el procesamiento e interpretación de los datos sísmicos para AVO, ya que, se produce un efecto particular en la respuesta sísmica de las arenas con hidrocarburos, en donde la velocidad de la onda P sufre una disminución, en tanto, la velocidad de la onda S experimenta un ligero aumento.

La saturación de agua del pozo-1 presentada en la imagen 2.2, muestra valores que fluctúan entre 30 % y 80% en los intervalos disparados. Fuera de aquellos intervalos, es posible observar un aumento en la saturación de agua debido a la presencia de arcillas, el cual llega a superar el 80%.



**Imagen 2.2,** Registro de saturación de agua, pozo-1 del campo en estudio.

Las arenas 1 y 3 muestran una saturación promedio de 30% aproximadamente, en cambio la arena 2 registra un aumento significativo de la saturación hasta valores

de aproximadamente 80%, lo cual indica que en dicho intervalo no se tienen condiciones óptimas para la extracción del hidrocarburo.

### **2.3 PERMEABILIDAD**

La permeabilidad es un concepto íntimamente ligado a la porosidad, y éste se define como la capacidad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de sus poros. Se puede decir entonces que una roca tiene una permeabilidad adecuada para permitir el paso de hidrocarburos, cuando se asumen las siguientes condiciones:

- Presenta porosidad efectiva.
- Los poros exceden el tamaño subcapilar.

El Darcy, es el nombre que tiene la unidad de medida para la permeabilidad de una roca y se define como la cantidad de fluido en  $\text{cm}^3$  que pasa a través de  $1 \text{ cm}^2$  de área en un segundo bajo la acción de una atmósfera de presión y con un centipoise de viscosidad.

La permeabilidad media de la roca almacenadora de hidrocarburos está en el intervalo de entre 50 y 500 milidarcies, ello nos indica que para que la explotación del hidrocarburo resulte comercial, los hidrocarburos deben de fluir a varias decenas de milidarcies.

La permeabilidad en una roca porosa se determina por medio del análisis de núcleos en laboratorio, o bien con pequeñas muestras cortadas de los mismos núcleos y esta puede ser determinada por medio de la Ecuación 2.6. Los valores de  $K$  son generalmente altos o son modificados cuando existe presencia de gas en el yacimiento. La permeabilidad en una roca por ende, estará afectada por el tamaño y el número de poros por los cuales transporta el fluido, mientras que otras rocas como los carbonatos (calizas y dolomías) pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión. La porosidad de estas rocas será baja, pero su permeabilidad por efecto de las fracturas será muy grande. En consecuencia las

calizas fracturadas pueden tener bajas porosidades pero permeabilidades muy altas, mientras que en rocas no porosas, especialmente las rocas ígneas, metamórficas y arcillas, la permeabilidad medida en ellas estará controlada por las fracturas que puedan tener.

$$V = -\frac{K}{\eta} * \Delta H$$

*Ecuación 2.6*

Donde:

$V$ = Velocidad de flujo que pasa por una sección transversal [cm/seg]

$\Delta H$ = Gradiente Hidráulico [KN/cm<sup>3</sup>]

$\eta$ = Viscosidad dinámica del fluido [KN S/cm<sup>2</sup>]

$K$ = Constante de Permeabilidad (empírica) de la roca [cm<sup>2</sup>]

Despejando es posible obtener la constante de permeabilidad a partir del valor de velocidad del flujo, la viscosidad y el gradiente hidráulico:

$$K = -\eta * \frac{V}{\Delta H}$$

*Ecuación 2.7*

El agua es considerada el fluido principal en una roca permeable y porosa, dejando así al aceite y al gas como fluidos secundarios. En medios anisótropos como las rocas la permeabilidad está definida como un tensor, en el cual esta propiedad física en diferentes direcciones se presenta de forma variante.

Es posible clasificar la permeabilidad en función del tipo de flujo que en la roca se lleve:

- Permeabilidad absoluta: Es aquella en la cual la capacidad de conducción se lleva a cabo cuando se tiene únicamente un fluido en los poros.

- Permeabilidad relativa: Es aquella que describe el flujo de un solo fluido de dos o más fases de fluidos a través de la roca porosa.

Otra clasificación para la permeabilidad está en función del tipo de porosidad presente en la roca.

- Permeabilidad Intergranular: La permeabilidad existente entre los granos no cementados.
- Permeabilidad Intragranular: Esta es posible hallarla en arenas calcáreas, donde los poros se alojan dentro de los fragmentos, usualmente los poros no se conservan debido a la cementación, en algunos casos pueden ser lixiviados y aparecer de nuevo.
- Permeabilidad de fractura: Este tipo de permeabilidad está íntimamente ligada a la porosidad secundaria, la cual da su origen después de la formación de la roca.
- Permeabilidad Vugular: Es aquella que se desarrolla en las rocas debido a la acción química, causando porosidad durante la génesis.

La relación entre la presión, la permeabilidad y la profundidad resulta obvia cuando se habla del incremento de la presión debido a la profundidad, lo cual ocasiona una reducción en la porosidad de las rocas y por lo tanto un decremento en la permeabilidad, todo lo anterior es descrito por ecuación 2.8 (Schon 1997).

$$K = K_0 * e^{-\frac{A_k}{P_{eff}}} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

$K_0$  = Permeabilidad inicial

$P_{eff}$  = Presión efectiva

$A_k$  = Coeficiente de permeabilidad por compactación

## 2.4 TEORÍA DE LA ELASTICIDAD

Las constantes de elasticidad tienen una gran importancia a la hora de evaluar el comportamiento de las rocas en la propagación de ondas sísmicas, es por ello que en éste capítulo hablaremos de ellas y su relación con el tensor de esfuerzo y el tensor de deformación. Los conceptos y definiciones mencionados a continuación son producto del trabajo realizado por S. Stein en 2003.

### LEY DE HOOKE

En este capítulo se estudiarán las ecuaciones constitutivas que consideran las respuestas para distintos materiales debido a la aplicación de esfuerzos. La relación entre esfuerzo y deformación para un medio linealmente elástico está representada por la ley de Hooke (Ecuación 2.9).

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}\varepsilon_{kl}$$

*Ecuación 2.9*

Donde:

$\sigma$  = tensor de tensión

$\varepsilon$  = tensor de deformación

$C$  = tensor de cuarto orden que contiene las constantes elásticas

La constante  $C_{ijkl}$ , módulo de elasticidad, describe las propiedades del material. Para entender como el módulo elástico afecta la ecuación de movimiento, escribimos la ecuación constitutiva (Ecuación 2.10) considerando el hecho de que las deformaciones son obtenidas en función de los desplazamientos.

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}u_{kl}$$

*Ecuación 2.10*

Y tomando en cuenta que la ecuación de movimiento se define como:

$$\sigma_{ij,j}(x,t) + f_i(x,t) = \rho \frac{\partial^2 u_i(x,t)}{\partial t^2}$$

*Ecuación 2.11*

Sustituyendo la ecuación 2.10 en la 2.11 se obtiene la ecuación de movimiento en términos de los desplazamientos:

$$\sigma_{ij,j}(x,t) + f_i(x,t) = (c_{ijkl}u_{kl})_{,j}(x,t) + f_i(x,t) = \rho \frac{\partial^2 u_i(x,t)}{\partial t^2}$$

*Ecuación 2.12*

El módulo elástico forma un tensor complicado, con cuatro sufijos y relaciona linealmente a los tensores de esfuerzos y deformación. Considerando las simetrías que se presentan en la relación esfuerzo-deformación para cada eje coordinado y con respecto al origen son obtenidos dos módulos elásticos que describen el comportamiento elástico del medio.

A una gran escala, el material tiene aproximadamente las mismas propiedades físicas independientemente de la orientación, una condición conocida como isotropía. Para fines sismológicos se acostumbra definir los módulos elásticos como las constantes de Lamé ( $\mu$  y  $\lambda$ ), las cuales se expresan según la Ecuación 2.13.

$$C = \lambda + 2\mu$$

*Ecuación 2.13*

## **CONSTANTES ELÁSTICAS**

Como ya se mencionó anteriormente, las constantes de elasticidad tienen como objetivo la descripción física de un material, el cual ha sido sometido a diferentes esfuerzos que dan como resultado la deformación del mismo.

## **VELOCIDADES DE ONDA**

Las ondas sísmicas estudiadas en la exploración petrolera son llamadas ondas de cuerpo, se propagan causando efectos de reflexión y refracción cuando se presenta

un cambio en las propiedades elásticas del medio, dicho efecto será analizado más adelante.

Las ondas P (Primaria) y S (Secundaria) constituyen a las llamadas ondas de cuerpo y se definen como:

- Las ondas P (PRIMARIAS) son ondas longitudinales, lo cual significa que el suelo es alternadamente comprimido y dilatado en la dirección de la propagación. Pueden viajar a través de cualquier tipo de material. Velocidades típicas son 330m/s en el aire, 1450m/s en el agua y cerca de 5000m/s en el granito. La Ecuación 2.14 hace referencia al cálculo de la velocidad de onda P:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

- Las ondas S (SECUNDARIAS) son ondas transversales o de corte, lo cual significa que el suelo es desplazado perpendicularmente a la dirección de propagación. Las ondas S pueden viajar únicamente a través de sólidos debido a que los líquidos no pueden soportar esfuerzos de corte.

La ecuación 2.15 hace referencia al cálculo de la velocidad de onda S:

$$\beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Donde:

$\rho$  = Densidad

$\mu$  = Segunda constante de Lamé (rigidez)

$\lambda$  = Primera constante de Lamé

$\beta$  = Velocidad de onda S.

$\alpha$  = Velocidad de onda P

## MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young está definido como la relación entre el esfuerzo longitudinal aplicado a un material elástico y su deformación longitudinal.

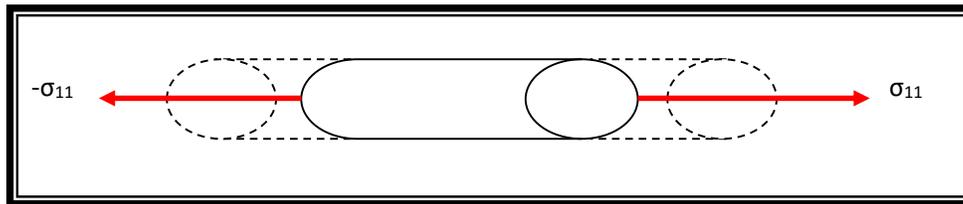
$$E = \frac{\sigma_{xx}}{\varepsilon_{xx}} = \frac{9K\mu}{3K + \mu} = \frac{\beta^2 \rho (3\alpha^2 - 4\beta^2)}{\alpha^2 - \beta^2}$$

*Ecuación 2.16*

Donde:

$K$ , es el módulo de incompresibilidad [N/m<sup>2</sup>]

$\mu$ , es el módulo de cizalla [N/m<sup>2</sup>]



**Imagen 2.3** Cilindro deformado, ilustrando el módulo de Young  
(Elaboración propia, 2016).

Relacionando el módulo de Young con las rocas sedimentarias, hacemos las siguientes consideraciones:

- Rocas con poca porosidad, el módulo de Young presenta pequeños incrementos con la saturación de agua.
- Para rocas porosas y saturadas en gas, el módulo de Young tiende a cero.

## RELACIÓN DE POISSON

Para definir la relación de Poisson consideramos en el caso anterior el cambio de longitud del cilindro, pero además, el cambio del diámetro como un cociente, de la siguiente manera:

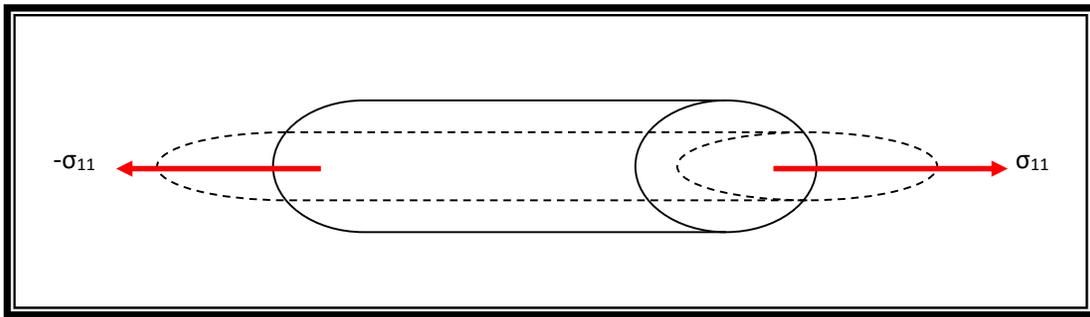
$$\nu = \frac{\frac{\partial d}{\partial l}}{\frac{\partial l}{l}} = \frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}} = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} = \frac{\alpha^2 - 2\beta^2}{2(\alpha^2 - \beta^2)}$$

Ecuación 2.17

Donde:

$\alpha$ , es la velocidad de onda P

$\beta$ , es la velocidad de onda S

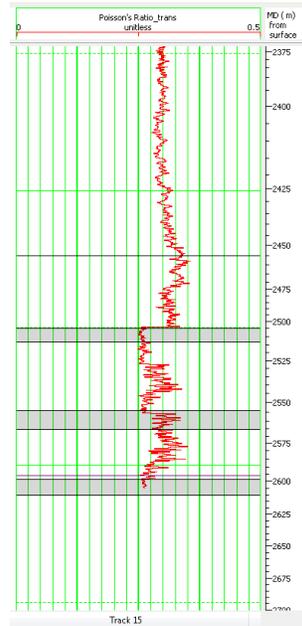


**Imagen 2.4** Cilindro deformado, ilustrando la relación de Poisson. Elaboración propia 2016.

La relación de Poisson es útil para la determinación de la roca y su contenido de fluidos, como ejemplo se enlistan las siguientes variantes en  $\nu$ :

- Se sabe que la onda S no se propaga en medios líquidos y se considera la ecuación 2.17 para la relación de Poisson, entonces, tendremos un valor de 0.5 aproximadamente, cuyo valor hace referencia a un medio saturado de agua.
- Si nos referimos a un medio poroso gaseoso,  $\nu=0$ , ya que  $V_p/V_s$  es del orden de  $2^{1/2}$ , por lo tanto, cuando  $\nu$  tiende a cero, el material se va saturando de gas.
- Si  $V_p/V_s=1.5$ , entonces,  $\nu=0.1$ , en dicho caso tenemos terrígenos con gas
- Si  $V_p/V_s=2$ , entonces,  $\nu=1/3$ , a lo cual se tiene arenas saturadas en agua.

La imagen 2.5 muestra el comportamiento del registro de la relación de Poisson en el pozo-1 del campo en estudio, donde es posible ver que los valores presentes en los intervalos disparados son de aproximadamente 0.25, a lo cual, se asume la presencia de hidrocarburos.



**Imagen 2.5,** Registro del módulo de Poisson calculado, pozo-1 del campo en estudio.

### **MÓDULO DE INCOMPRESIBILIDAD**

El módulo volumétrico o de incompresibilidad representa matemáticamente la presión dividida por el cambio de volumen por unidad de volumen que se produce cuando un medio está sometido a esfuerzos, y matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$K = -\frac{p}{\frac{\Delta V}{V}} = \lambda + \frac{2}{3}\mu = \rho \left( \alpha^2 - \frac{4}{3}\beta^2 \right)$$

*Ecuación 2.18*

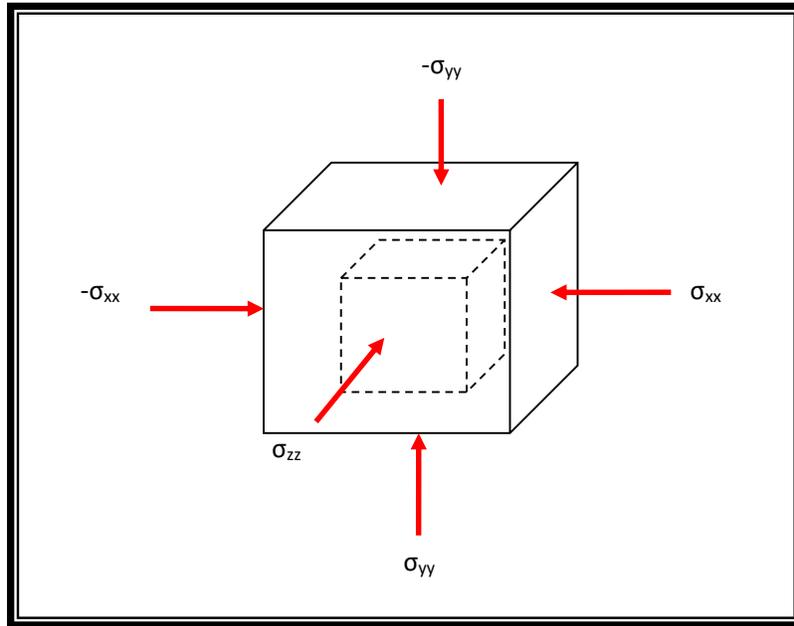
El módulo de incompresibilidad (*Imagen 2.6*) es el modulo elástico que mide la resistencia al cambio de volumen por esfuerzos compresivos (los esfuerzos son aplicados uniformemente en todas las direcciones).

La compresibilidad ( $1/K$ ), inverso a la incompresibilidad, se usa como una constante elástica y se denomina módulo volumétrico.

Los módulos de incompresibilidad y cizalla son los parámetros elásticos que gobiernan la propagación de la energía sísmica. La tabla 2.1 muestra algunos valores típicos del módulo de incompresibilidad de algunas rocas y fluidos, en donde las unidades están en  $10^{10}$  Dinas/cm<sup>2</sup>. Note que hay una gran diferencia del módulo de incompresibilidad entre los sólidos y los fluidos, y con respecto al gas, la magnitud es prácticamente nula, con valores cercanos a cero.

Caliza	60.000
Arenisca	40.000
Agua	2.380
Hidrocarburo	1.000
Gas	0.021

**Tabla 2.1.** Valores típicos del módulo de Bulk (Unidades en  $10^{10}$  Dinas/cm<sup>2</sup>)



**Imagen 2.6** Cubo deformado, ilustrando el módulo de incompresibilidad  
(Elaboración propia, 2016).

Para obtener las relaciones entre los módulos de Young, Poisson e incompresibilidad, se deben sustituir los valores en la ecuación de Hooke. Tales relaciones son presentadas a continuación:

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$v = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$$

$$K = \frac{1}{3}(3\lambda + 2\mu)\text{[N/m}^2\text{]}$$

*Ecuación 2.19*

## 2.4 TEORIA DE BIOT-GASSMAN

Los modelos teóricos para predecir la velocidad sísmica en los medios porosos, se pueden clasificar en dos categorías: considerando que la geometría de los poros es regular y suponer que los poros de las rocas se clasifican en forma, tamaño y distribución geométrica.

Biot (1956) y Gassman (1951) fundamentaron las ecuaciones teóricas (*Ecuación 2.20*) que predicen la relación del comportamiento de los medios porosos, con la velocidad de propagación de la energía sísmica usada en la prospección petrolera, las expresiones matemáticas son los módulos de rigidez y de incompresibilidad que correlacionado con diversos parámetros de los medios porosos, permite calcular el módulo de incompresibilidad.

$$k_{bg} = k^* = k_b + \frac{(k_s - k_b)^2}{k_s \left( 1 - \phi - \frac{k_b}{k_s} + \phi \frac{k_s}{k_f} \right)};$$

$$\frac{1}{k_b} = \frac{\phi}{k_f} + \frac{1}{k_s};$$

$$\frac{1}{k_f} = \frac{S_a}{k_a} + \frac{1 - S_a}{k_g}.$$

*Ecuación 2.20*

Donde:

$\phi$  = porosidad

$k$  = módulo de incompresibilidad

$k_{bg}$  = módulo de incompresibilidad Biot Gassmann

$k_g$  = módulo de incompresibilidad del gas

$k_s$  = módulo de incompresibilidad del sólido (matriz de la roca)

$k_f$  = módulo de incompresibilidad del fluido

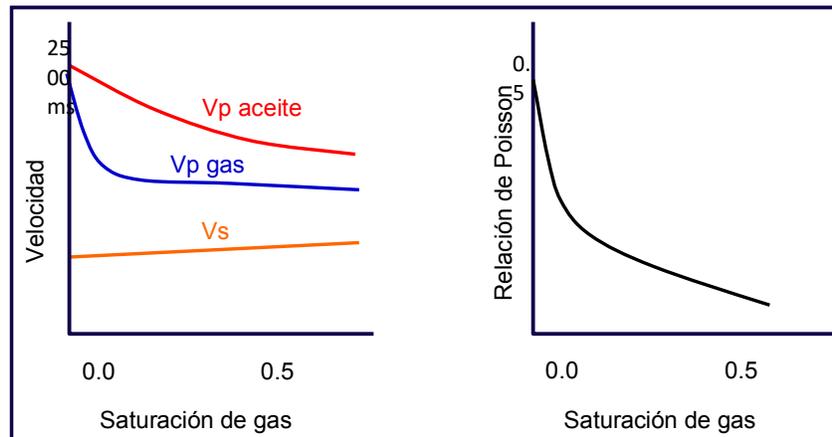
$k_b$  = módulo de incompresibilidad de la roca seca porosa

$k_a$  = módulo de incompresibilidad del agua

$S_a$  = Saturación de agua

El módulo de rigidez:  $\mu_{bg} = \mu^* = \mu_b = \frac{3K(1-2\nu)}{2(1-\nu)}$

La imagen 2.7 indica la predicción de la ecuación de Gassman para  $V_p$  y  $V_s$  en función de la saturación. También ilustra la técnica básica del AVO, mostrando los efectos del hidrocarburo en la velocidad de propagación sísmica. Note que cuando el aceite está presente hay una situación distinta a la del gas, debido a que no se presenta un cambio grande de la velocidad de la onda P. Por esta razón es más difícil predecir aceite empleando la técnica del AVO comparado con la predicción de gas.



**Imagen 2.7,** Predicción de la ecuación de Gassman.

Así mismo, es posible observar en la imagen 2.7 que la velocidad de onda S se incrementa ligeramente con la saturación de gas. Esto es debido a los efectos de densidad y los cambios no están relacionados con el módulo de incompresibilidad. El módulo de cizalla no es afectado por los fluidos, pero sí por la densidad. Cuando la saturación de gas se incrementa, la densidad se reduce.

# CAPITULO



## TEORÍA DE AVO

### 3.1 TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA

#### RELACIÓN ENTRE DESPLAZAMIENTO, DEFORMACIÓN Y ESFUERZO

El desplazamiento  $U(x, y, z)$  de una partícula de un material a partir de su posición en reposo en un sistema de coordenadas rectangulares, presenta componentes en las tres direcciones coordenadas:  $(U_x, U_y, U_z)$ .

Las deformaciones ocurridas en un volumen diferencial de materia al producirse la transmisión de la energía sísmica pueden expresarse de forma compresiva o transversal.

La deformación compresiva se describe en las siguientes expresiones (*Ecuación 3.1*):

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial U_x}{\partial x}; \quad \varepsilon_{yy} = \frac{\partial U_y}{\partial y}; \quad \varepsilon_{zz} = \frac{\partial U_z}{\partial z}$$

*Ecuación 3.1*

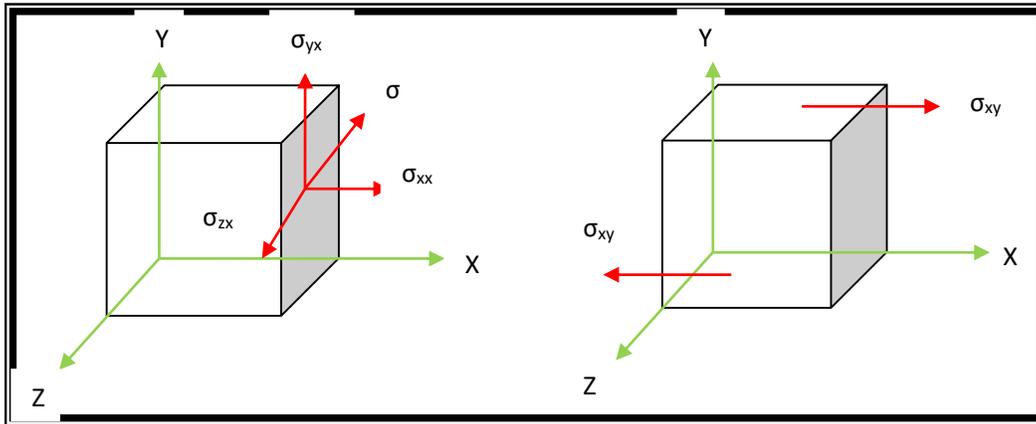
Por otra parte, la deformación transversal o rotativa está dada como se muestra en las *ecuaciones 3.2*:

$$\varepsilon_{xy} = \frac{\partial U_x}{\partial y} + \frac{\partial U_y}{\partial x}; \quad \varepsilon_{yz} = \frac{\partial U_y}{\partial z} + \frac{\partial U_z}{\partial y}; \quad \varepsilon_{zx} = \frac{\partial U_z}{\partial x} + \frac{\partial U_x}{\partial z}$$

*Ecuación 3.2*

El campo de esfuerzos, al propagarse la energía sísmica por el subsuelo (considerado un medio elástico), los conceptualizamos a partir de un elemento de volumen de forma cúbica, con aristas  $\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$ .

En la imagen 3.1 es posible visualizar sobre cada una de las caras que existe un esfuerzo normal y dos tangenciales. El primer índice indica la dirección del esfuerzo, el segundo la dirección de la normal al plano sobre el cual se aplica.



**Imagen 3.1** – Volumen de un material, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración)

La relación entre el esfuerzo y la deformación se considera lineal en un medio elástico, debido a que al existir un esfuerzo, éste producirá una deformación. Las constantes de proporcionalidad que relacionan el esfuerzo con la deformación en un medio isotrópico son el módulo de Young y la relación de Poisson, que son definidos a través de las constantes de Lamé por las siguientes expresiones (Ecuación 3.3):

$$\lambda = \frac{Ev}{(1-2v)(1+v)}; \quad \mu = \frac{E}{2(1+v)}$$

*Ecuación 3.3*

Donde:

$\lambda$  y  $\mu$  = Módulos de Lamé

$E$  = Módulo de Young

$\nu$  = Relación de Poisson

El esfuerzo y deformación están relacionados con las constantes de Lamé, a través de las siguientes ecuaciones (Ecuación 3.4):

$$\begin{aligned}\sigma_{xx} &= (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{xx} + \lambda\varepsilon_{yy} + \lambda\varepsilon_{zz} \\ \sigma_{yy} &= \lambda\varepsilon_{xx} + (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{yy} + \lambda\varepsilon_{zz} \\ \sigma_{zz} &= \lambda\varepsilon_{xx} + \lambda\varepsilon_{yy} + (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{zz} \\ \sigma_{xy} &= \mu\varepsilon_{xy}, \quad \sigma_{yz} = \mu\varepsilon_{yz}, \quad \sigma_{zx} = \mu\varepsilon_{zx}\end{aligned}$$

*Ecuación 3.4*

Las constantes de Lamé expresan completamente el comportamiento elástico de un material, sin embargo, existen cuatro constantes elásticas más que son importantes en la sismología de Exploración de Hidrocarburos: El módulo de Young (E), la relación de Poisson ( $\nu$ ), El módulo de incompresibilidad (K) y módulo de rigidez ( $\mu$ ).

El módulo de Young (E), se define como la relación entre un esfuerzo aplicado de manera longitudinal y su correspondiente elongación. Mediante una ecuación matemática, se expresa como:

$$\sigma = E \frac{\Delta l}{l}$$

*Ecuación 3.5*

El módulo de rigidez ( $\mu$ ), es obtenido a partir de la aplicación de un esfuerzo transversal o rotativo y se expresa de la forma siguiente (Ecuación 3.6):

$$\sigma = \mu\varepsilon$$

*Ecuación 3.6*

Finalmente, se tiene el módulo de incompresibilidad (K) para esfuerzos volumétricos, lo cual matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

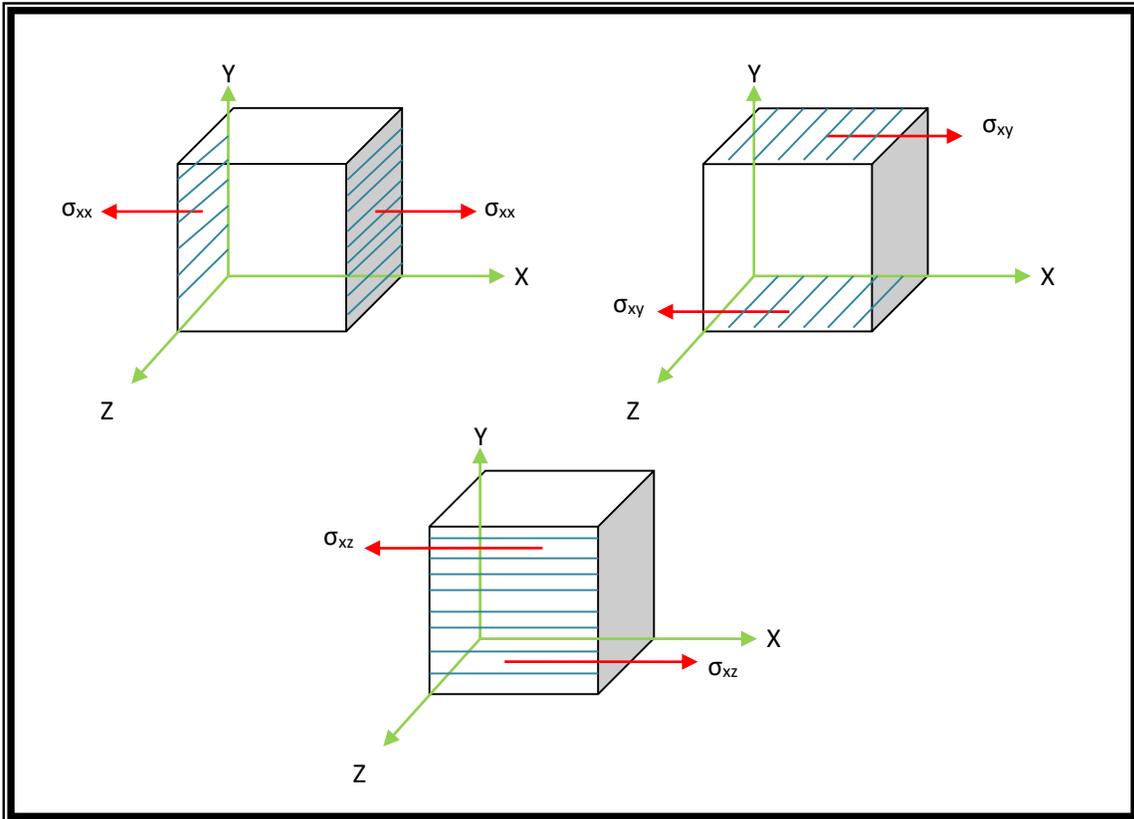
$$\sigma = K \left( \frac{\Delta V}{V} \right)$$

*Ecuación 3.7*

## ECUACIÓN DE PROPAGACIÓN DEL CAMPO ONDULATORIO

A partir de la segunda ley de Newton se conoce que la aceleración de un elemento volumétrico está relacionada con las fuerzas que se aplican.

En la siguiente imagen (Imagen 3.2) se muestran los esfuerzos que se ejercen en la dirección del eje X.



**Imagen 3.2** – Fuerzas superficiales actuando sobre un volumen paralelas al eje X, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

Con respecto a la imagen anterior, considerando un elemento de volumen del material, la suma de fuerzas totales es (Ecuación 3.8):

$$\begin{aligned} & \left( \sigma_{xx} + \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} \Delta X - \sigma_{xx} \right) \Delta Y \Delta Z + \left( \sigma_{xy} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} \Delta Y - \sigma_{xy} \right) \Delta X \Delta Z + \left( \sigma_{xz} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} \Delta Z - \sigma_{xz} \right) \Delta X \Delta Y \\ & = \left( \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} \right) \Delta X \Delta Y \Delta Z \end{aligned}$$

Ecuación 3.8

Igualando la fuerza total, a la aceleración provocada sobre el elemento volumétrico, obtenemos la ecuación diferencial del movimiento ondulatorio, en cada una de las tres direcciones coordenadas:

$$\left(\frac{\partial\sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial\sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial\sigma_{xz}}{\partial z}\right) = \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2}$$

$$\left(\frac{\partial\sigma_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial\sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial\sigma_{yz}}{\partial z}\right) = \rho \frac{\partial^2 U_y}{\partial t^2}$$

$$\left(\frac{\partial\sigma_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial\sigma_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial\sigma_{zz}}{\partial z}\right) = \rho \frac{\partial^2 U_z}{\partial t^2}$$

*Ecuación 3.9*

Sustituyendo las ecuaciones 3.1, 3.2, 3.4 en la 3.9, se pueden determinar las expresiones que relacionan el movimiento ondulatorio, en términos del desplazamiento de una partícula:

$$(\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2} + \mu \left( \frac{\partial^2 U_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U_x}{\partial z^2} \right) + (\lambda + \mu) \left( \frac{\partial^2 U_y}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial x \partial z} \right) = \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2}$$

$$(\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_y}{\partial y^2} + \mu \left( \frac{\partial^2 U_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_y}{\partial z^2} \right) + (\lambda + \mu) \left( \frac{\partial^2 U_x}{\partial y \partial x} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial y \partial z} \right) = \rho \frac{\partial^2 U_y}{\partial t^2}$$

$$(\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_z}{\partial z^2} + \mu \left( \frac{\partial^2 U_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial y^2} \right) + (\lambda + \mu) \left( \frac{\partial^2 U_x}{\partial z \partial x} + \frac{\partial^2 U_y}{\partial z \partial y} \right) = \rho \frac{\partial^2 U_z}{\partial t^2}$$

*Ecuación 3.10*

Considerando el desplazamiento paralelo al eje “x”, se puede obtener una solución particular de las ecuaciones diferenciales anteriores (Ecuación 3.10), por lo tanto, los desplazamientos sobre el eje “y” y “z” se anulan, quedando la ecuación de la siguiente forma (Ecuación 3.11):

$$(\lambda + 2\mu) \frac{d^2 U_x}{dx^2} = \rho \frac{d^2 U_x}{dt^2}$$

*Ecuación 3.11*

La ecuación anterior conceptualiza una onda longitudinal que se desplaza con una velocidad de propagación en la dirección del eje x de acuerdo a la *Ecuación 3.12*:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}; \quad \alpha = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

*Ecuación 3.12*

Otra solución particular que es posible determinar a partir de las Ecuaciones 3.10 es obtenida al considerarse el desplazamiento sobre “y” con un esfuerzo paralelo al eje “x”, de tal modo que  $U_x$  y  $U_z$  sean iguales a cero, como resultado se tiene la siguiente expresión (Ecuación 3.13):

$$\mu \frac{\partial^2 U_y}{\partial x^2} = \rho \frac{\partial^2 U_y}{\partial t^2}$$

*Ecuación 3.13*

La solución de la ecuación diferencial anterior es también una onda que se propaga en la dirección del eje “x”, con una velocidad transversal en donde el movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de la propagación (Ecuación 3.14):

$$\beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Las ecuaciones de velocidad de onda sísmica, anteriormente mencionadas están íntimamente ligadas a las propiedades petrofísicas de las rocas. Experimentalmente se ha demostrado que el módulo de incompresibilidad (K), tiene una dependencia con los fluidos que ocupan el espacio poroso en las rocas, por otra parte, el módulo de rigidez ( $\mu$ ) no es afectado drásticamente por el fluido que ocupa el espacio poroso. De tal modo que cuando el hidrocarburo (compresible) reemplaza a los fluidos contenidos en los poros, la velocidad de la onda “P” decrecerá significativamente, mientras que la velocidad de la onda “S” aumentará ligeramente, debido a un decremento en la densidad volumétrica del material. Por lo tanto, la

relación de velocidades (compresiva y cortante), es un parámetro empleado para la detección de hidrocarburos en el espacio poroso de las rocas.

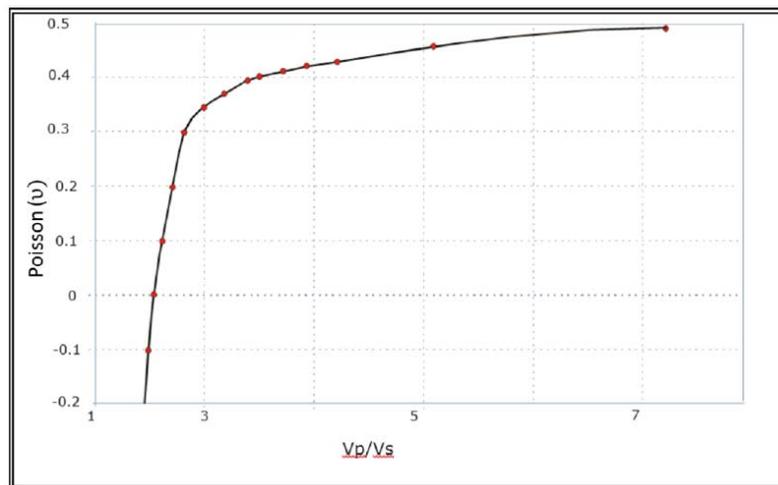
La expresión de la relación de Poisson, en función de la relación de velocidades compresional ( $\alpha$ ) y cortante ( $\beta$ ), se muestra en la siguiente expresión (Ecuación 3.15).

$$v = \frac{\alpha/\beta - 2}{2(\alpha/\beta - 1)}$$

*Ecuación 3.15*

Es posible relacionar la relación de Poisson y el cociente de velocidades con las características físicas de la roca, desde el punto de vista teórico, cuando ( $\alpha/\beta$ ) tiende a aumentar o  $\beta$  se aproxima a cero, la relación de Poisson tiende a 0.5, lo cual implica materiales que presentan una rigidez baja.

Cuando el material tiene una relación de Poisson cercana a cero, la relación de las velocidades tiende a un valor de 1.41, que es el valor esperado para rocas que posiblemente contengan hidrocarburo (Imagen 3.3).



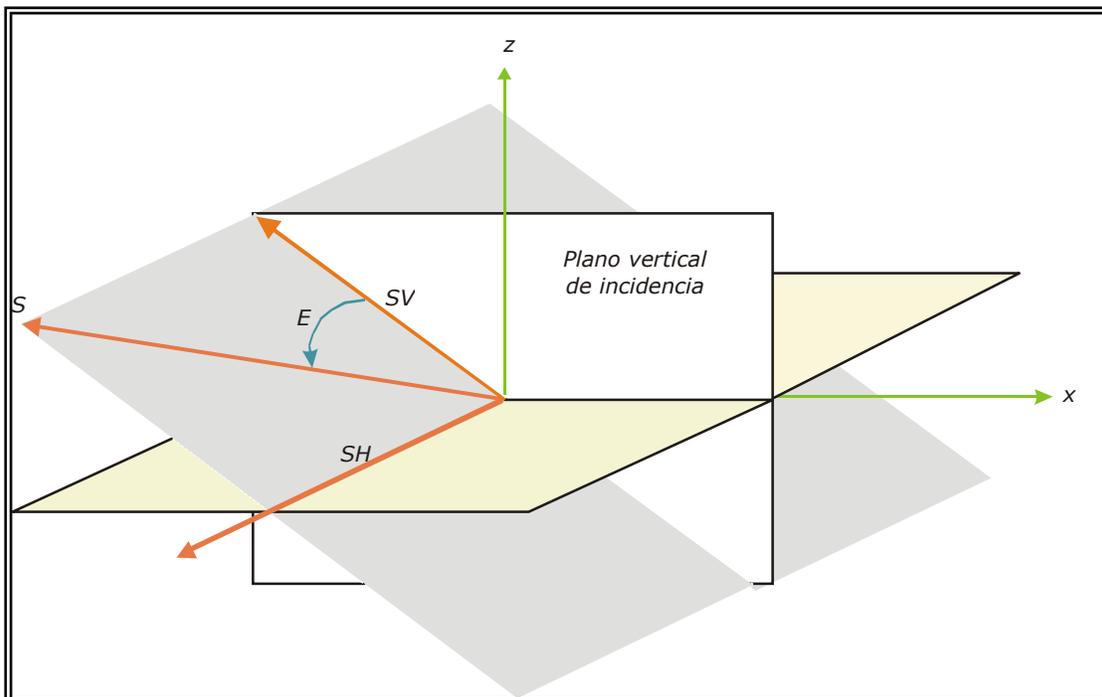
**Imagen 3.3**, Comportamiento la relación de poisson con respecto a la relación de velocidades, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

## MOVIMIENTO DE LAS PARTÍCULAS DE ACUERDO AL TIPO DE ENERGÍA SÍSMICA INCIDENTE.

En la prospección sísmica petrolera es posible observar al menos dos tipos de ondas; denominadas ondas de cuerpo y ondas de superficie. Las ondas de cuerpo, a su vez, se dividen en dos, las cuales son:

- Onda P, aquella cuyas partículas presentan movimientos paralelos a la trayectoria de la energía sísmica.
- Onda S, aquella cuyas partículas presentan un movimiento perpendicular a la trayectoria de la energía sísmica. La dirección del movimiento puede variar pero siempre en un plano perpendicular.

La onda S o de cizalla puede ser conceptualizada en dos componentes: Una paralela al plano horizontal (SH) y una en el plano vertical de incidencia (SV), como se ilustra en la siguiente imagen (Imagen 3.4);



**Imagen 3.4.-** Relación entre SH y SV, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

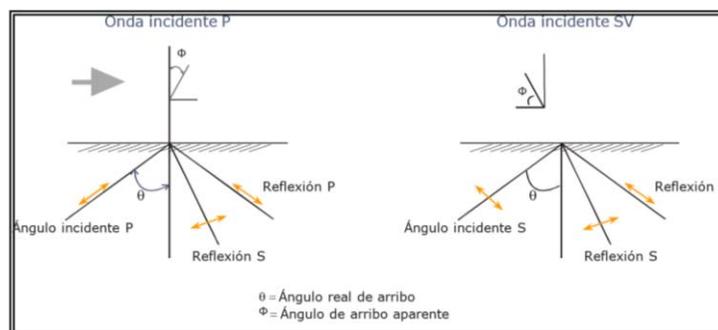
La propagación de las ondas superficiales puede ser de dos tipos:

- Ondas Love (L), aquellas cuyas partículas presentan un movimiento perpendicular a la dirección de propagación y limitada a la superficie del terreno, es decir, el movimiento es semejante al de las ondas “SH”.
- Ondas Rayleigh (R), aquellas cuyas partículas presentan un movimiento elíptico, con sentido contrario a la dirección de propagación de la onda.

En la industria petrolera se emplean fuentes y detectores sísmicos con la intención de generar y registrar ondas compresionales. Experimentalmente se sabe que en la propagación de una onda sísmica se obtiene una secuencia compleja de arribos en los detectores, que consisten de ondas directas, ondas transversales, ondas reflejadas, ondas refractadas, etc., es por ello que dentro de una secuencia sísmica se requiera determinar el arribo de la onda de interés.

En una interface litológica, la incidencia de una onda sísmica “S” o “P” genera movimiento en las partículas del medio, por el cual se presentan componentes horizontales y verticales como se observa en la Imagen 3.5.

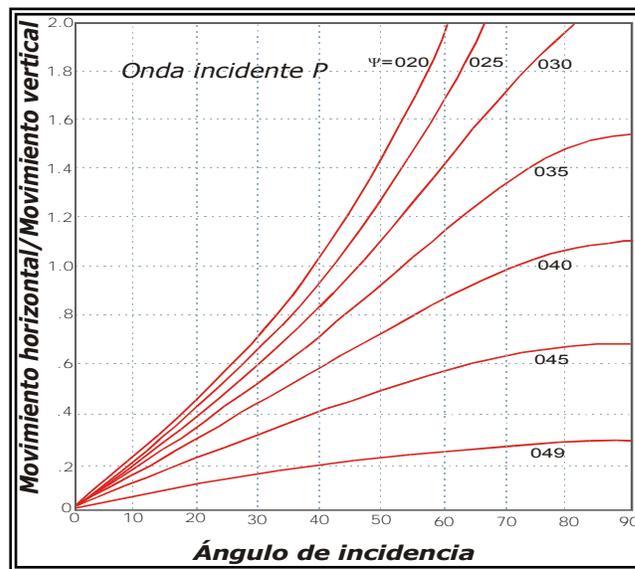
Zoeppritz en 1919 estudió los efectos generados por una onda en la interface de dos medios con propiedades petrofísicas diferentes, concluyendo que en dicho punto se forma un nuevo frente de onda que da origen a las ondas compresionales y de cizalla que se reflejan y transmiten.



**Imagen 3.5.** Representación gráfica del comportamiento de la onda “p” y “s” a partir de una onda incidente, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

Los desplazamientos están relacionados en magnitud con el ángulo incidente entre el rayo sísmico y la vertical. En la siguiente imagen (Imagen 3.6) se muestra la relación del desplazamiento horizontal y vertical provocado por el arribo de una onda P, para diferentes ángulos de incidencia, a diferentes valores de la relación de Poisson.

En la imagen es posible observar que conforme el desplazamiento vertical es mayor al horizontal la onda compresional incide en ángulos pequeños y la relación de Poisson puede adquirir un amplio rango de valores, pero, si el desplazamiento horizontal es mayor al vertical, se considera que la onda P se propaga en ángulos grandes y los valores que obtiene la relación de Poisson se acotan y suelen ser mayores a 0.4.



**Imagen 3.6.** Relación del desplazamiento vertical y horizontal con respecto al ángulo de incidencia de una onda P, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

## ECUACIÓN DE DISPERSIÓN DE LA ENERGÍA SÍSMICA.

Se le llama perturbación de un medio a la propagación de un movimiento ondulatorio, generado en la superficie del terreno que se propaga tridimensionalmente por el subsuelo. La física del movimiento ondulatorio es

complicada y su análisis es difícil, sin embargo, los conceptos matemáticos que componen a la onda elemental que compone a éste fenómeno permitirán estudiar en forma simple, la terminología matemática usada en la propagación del campo ondulatorio.

Una función sinusoidal varía en amplitud y se requieren  $2\pi$  radianes para completar un ciclo (Ecuación 3.16). Cualquier movimiento ondulatorio, sin importar su amplitud, frecuencia y fase, puede representarse por la composición de funciones sinusoidales de acuerdo al análisis de Fourier.

$$Y = A \text{sen}(x) \quad \text{Ecuación 3.16}$$

Considerando que la onda de esfuerzo está representada por “ $\sigma$ ” y causa el movimiento ondulatorio que se propaga en el subsuelo, la expresión matemática que implica este fenómeno está definida por la siguiente expresión (Ecuación 3.17):

$$\sigma = A \text{sen} \left[ 2\pi \left( \frac{x}{\lambda} - \frac{t}{T} \right) \right]$$

$$\text{Ecuación 3.17}$$

Donde:

$x$ = distancia

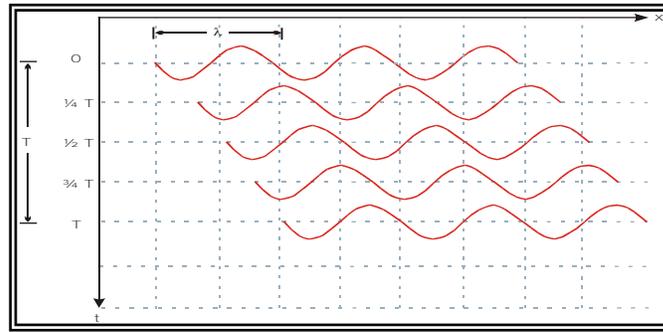
$t$ = tiempo

$A$ = amplitud del campo ondulatorio

$\lambda$ = longitud de onda

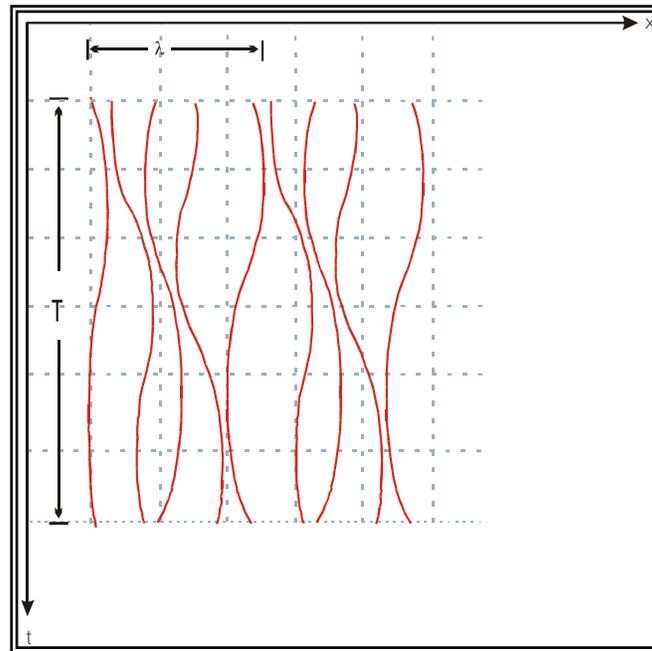
$T$ = periodo

En la imagen 3.7, se muestran gráficas de la onda de esfuerzo “ $\sigma$ ” en función de la distancia, puesto que  $\lambda$  es dimensionalmente una longitud y “ $t$ ” es dimensionalmente el tiempo, la relación  $\lambda/t$  representa la velocidad de propagación de la onda.



**Imagen 3.7.** Movimiento ondulatorio sinusoidal en función de la distancia, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración)

En la práctica los receptores son colocados en valores fijos de  $x$ , por lo que, al graficar la información obtenida en función del tiempo las curvas sinusoidales presentan una orientación vertical con respecto al tiempo (*Imagen 3.8*).



**Imagen 3.8** Movimiento ondulatorio sinusoidal en función del tiempo, (Apuntes AVO, M. Brandi, en elaboración).

También es posible representar la perturbación sinusoidal en función del número de onda ( $\Omega$ ) y frecuencia angular ( $\omega$ ), como se muestra a continuación (Ecuación 3.18):

$$\Omega = \frac{2\pi}{\lambda}; \quad \omega = \frac{2\pi}{T}$$

*Ecuación 3.18*

Por lo tanto, la perturbación es expresada como (Ecuación 3.19):

$$\sigma = A \text{ sen}(\Omega x - \omega t)$$

*Ecuación 3.19*

También se puede expresar, en términos de la velocidad de propagación ( $V$ ), de acuerdo a la siguiente relación (Ecuación 3.20):

$$\begin{aligned} \sigma &= A \text{ sen} \left( 2\pi \left( \frac{x}{\lambda} - \frac{t}{T} \right) \right) \\ \sigma &= A \text{ sen} \left( \left( \frac{2\pi}{\lambda} \right) \left( x - t \left( \frac{\lambda}{T} \right) \right) \right) \\ \sigma &= A \text{ sen} (\Omega(x - Vt)) \end{aligned}$$

*Ecuación 3.20*

Donde:  $V = \frac{\omega}{\Omega} = \frac{\lambda}{T}$

La frecuencia angular ( $\omega$ ) y la frecuencia cíclica ( $f$ ) se relacionan mediante la siguiente expresión (Ecuación 3.21):

$$\omega = \frac{2\pi}{T} \quad \text{Ecuación 3.21}$$

Del mismo modo el número de onda angular se relaciona con el número de onda cíclico ( $Z$ ), mediante la Ecuación 3.22

$$\Omega = 2\pi/Z$$

*Ecuación 3.22*

Donde:  $Z = \frac{1}{\lambda}$

La traza sísmica está constituida por la información sísmica que reciben los sensores (geófonos o hidrófonos), la cual está compuesta por movimientos ondulatorios con distinta amplitud, fase y frecuencia de las vibraciones.

Desde el punto de vista matemático dichas vibraciones pueden expresarse como:

$$U = U(x - Vt) \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Si se tiene un sistema de referencia bidimensional, por lo tanto, la vibración depende de la distancia y de la variable temporal ( $t$ ), por consiguiente la velocidad de la vibración del medio, es la primera derivada de  $U$  con respecto a la variable  $t$ , es decir:

$$V = \frac{\partial U}{\partial t} \quad \text{Ecuación 3.24}$$

Entonces, la aceleración del punto resulta ser la primera derivada de  $V$  con respecto a la variable de tiempo o la segunda derivada de  $U$ .

Considerando los principios fundamentales de conservación de energía y conservación del momento, y que el medio de propagación de la onda sísmica es el resultado del gradiente de presión, se obtiene la ecuación del campo ondulatorio y de propagación de la energía sísmica anteriormente explicada.

A continuación es expresada en función de la densidad ( $\rho$ ) y de la onda de presión (P).

$$\frac{\partial^2 \sigma}{\partial^2 x} + \frac{\partial^2 \sigma}{\partial^2 y} + \frac{\partial^2 \sigma}{\partial^2 z} = \left(\frac{\rho}{\eta}\right) \frac{\partial^2 U}{\partial^2 t}$$

$$\text{Ecuación 3.25}$$

Una posible solución de la ecuación de onda para el caso unidimensional es:

$$\sigma(x, t) = A \text{sen}(\Omega x - \omega t) \quad \text{Ecuación 3.26}$$

Si se expresa a partir de funciones sinusoidales se tiene una solución más general como:

$$\sigma(x, y, z, t) = e^{-ift} e^{i\Omega_x x} e^{i\Omega_y y} e^{i\Omega_z z}$$

*Ecuación 3.27*

Sustituyendo la ecuación 3.27 en la ecuación de onda se tiene que:

$$\Omega_x^2 + \Omega_y^2 + \Omega_z^2 = \frac{\eta}{\rho} f^2$$

*Ecuación 3.28*

La expresión 3.28 es conocida como la relación de dispersión, en donde “ $\Omega$ ” es el número de onda espacial y “ $f$ ” la frecuencia temporal. El parámetro  $\eta/\rho$ , debe de ser compatible dimensionalmente con la expresión de la dispersión, de tal forma que la relación de proporcionalidad resultante es la velocidad de propagación del movimiento ondulatorio (constante de relación), en donde las frecuencias espacial y temporal están relacionadas.

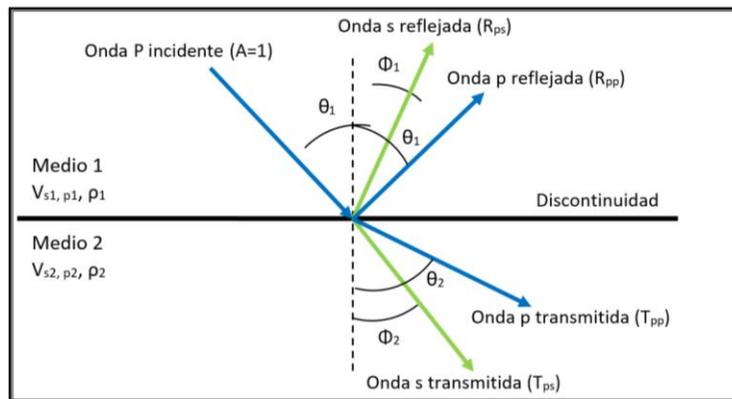
### **3.2 ECUACIONES DE ZOEPPRITZ**

En el año de 1919 Zoeppritz formuló las ecuaciones sobre la propagación de ondas planas en medios estratificados, lo que fue la continuación del estudio de Knott a fines del siglo XIX, cuyo trabajo hacía referencia a la teoría de reflexión y refracción para un medio estratificado con ondas esféricas. Posteriormente, en 1984 Ostrander, demostró que en arenas con hidrocarburos, existe una variación anómala de los coeficientes de reflexión con respecto al offset y utilizó este comportamiento como un indicador en la determinación de hidrocarburos.

En éste capítulo se estudiarán los fundamentos físico-matemáticos propuestos por Zoeppritz y desarrollados posteriormente por autores como Aki & Richards (1980), Shuey (1985), Smith & Gidlow (1987), Hilterman (1989) y Castagna (1997), que darán sustento a la teoría de reflexión y refracción de las ondas planas de compresión y cizalla. Es importante mencionar que según dichos autores el método del AVO es un análisis que se realiza en el dominio del *gather*, ya que, es en dicho

dominio donde es posible observar las variaciones de la amplitud con respecto al *offset*.

Para entender la idea plasmada por las ecuaciones de Zoeppritz y sus aproximaciones, partiremos de la propagación de una onda sísmica que incide sobre una discontinuidad en el subsuelo con cierto ángulo de incidencia, la descomposición de energía producirá ondas reflejadas y transmitidas a través de la discontinuidad. Para ambas energías se tendrán dos componentes: una onda compresiva y una onda de corte o cizalla, observado en la *imagen 3.9*.



*Imagen 3.9, Partición de la energía sísmica en una interface (Elaboración propia, 2016).*

Para cada parámetro de trayectoria sísmica proveniente de una onda incidente los coeficientes de reflexión y transmisión dependen de la variación del ángulo de incidencia y de las propiedades petrofísicas del medio. Dicho comportamiento se representa a través de la ley de Snell, la cual observamos en la ecuación 3.29:

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin\Phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin\Phi_2}{V_{s2}} = R \quad \text{Ecuación 3.29}$$

Donde:

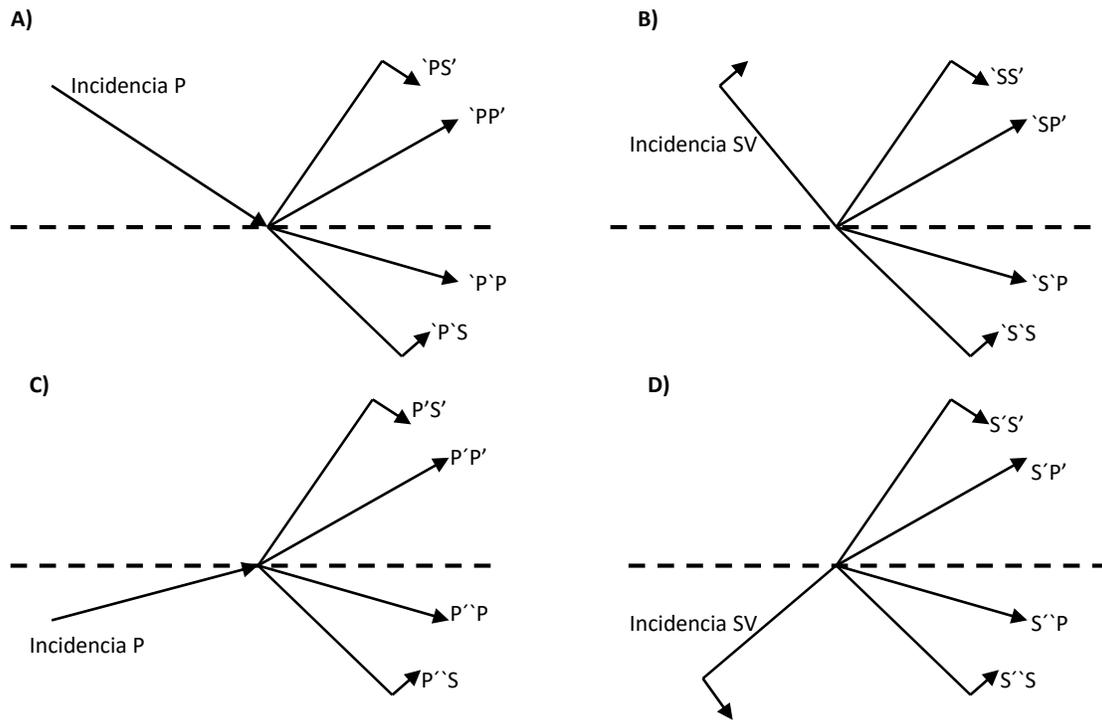
$R$ = Parámetro de trayectoria sísmica

$V_p$ = Velocidad de onda P

$V_s$ =Velocidad de onda S

Las ecuaciones de Zoeppritz en una interface expresan la variación del coeficiente de reflexión y la energía proveniente de la generación de ondas, la cual es descompuesta generando como resultado dos ondas reflejadas y dos ondas transmitidas.

Considerando un acento grave ( ` ) para indicar que la energía sísmica es descendente y un acento agudo ( ´ ) para la energía sísmica ascendente de acuerdo a la *imagen 3.10*, se obtiene una matriz de dispersión para los coeficientes de reflexión y transmisión (*Ecuación 3.30*). Dicha matriz presenta las 16 ecuaciones de Zoeppritz.



**Imagen 3.10**, Notación para los coeficientes de reflexión y transmisión para las ondas P y SV (Tomada de Aki & Richards, 1980).

$$M^{-1}N = \begin{pmatrix} \rho_1 \alpha_1 & \rho_1 \beta_1 \sin \theta_1 & \rho_1 \beta_1 \cos \theta_1 & \rho_1 \alpha_1 (1 - 2 \sin^2 \theta_1) \\ \rho_2 \alpha_2 & \rho_2 \beta_2 \sin \theta_2 & \rho_2 \beta_2 \cos \theta_2 & \rho_2 \alpha_2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2) \\ \rho_1 \beta_1 \sin 2\theta_1 & -\rho_1 \beta_1 \sin 2\theta_1 & 0 & 0 \\ \rho_2 \beta_2 \sin 2\theta_2 & -\rho_2 \beta_2 \sin 2\theta_2 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Ecuación 3.30

En donde los elementos de la matriz son:

$$M = \begin{pmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \theta_1 & \sin \theta_2 & \cos \theta_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \theta_1 & \cos \theta_2 & -\sin \theta_2 \\ 2\rho_1 \beta_1 \sin \theta_1 \cos \theta_1 & \rho_1 \beta_1 (1 - 2 \sin^2 \theta_1) & 2\rho_2 \beta_2 \sin \theta_2 \cos \theta_2 & \rho_2 \beta_2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2) \\ -\rho_1 \alpha_1 (1 - 2 \sin^2 \theta_1) & \rho_1 \beta_1 \sin 2\theta_1 & \rho_2 \alpha_2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2) & 2\rho_2 \beta_2 \sin 2\theta_2 \end{pmatrix}$$

$$N = \begin{pmatrix} \sin \theta_1 & \cos \theta_1 & -\sin \theta_2 & -\cos \theta_2 \\ \cos \theta_1 & \sin \theta_1 & \cos \theta_2 & -\sin \theta_2 \\ 2\rho_1 \beta_1 \sin \theta_1 \cos \theta_1 & \rho_1 \beta_1 (1 - 2 \sin^2 \theta_1) & 2\rho_2 \beta_2 \sin \theta_2 \cos \theta_2 & \rho_2 \beta_2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2) \\ \rho_1 \alpha_1 (1 - 2 \sin^2 \theta_1) & -\rho_1 \beta_1 \sin 2\theta_1 & -\rho_2 \alpha_2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2) & -2\rho_2 \beta_2 \sin 2\theta_2 \end{pmatrix}$$

Ecuación 3.31

Donde:

$\theta_1$  = ángulo de incidencia y ángulo reflejado de onda P,

$\theta_2$  = ángulo de transmisión de onda P,

$\phi_1$  = ángulo reflejado de onda S,

$\phi_2$  = ángulo de transmisión de onda S,

Dicho análisis fue realizado por *Aki & Richards en 1980*, ya que las ecuaciones planteadas por *Zoeppritz en 1919* resultaban ser muy complicadas. En la industria petrolera 'PP' es la componente que resulta de interés, ya que, es la componente referente a la propagación de ondas sísmicas compresionales.

### ECUACIONES DE AKI & RICHARDS 1980

Las ecuaciones de *Zoeppritz* proporcionan el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia, pero dicha ecuación resulta ser compleja y por consecuencia poco práctica para intentar inferir propiedades petrofísicas de las rocas a partir de las variaciones de las amplitudes con respecto al ángulo de incidencia, es por ello

que se emplean diferentes aproximaciones que son válidas cuando los ángulos de incidencia son menores que el ángulo crítico.

A continuación se analizará la aproximación de Aki & Richards (1980) en términos de los contrastes de velocidad y densidad.

Las ecuaciones de Zoeppritz pueden ser simplificadas para describir la variación de los coeficientes de reflexión de la onda  $P$  con respecto al ángulo de incidencia como una función de la velocidad de onda y las densidades sobre y debajo de una interface litológica. Una de las aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz, es la ecuación linealizada de Aki y Richard (1980), la cual se presenta en la *Ecuación 3.32*, la cual, hace referencia a la reflexión de onda  $P$  ( $PP$ ) y es obtenida a partir del producto de las matrices  $M^{-1}N$  en términos de las velocidades de onda y la densidad del medio.

$$R_{pp}(\theta) = \left( \frac{1}{2\cos^2\theta} \right) \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{1}{2} \left( 1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2\theta \right) \frac{\Delta\rho}{\rho} - 4 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2\theta \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

*Ecuación 3.32*

Donde:

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \quad \text{Ecuación 3.33}$$

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2} \quad \text{Ecuación 3.34}$$

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2} \quad \text{Ecuación 3.35}$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} \quad \text{Ecuación 3.36}$$

El primer término describe el comportamiento de los coeficientes de reflexión a offset cero y por lo tanto es función únicamente de la densidad y velocidad de onda  $P$ .

Los cambios en amplitud en función del offset están representados en el segundo término de la ecuación, ya que está en función de los contrastes de velocidades de las ondas P, S y de la densidad.

Finalmente, el tercer término es llamado curvatura y depende de las variaciones de las velocidades de onda P y S y su contribución es muy pequeña y puede ser despreciada para ángulos menores a 30°.

### APROXIMACIÓN DE SHUEY 1985

En 1985, Shuey trabajó con las ecuaciones de Aki y Richards (1980) y logró su simplificación en términos de la relación de Poisson y expresó el coeficiente de reflexión; de acuerdo a la expresión siguiente (*Ecuación 3.37*):

$$R_{pp}(\theta) \approx R_p + \left( A_0 R_p + \frac{\Delta v}{(1-v)^2} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta)$$

*Ecuación 3.37*

Donde:

$$R_p = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad \text{Ecuación 3.38}$$

$$G = \left( A_0 R_p + \frac{\Delta v}{(1-v)^2} \right) \quad \text{Ecuación 3.39}$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \left( \frac{1-2v}{1-v} \right) \quad \text{Ecuación 3.40}$$

$$B = \frac{\frac{\Delta V_p}{V_p}}{\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho}} \quad \text{Ecuación 3.41}$$

Para ángulos pequeños se sabe que:

$$\tan^2 \theta - \sin^2 \theta \approx 0$$

Finalmente, si consideramos el gradiente como G y el intercepto o reflectividad de incidencia normal como  $R_p$  se obtiene la *Ecuación 3.42*:

$$R_{pp}(\theta) \approx R_p + G \sin^2 \theta \quad \text{Ecuación 3.42}$$

Cabe señalar que G está en función de los cambios relativos de la relación de Poisson en la interface litológica. Esta aproximación (*Ecuación 3.37*) describe cada término en un rango angular; el primer término se refiere al cociente de reflexión de incidencia normal. El segundo es referente a los ángulos intermedios, y en el tercero toma en cuenta a los ángulos que se aproximan al ángulo crítico.

En 1985, Wiggins demostró que cuando  $V_p/V_s=2$ , entonces:

$$G = R_p - 2R_s$$

$$\text{Ecuación 3.43}$$

Por lo tanto:

$$R_s = \frac{1}{2}(R_p - G) \quad \text{Ecuación 3.44}$$

Con lo cual es posible calcular los coeficientes de reflexión transversales a partir de  $R_{pp}$  y la relación de Poisson y el parámetro del gradiente.

### **APROXIMACIÓN DE SMITH Y GIDLOW 1987**

Usando la relación empírica velocidad-densidad de Gardner para remplazar el cambio de densidad con el cambio de velocidad, Smith & Gidlow (1987) proporcionaron otra aproximación a la ecuación producida por Aki & Richards (*Ecuación 3.45*).

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2}(1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{1}{2} \left( 1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

$$\text{Ecuación 3.45}$$

Reordenando la ecuación se tiene:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \theta - 2 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \left( 2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{sen}^2 \theta$$

*Ecuación 3.46*

La ecuación de Gardner empleada para eliminar la dependencia con la densidad está representada como:

$$\rho = cV^{1/4}$$

Con lo cual se obtuvo:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

*Ecuación 3.47*

Sustituyendo ecuación 3.47 en 3.45 se obtiene:

$$R_{pp}(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

*Ecuación 3.48*

Donde:

$$a = \frac{5}{8} - \frac{1}{2} \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{sen}^2 \theta + \tan^2 \theta$$

$$b = -4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{sen}^2 \theta$$

Smith & Gidlow obtuvieron  $\frac{\Delta V_p}{V_p}$  y  $\frac{\Delta V_s}{V_s}$  al sustituir las amplitudes de los CDP's y eligiendo valores de  $\frac{V_s}{V_p}$  en el cálculo de a y b.

## APROXIMACIÓN DE HILTERMAN 1989

La aproximación calculada por Hilterman (1989) a las ecuaciones de Zoeppritz está basada en ángulos pequeños y asume que  $(V_p/V_s)=2$  y que  $\nu=1/3$ .

$$R_{pp}(\theta) \approx R_p \cos^2 \theta + \frac{9}{4} (\Delta v) \sin^2 \theta$$

*Ecuación 3.49*

La *ecuación 3.49* nos muestra como la reflectividad en ángulos cercanos es dominada por la velocidad de la onda P y la Reflectividad de ángulos lejanos es dominada por  $\Delta v$  (Cambio de la relación de Poisson).

$$\Delta v = \frac{9}{4} (R_p + G)$$

*Ecuación 3.50*

Existen diferencias entre el comportamiento de la velocidad de onda P y la velocidad de onda s, por lo que, se puede mencionar que la  $V_s$  es dependiente de la litología, pero no responde al contenido del fluido en los poros de la roca, en cambio, la  $V_p$  resulta ser dependiente de la litología y del contenido de fluido en la roca. La relación  $(V_p/V_s)$  o también la relación de Poisson son utilizadas para determinar anomalías sísmicas en el subsuelo que pudieran contener hidrocarburos.

De acuerdo a las ecuaciones de Zoeppritz se tiene la interpretación de que las trazas de los *offsets* cercanos revelan la impedancia de la onda P, y con las trazas de *offset* intermedio se obtiene la relación de Poisson (Castagna 1993). Por lo tanto, de la Ecuación 3.49 se puede decir que para ángulos pequeños  $R_p$  domina el coeficiente de reflexión, mientras que, para ángulos grandes domina  $\Delta v$ .

### 3.3 MODELOS TEÓRICOS DEL AVO

#### MODELO TEÓRICO DE KOEFOED (1955)

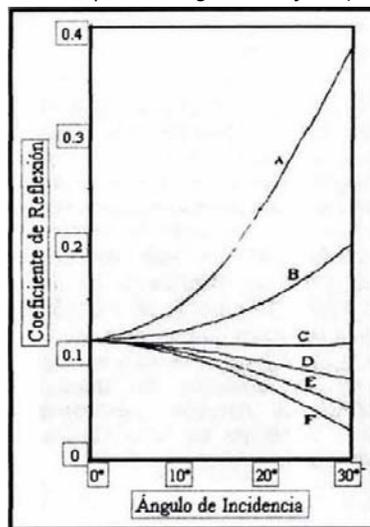
Koefoed mediante un desarrollo matemático en 1955 determinó la variación de los coeficientes de reflexión con respecto al ángulo de incidencia entre dos medios con impedancia acústica diferente, dichas variaciones son obtenidas por sus respectivos valores de la relación de Poisson ( $\nu$ ), densidad ( $\rho$ ) y velocidad de la onda compresional ( $V_p$ ) y de cizalla ( $V_s$ ).

Este trabajo se resume con las consideraciones siguientes y se anexan en cada una de ellas los modelos planteados por Castagna para mayor comprensión de las propuestas hechas por Koefoed (1955):

Los modelos de la primera consideración (*Tabla 3.1 e Imagen 3.11*) de Koefoed expresan que en dos medios con la misma densidad, donde  $V_{p1} > V_{p2}$ , el coeficiente de reflexión es ascendente con respecto al offset sí  $v_2 > v_1$  y descendente sí  $v_2 < v_1$ .

Modelo	$\rho_2/\rho_1$	$V_{p2}/V_{p1}$	$\nu_1$	$V_{p1}/V_{s1}$	$\nu_2$	$V_{p2}/V_{s2}$
A	1	1.25	0.25	1.73	0.5	-
B	1	1.25	0.25	1.73	0.4	2.45
C	1	1.25	0.25	1.73	0.3	1.87
D	1	1.25	0.25	1.73	0.25	1.73
E	1	1.25	0.25	1.73	0.2	1.63
F	1	1.25	0.25	1.73	0.15	1.56

**Tabla 3.1**, Modelos de la primera regla de Koefoed (Castagna 1993).

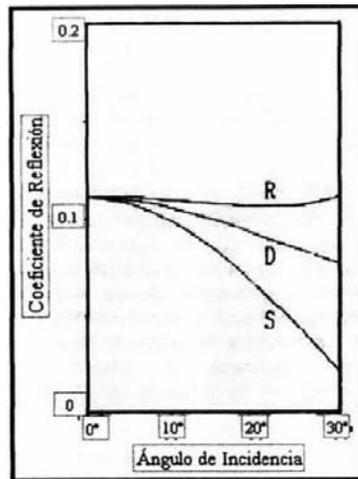


**Imagen 3.11**, Variación del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados en la tabla 3.1.

La segunda consideración de Koefoed (*Tabla 3.2 e Imagen 3.12*) hecha a partir de la suposición de que dos medios con densidades equivalentes y  $V_{p1} < V_{p2}$ , producen una disminución en el coeficiente de reflexión a medida que  $v_1$  sea mayor a  $v_2$ .

Modelo	$\rho_2/\rho_1$	$V_{p2}/V_{p1}$	$v_1$	$V_{p1}/V_{s1}$	$v_2$	$V_{p2}/V_{s2}$
R	1	1.25	0.15	1.56	0.25	1.73
D	1	1.25	0.25	1.73	0.25	1.73
S	1	1.25	0.4	2.45	0.25	1.73

**Tabla 3.2**, Modelos de la segunda regla de Koefoed (Castagna 1993).

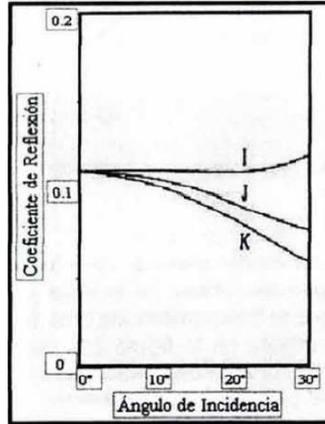


**Imagen 3.12**, Variación del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados en la tabla 3.2.

La tercera consideración de Koefoed (*Tabla 3.3 e Imagen 3.13*) tiene similitud en la primera y segunda consideración con respecto a las condiciones de densidad y  $V_p$ , la cual demuestra que si  $v_1 = v_2$  el coeficiente de reflexión tiende a decrecer conforme aumenta el offset, pero presenta mayor decremento cuando la relación de Poisson en ambos medios es muy pequeño.

Modelo	$\rho_2/\rho_1$	$V_{p2}/V_{p1}$	$v_1$	$V_{p1}/V_{s1}$	$v_2$	$V_{p2}/V_{s2}$
I	1	1.25	0.4	2.45	0.4	2.45
J	1	1.25	0.25	1.73	0.25	1.73
K	1	1.25	0.15	1.56	0.15	1.55

**Tabla 3.3**, Modelos de la tercera regla de Koefoed (Castagna 1993).

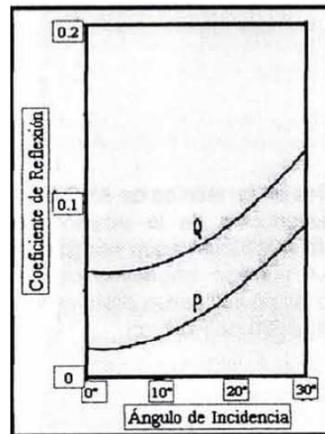


**Imagen 3.13,** Variación del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados en la tabla 3.3.

Para la cuarta consideración (Tabla 3.4 e Imagen 3.14) se tiene que  $\rho_1 > \rho_2$  y  $V_{p1} < V_{p2}$ , por lo que, aumenta el coeficiente de reflexión con respecto al aumento del offset si  $u_1 < u_2$ .

Modelo	$\rho_2/\rho_1$	$V_{p2}/V_{p1}$	$u_1$	$V_{p1}/V_{s1}$	$u_2$	$V_{p2}/V_{s2}$
Q	0.9	1.25	0.25	1.73	0.36	2.14
P	0.9	1.15	0.25	1.73	0.36	2.14

**Tabla 3.4,** Modelos de la cuarta regla de Koefoed (Castagna 1993).

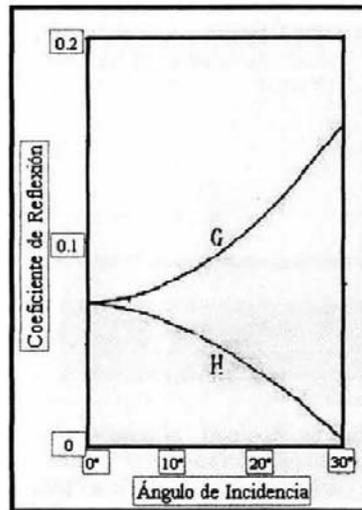


**Imagen 3.14,** Variación del Poisson de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados en la tabla 3.4.

Finalmente la quinta consideración (*Tabla 3.5 e Imagen 3.15*) está en función de los valores que toma la relación de Poisson en ambos medios, ya que, si  $\nu_1$  y  $\nu_2$  son pequeños, entonces, el coeficiente de reflexión disminuye y la diferencia entre  $V_{p2}$  y  $V_{s2}$  es mayor. Por otro lado, si  $\nu_1$  y  $\nu_2$  son altos, entonces, el coeficiente de reflexión aumenta y la diferencia entre  $V_{p2}$  y  $V_{s2}$  es menor.

Modelo	$\rho_2/\rho_1$	$V_{p2}/V_{p1}$	$\nu_1$	$V_{p1}/V_{s1}$	$\nu_2$	$V_{p2}/V_{s2}$
G	1	1.15	0.25	1.73	0.4	2.45
H	1	1.15	0.04	1.73	0.25	1.56

*Tabla 3.5, Modelos de la quinta regla de Koefoed (Castagna 1993).*



*Imagen 3.15, Variación del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados en la tabla 3.5.*

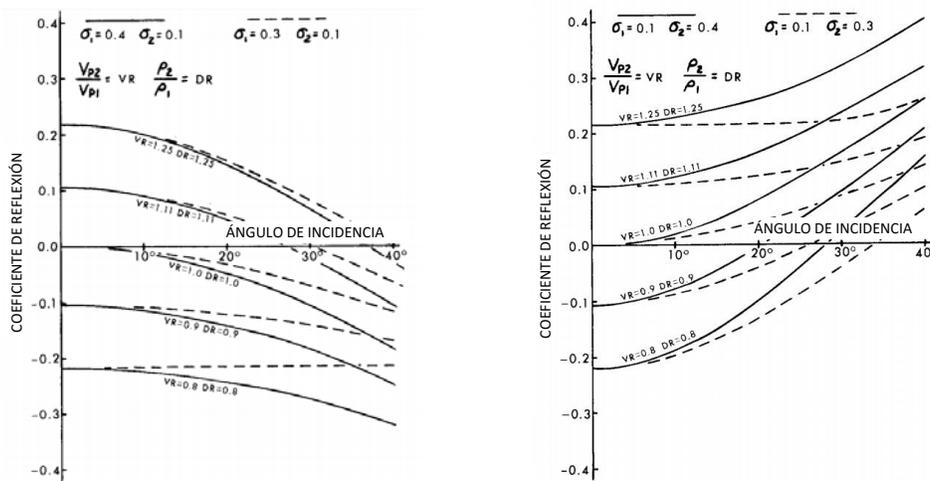
La clasificación de Koefoed es válida siempre que se tengan ángulos de incidencia menores a los 30°.

### CONSIDERACIONES DE OSTRANDER (1984)

Ostrander en 1980 fue el primero en introducir una aplicación práctica del efecto de AVO (amplitud vs offset), pero su trabajo no fue publicado sino hasta en el año de 1984, cuando con base en sus experimentos de laboratorio fue posible argumentar que las arenas de alta porosidad con gas tienden a presentar una relación de Poisson baja (cerca a cero). El resultado de su investigación es un modelo simple

de dos capas, en el cual, se encajona baja impedancia acústica, baja relación de Poisson en arenas, entre dos capas con alta impedancia acústica y alta relación de Poisson para arcillas. Todo ello se puede resumir con las siguientes consideraciones (Imagen 3.16):

- Cuando la amplitud del reflector con respecto al offset se incrementa con polaridad positiva, entonces, la  $V_p$ ,  $\rho$  y  $v$  incrementan.
- Cuando la amplitud del reflector con respecto al offset disminuye con una polaridad positiva, entonces, la  $V_p$  y  $\rho$  incrementan y  $v$  disminuye.
- Cuando la amplitud del reflector con respecto al offset disminuye con polaridad negativa, entonces, la  $V_p$  y  $\rho$  disminuyen y  $v$  aumenta.
- Cuando la amplitud del reflector con respecto al offset se incrementa con una polaridad negativa, entonces, la  $V_p$ ,  $\rho$  y  $v$  disminuyen.



*Imagen 3.16, Variación del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, según los modelos planteados por Ostrander en 1984.*

### 3.4 CLASIFICACIÓN LITOLÓGICA EN FUNCIÓN DE LOS ATRIBUTOS DE AVO.

Las distintas clasificaciones de anomalías sísmicas que se proponen para el método de AVO, se analizan en esta tesis y tienen como objetivo el inferir la litología y su contenido de hidrocarburos. Entre las más conocidas está clasificación de Rutherford y Williams (1989) y Castagna y Swan (1987).

### **CLASIFICACIÓN DE RUTHERFORD Y WILLIAMS (1989)**

Rutherford y Williams en 1989 definieron tres distintas clases de anomalías de AVO para arenas con hidrocarburos, dichas anomalías se presentan a continuación:

- Clase I. en offset cero (fuente y receptor ubicados en el mismo punto) presenta un coeficiente de reflexión positivo muy grande que decrece en medida que aumenta el offset.
- Clase II. en offset cero su coeficiente de reflexión es pequeño y puede ser tanto positivo como negativo, al aumentar el offset, el coeficiente de reflexión se convierte en negativo.
- Clase III. En offset cero presenta un coeficiente de reflexión negativo y se incrementa la reflexión negativa al aumentar el offset.

Para Rutherford y Williams las tres clases de AVO enlistadas anteriormente se pueden presentar pero el comportamiento más usual en arenas con gas de baja impedancia resulta ser el de clase III.

### **CLASIFICACIÓN DE CASTAGNA Y SWAN (1997)**

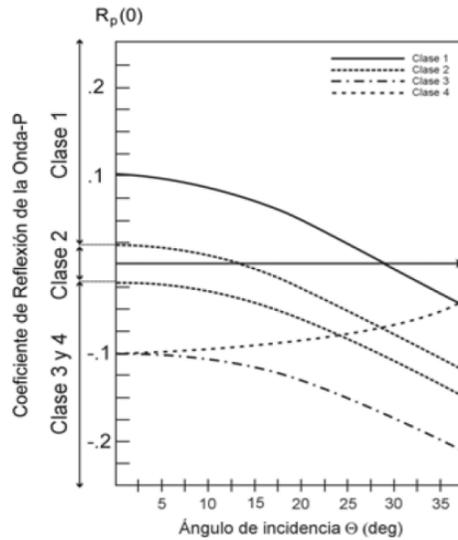
Castagna y Swan en 1997 mejoraron el trabajo realizado por Rutherford y Williams, proporcionando una clase de arenas adicional a su clasificación y subdividiendo la clase II en 2 y 2p, haciendo notar en cada una la polaridad de la señal en el zero-offset. Por su parte Castagna enfocó su esfuerzo en relacionar mediante una gráfica cruzada (crossplot) los atributos de intercepto ( $R_p$ ) y gradiente ( $G$ ), para que con la posición en dicho gráfico sea posible la clasificación de las anomalías de AVO. De tal modo la nueva clasificación propuesta por estos dos investigadores es la siguiente.

- Clase I. En offset cero presenta un coeficiente de reflexión positivo, el cual decrece en forma absoluta al aumentar el offset. En un crossplot los valores de  $R_p$  son positivos altos y los valores de  $G$  negativos altos, lo que nos posiciona en el cuarto cuadrante, ambos decrecen su amplitud con respecto al offset más rápido que el *background*. Este tipo de arenas tienen como

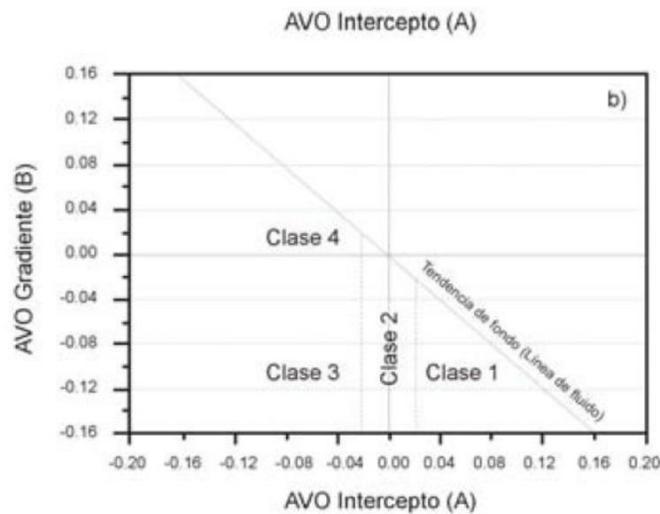
característica el encontrarse en una roca confinante, muy compacta y de velocidad sísmica alta, con un coeficiente de reflexión que disminuye y un aumento en la relación de *Poisson* (gradiente positivo).

- Clase II. En un *crossplot* cuenta con valores de  $R_p$  cercanos a cero y valores del  $G$  negativos, de ésta forma es posible ubicarlos en alguno de los tres últimos cuadrantes debido a que son comunes las inversiones de polaridad en la señal. Las arenas referidas a este tipo de anomalía son consolidadas y compactas en las cuales el contraste de impedancias es relativamente similar al del medio circundante.
- Clase III. Este tipo de anomalía es característica por tener valores de  $R_p$  negativos grandes y de  $G$  negativos en un *crossplot*, ubicándonos en el tercer cuadrante. Representa un contraste de impedancias bajas y litológicamente arenas poco consolidadas.
- Clase IV. En un *crossplot* se presenta con valores de  $R_p$  negativos grandes y valores de  $G$  positivos, para así ubicarnos en el segundo cuadrante. Ocurre cuando la velocidad de la onda de corte en la arena con gas es más baja que en la lutita adyacente.

La imagen 3.17 muestra gráficamente el análisis de las cuatro clases de anomalías según el comportamiento de la amplitud vs el *offset*. Para tal clasificación, Castagna y Swan (1997) emplearon un gráfico de intercepto vs gradiente (*Imagen 3.18*), donde se analiza la amplitud de la señal sísmica en una incidencia normal y el gradiente obtenido por el aumento o decremento de la amplitud sísmica.



**Imagen 3.17,** Coeficiente de reflexión  $R(\theta)$  para una interface lutita-arena de gas. La relación de Poisson y la densidad de la lutita fueron asumidas como 0.38 y  $2.4 \text{ g/cm}^3$  respectivamente. La relación de Poisson y la densidad de la lutita fueron asumidas como 0.15 y  $2.0 \text{ g/cm}^3$ . Es posible observar que el efecto de la variación de la amplitud es producido por la variación del coeficiente de reflexión  $R(\theta)$  en función del ángulo de incidencia de la onda P, Rutherford y Williams (1989) y Castagna y Swan (1997).



**Imagen 3.18,** Crossplot de Gradiente vs Intercepto. Ya que la impedancia acústica entre una lutita y una arena con gas varía en función de la presión, saturación de agua, temperatura, etc., el coeficiente de reflexión varía en función del ángulo y es gracias a éstos cambios que valores los valores de intercepto vs gradiente se alejan del comportamiento de litologías que no tienen relación con los hidrocarburos. Tomad de Castagna y Swan (1997).

### 3.5 ATRIBUTOS DEL AVO

Los atributos sísmicos de AVO son empleados para la inferencia de hidrocarburos. Los cuales fueron calculados a partir de las aproximaciones hechas a las ecuaciones de Zoeppritz, dichas aproximaciones fueron calculadas por Aki & Richards en 1980, Shuey en 1985, Smith & Gidlow en 1987 y Hilterman en 1989. La *Tabla 3.6* presenta los atributos del AVO más empleadas en el análisis sísmico antes del apilamiento.

Aproximación	Solución	Condiciones
Aki & Richards	Intercepto y gradiente, $R_p$ , $R_s$	válido para Ángulos <30°
Shuey	Intercepto y gradiente, $R_p$ , $R_s$	válido para Ángulos <30°
Hilterman	Cambio en la reflectividad de poisson $\frac{\Delta v}{(1-\nu)^2}$	No considera densidades
Smith & Gidlow	Cambio de la Vel. Onda P $\frac{\Delta V_p}{V_p}$	Se considera que la densidad sigue la relación de Gardner
	Cambio de la Vel. Onda S $\frac{\Delta V_s}{V_s}$	

*Tabla 3.6, Atributos de AVO más empleados en la sísmica.*

### GRADIENTE E INTERCEPTO

Recordando la aproximación de Shuey (1985) a las ecuaciones de Zoeppritz estudiadas anteriormente, despreciando el tercer término y ángulos intermedios  $0^\circ < \theta < 30^\circ$ , rango de ángulos típicos en una adquisición sísmica.

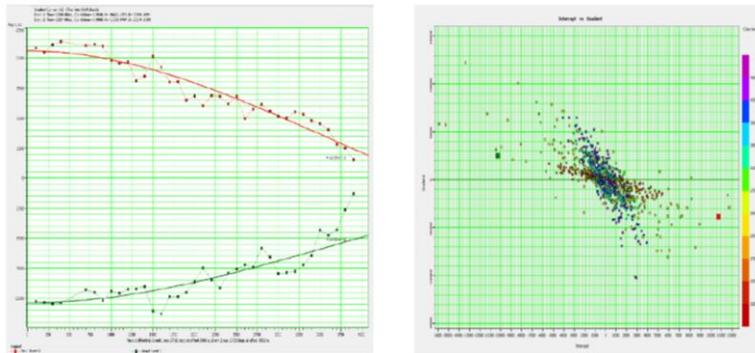
$$R_{pp}(\theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \theta$$

*Ecuación 3.51*

En la práctica, las amplitudes medidas a lo largo de un evento en un grupo de trazas CMP corregido por NMO, son graficadas en función del  $\text{sen}^2 \theta$  pudiéndose realizar una regresión de mínimos cuadrados lineal a estos datos. La pendiente de la línea de tendencia es denominada como el Gradiente (G ó B) y el valor de la extrapolación hacia el ángulo cero es conocido como Intercepto o incidencia normal ( $R_p$  ó A). El atributo Gradiente está relacionado con el cambio de la relación de Poisson  $\Delta \nu$ , el cual a su vez, está vinculado con la saturación de fluido en el reservorio. El atributo

intercepto representa la reflectividad en una incidencia normal.

Analizando la Imagen 3.19 referente al intervalo productor (2,601 m a 2,610 m) del pozo-1 del campo en estudio. La posición que obtiene la cima de la arena (marca roja) se ubica en el 4° cuadrante del cual se puede decir que la arena presenta alta impedancia acústica con polaridad positiva, con un decremento importante con forme aumenta el offset, por lo tanto, el gradiente presenta un valor negativo, por lo que, según la clasificación de Castagna (1997) la anomalía es de tipo 1.



**Imagen 3.19,** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset) del pozo-1, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2601 m (marca rojo) a 2610 m (marca verde) del pozo-1.

## FACTOR DE FLUIDO Y REFLECTIVIDAD DE POISSON

A partir de la ecuación 3.48, Smith y Gidlow (1987) introdujeron en la sismica petrolera el concepto de *factor de fluido* para iluminar zonas saturadas por gas. El *crossplot* de la línea de arcilla ( $V_p$  vs  $V_s$ ), fue obtenido por Castagna (1985), en donde arenas saturadas con agua, limos y lutitas caen a lo largo de la línea de arcilla. Las arenas saturadas con gas presentan baja velocidad de onda P y un ligero aumento de velocidad de onda S, por lo que, se posicionan fuera de la línea de arcilla.

Las arenas de alta porosidad caen en los límites bajos de velocidad y las arenas de poca porosidad caen en los límites de alta velocidad. La ecuación de la línea de arcilla es la siguiente:

$$V_p = 1360 + 1.16V_s$$

*Ecuación 3.52*

Derivando la ecuación anterior, se tiene:

$$\Delta V_p = 1.16\Delta V_s$$

Multiplicando por:  $\frac{\Delta V_s}{2\Delta V_p}$

$$\frac{\Delta V_s}{2\Delta V_p} \Delta V_p = 1.16 \frac{\Delta V_s}{2\Delta V_p} \Delta V_s$$

*Ecuación 3.53*

Reagrupando términos:

$$\frac{\Delta V_p}{2V_p} = \left(\frac{V_s}{V_p}\right) 1.16 \frac{\Delta V_s}{2V_s}$$

$$R_p = 1.16 \left(\frac{V_s}{V_p}\right) R_s$$

*Ecuación 3.54*

Donde:

$R_p = \frac{\Delta V_p}{2V_p}$  Es el coeficiente de reflexión de onda P a offset cero

$R_s = \frac{\Delta V_s}{2V_s}$  Es el coeficiente de reflexión de la onda S a offset cero

Igualando la expresión 3.55 a cero, se tiene:

$$R_p - 1.16 \left(\frac{V_s}{V_p}\right) R_s = 0$$

*Ecuación 3.55*

Finalmente la ecuación 3.56 se ajusta a lo largo de la línea de arcilla, por lo que el factor de fluido queda expresado como:

$$\Delta F = R_p - 1.16 \left( \frac{V_s}{V_p} \right) R_s \quad \text{Ecuación 3.56}$$

Si los estratos superior e inferior que producen la reflexión caen a lo largo de la línea de arcilla, van a tener como valor del factor de fluido igual a cero.

La reflectividad de Poisson es la resta de las variaciones de velocidad de onda P y onda S, es decir:

$$\frac{\Delta v}{v} = \frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

En términos del intercepto y gradiente se tiene:

$$\frac{\Delta v}{v} = R_p - G$$

$$\text{Ecuación 3.57}$$

La ecuación 3.57 permite ver la variación de la relación de Poisson, por lo que, el atributo resulta ser sensible a la presencia de gas.

## INTERPRETACIÓN DEL AVO

En 1999 D.J. Foster investigó los efectos de los cambios en las propiedades de las rocas sobre la respuesta del AVO. En una gráfica cartesiana de intercepto vs gradiente, las reflexiones producidas por la presencia de arenas y arcillas caen sobre una tendencia, llamada línea de fluido.

Las reflexiones de la cima de la arena con contenido de gas o hidrocarburos ligeros caen sobre una tendencia debajo de la línea de fluido, en cambio, las reflexiones de la base de las arenas con gas se posicionan sobre la línea de fluido. La distancia de estas tendencias de la línea de fluido depende de la compresibilidad del medio poroso, por lo que, dicha distancia incrementa proporcionalmente a la compresibilidad, pero si todos los demás factores son iguales, las reflexiones de la

base de la arena son desplazadas a mayor distancia de la línea de fluido que la cima de las reflexiones de la arena.

La ecuación de Shuey (1985), *Ecuación 3.58*, fue diseñada para ángulos menores a 30°, en la cual se analiza la obtención del gradiente e intercepto a partir de las ecuaciones de Zoeppritz, previo a ello, Aki y Richards (1980) diseñaron una ecuación que considera pequeñas perturbaciones en la impedancia acústica para una interface, por lo tanto, el intercepto y gradiente fueron calculados como se presenta en las ecuaciones 3.50 y 3.60:

$$R(\theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \theta$$

*Ecuación 3.58*

En donde:

$$R_p = \frac{\Delta\alpha}{2\alpha} + \frac{\Delta\rho}{2\rho} \quad \text{Ecuación 3.59}$$

$$G = \frac{\Delta\alpha}{2\alpha} - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \left( \frac{\Delta\rho}{2\rho} + \frac{\Delta\beta}{2\beta} \right) \quad \text{Ecuación 3.60}$$

Si se considera que:

$$\frac{\Delta\gamma}{\gamma} = \frac{\Delta\beta}{\beta} - \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \quad \text{Ecuación 3.61}$$

Sustituyendo la ecuación 3.61 en 3.60 se tiene:

$$G = (1 - 8\gamma^2)R_p - 4\gamma\Delta\gamma + (4\gamma^2 - 1)\frac{\Delta\rho}{2\rho}$$

*Ecuación 3.62*

Considerando un valor de  $\gamma=0.5$  la ecuación 3.62 se reduce a:

$$G = (1 - 8\gamma^2)R_p - 4\gamma\Delta\gamma \quad \text{Ecuación 3.63}$$

Por lo que, la ecuación 4.64 describe una familia de líneas paralelas a la línea de fluido.

$$G = (1 - 8\gamma^2)R_p$$

*Ecuación 3.64*

El gradiente de la línea de fluido depende del *background*  $V_p/V_s$ . El gradiente de la línea de fluido es -1 si  $V_p/V_s=2$  ó  $\gamma=0.5$  y la tendencia de la línea de fluido rota en sentido contrario al de las manecillas del reloj cuando el *background* ( $V_p/V_s$ ) se incrementa.

Las observaciones sobre la línea de fluido se mantienen si el *background* es constante o presenta pequeñas variaciones.

Un decremento abrupto en la cima de la arena de ( $V_p/V_s$ ) produce que el gradiente e intercepto caigan debajo de la línea de fluido. La tendencia es desplazada por una cantidad proporcional al cambio  $V_p/V_s$ ,  $-4\gamma\Delta\gamma$ . Dado que el gas o hidrocarburos ligeros causan un decremento en  $V_p/V_s$  de una arena porosa, las reflexiones de la cima de arenas con contenido de hidrocarburos caen debajo de la línea de fluido.

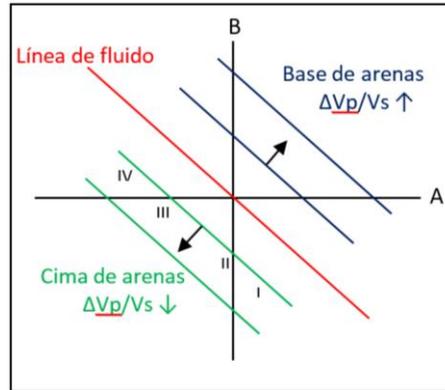
Por su parte un abrupto incremento en  $V_p/V_s$  en la base de la arena con hidrocarburo posiciona al intercepto y gradiente sobre la línea de fluido.

Para la interpretación del AVO se han considerado los efectos de los cambios en las propiedades elásticas, tal como la impedancia acústica y la relación  $V_p/V_s$  en la respuesta sísmica, para lo cual, se consideran las ecuaciones de Gassman, escritas en 1983, las cuales predicen el efecto de la compresibilidad del poro con fluido en las propiedades elásticas de una roca porosa.

Si se considera alta compresibilidad en poros con gas o aceite ligero se reduce la velocidad de la onda compresional. El módulo de corte no es afectado por el tipo de fluido en el poro. Por lo que, la velocidad de onda "s" aumenta ligeramente debido a la baja densidad de los hidrocarburos. Consecuentemente, aumenta la compresibilidad del poro con fluido y reduce la relación  $V_p/V_s$ .

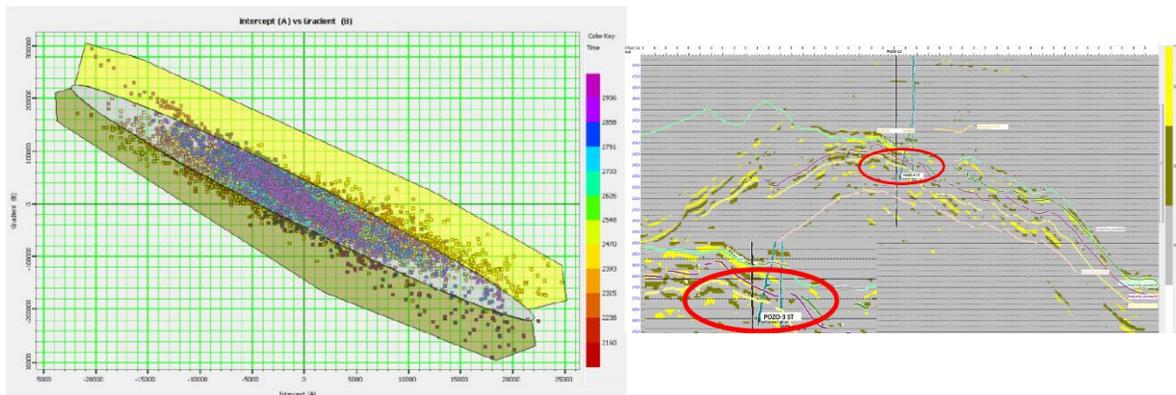
El intercepto del coeficiente de reflexión es una medida de contraste de impedancias, para lo cual se presentan 4 casos ilustrados en la imagen 3.20 y descritos a continuación:

1. Clase 1. Las arenas con gas presentan altos valores de impedancia acústica en comparación con la arcilla. La *Ecuación 3.57* presenta que la reflexión de la cima de una arena con gas cae debajo del *background*. La reflexión para una arena de clase 1 es positiva en una incidencia normal, pero decrece con el incremento del offset más rápido que el *background*.
2. Clase 2. Un incremento en la porosidad puede presentar reducción en la impedancia acústica. El punto obtenido en un gráfico intercepto-gradiente para la arena con gas se posiciona en la intersección con el eje del gradiente. La reflexión de la cima de la arena con gas para esta clasificación es despreciable a offset cero, pero tiene un fuerte gradiente negativo en aumento del offset.
3. Clase 3. La impedancia acústica decrece (incremento de la porosidad), debido a que la arena con gas tiene menor impedancia que la arena suprayacente. La reflexión de la cima de la arena tiene intercepto y gradiente negativos, por lo que, la reflexión en la cima presenta incidencia normal negativa y es cada vez más negativa a medida que aumenta el offset.
4. Clase 4. Continuando con el decremento de la impedancia acústica se produce la anomalía de tipo 4 o *Bright spot*. Dicha anomalía tiene intercepto negativo, pero el gradiente es positivo o cero. La reflexión de la arena es más grande y negativa pero su magnitud no incrementa con el offset.



**Imagen 3.20**, Crossplot Intercepto (A) vs Gradiente (B). Respuesta del AVO en la cima de arenas presenta cuatro clases de anomalías (D.J. Foster, 1999).

La imagen 3.21, nos muestra un ejemplo práctico de la aplicación del gradiente e intercepto en un gráfico *crossplot*, en donde es posible ver las zonas relacionadas a la presencia de hidrocarburos (Verde y amarilla) que según Foster (1999), están relacionadas con el aumento de la incompresibilidad del medio poroso.



**Imagen 3.21**, Crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) para la In-line 2361 del pozo 3-ST del campo en estudio.

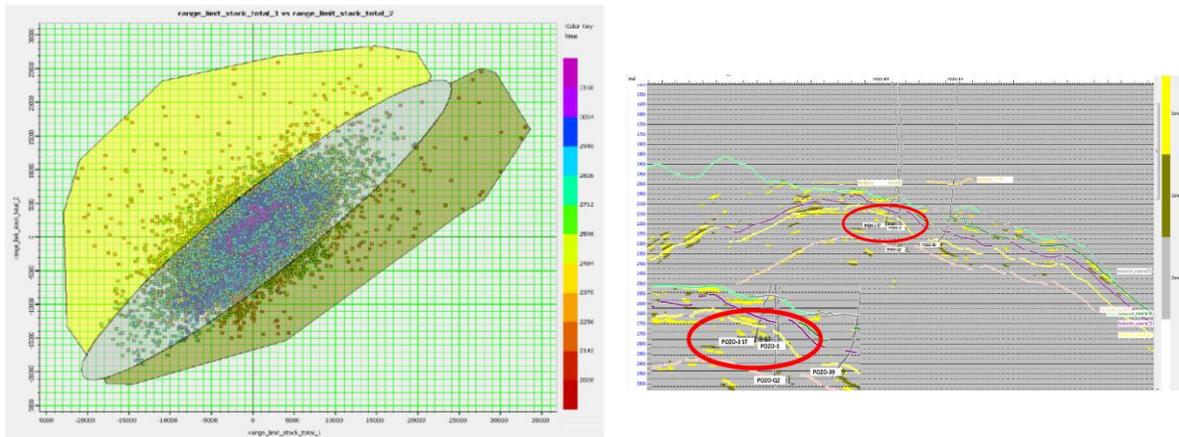
### ÁNGULOS CERCANOS, LEJANOS Y DIFERENCIA

El presente trabajo está enfocado en determinar el comportamiento del AVO, a partir del coeficiente de reflexión en la interface de dos medios con propiedades físicas diferentes en función del offset o del ángulo de incidencia. Como ya se mencionó con anterioridad, los ángulos en los cuales la sísmica de exploración opera es entre

los 0° y los 30°, definiendo así, a todos aquellos ángulos inferiores a los 15° como los “ángulos cercanos” y los ubicados entre los 15° y 30° reciben el nombre de “ángulos lejanos”.

El atributo Diferencia de trazas consiste en la resta de los atributos de ángulos cercanos con respecto a los ángulos lejanos. Dicho atributo resalta las anomalías, debido a que hace evidente el cambio de amplitudes en los eventos con presencia de hidrocarburos, mientras que, en las zonas donde el atributo permanece inalterado, las amplitudes sísmicas no sufren grandes variaciones.

A continuación se presenta un ejemplo (*Imagen 3.22*) referente al pozo 3-ST del campo en estudio, en el cual se aplica un *crossplot* del apilamiento de trazas lejanas vs el apilamiento de trazas cercanas.



**Imagen 3.22.** Crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2361 para el pozo 3-ST del campo en estudio.

# CAPITULO

# IV

## APLICACIÓN DE AVO EN LA PROVINCIA PETROLERA DE VERACRUZ

### 4.1 PRESENTACIÓN DE DATOS

El estudio de AVO para el campo de la provincia petrolera de Veracruz, fue realizado en el software *GEOVIEW* de la *Compagnie Generale de Géophysique (CGG)* con la información interpretada estructuralmente que se enlista a continuación:

1. Un volumen sísmico 3D limitado por las in-line 2110 y 2600 con dirección NE-SW, y las *cross-line* 800 y 1260 con dirección NW-SE, con un tiempo de registro de 10s y un muestreo a 4 ms. Se hace notar que el análisis espectral de la información sísmica resultó con una frecuencia promedio centrada en 25 Hz, de tal forma, que se obtiene una resolución de eventos geológicos del orden de 30 m a una velocidad de 3,000 m/s.

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO DEL CAMPO													
	CALI(INCH)	RESISTIVIDAD (OHM-M)			SP(MV)	DT(US/F)	DENSIDAD(G/C3)	POROSIDAD (%)	GR (API)	S (%)	V (%)	F. Fotoeléctrico	Vp/Vs
		SOMERA	MEDIA	PROFUNDA									
POZO_1	CALI			RT		DT	RHOB	NPHI	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_2	CALI			RT		DT, DTSM, DTST	DRHO, RHOB	NPHI	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_3				RT		DT, DTSM	RHOB	NPHI	GR			PEF	
POZO_3-ST	CALI			RT		DTCO, DTSM, DTST	RHOB	NPHI	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_5				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_15				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_21	CALI			RT		DT, DTSM, DTST	DRHO, RHOB	NPHI	GR			PEF	
POZO_33	CALI	ResS	ResM	RT, ResD		DT, DTSM	DRHO	NPHI, PHIT, PHIE	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_34	CALI	ResS	ResM	RT, ResD		DT	DRHO, RHOB	NPHI, PHIT, PHIE	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_34-ST	CALI	ResS	ResM	RT, ResD			RHOB	NPHI, PHIT, PHIE	GR	Sw, Sxo	Vcl		
POZO_35	CALI			RT		DTCO, DTSM	DRHO, RHOB	NPHI	GR			PEF	
POZO_39	CALI	ResS	ResM	RT, ResD		DT	DRHO, RHOB	NPHI, PHIT, PHIE	GR	Sw, Sxo	Vcl	PEF	
POZO_57				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_503	CALI			RT		DT, DTSM	DRHO, RHOB	NPHI	GR			PEF	
POZO_509				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_511				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_519				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_523				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_531-ST				ILD		DTCO	RHOB		GR				
POZO_551				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
POZO_579				ILD		DTCO, DTSM, DTST	RHOB		GR				Vp/Vs
GN	CALI	ResS	ResM	ILD, ResD		DTCO	RHOB	PHIA, PHIE	GR	Sw	Vcl		
MTG		ResM	ResD		SP			NPHI, PHIA, PHIE	GR	Sw	Vcl		
CHN				ILD		DTCO	RHOB		GR				
MRR	CALI	ResS	ResM	RT, ResD		DT, DTSM, DTST	DRHO, RHOB	NPHI, PHIT, PHIE	GR	Sw, Sxo	Vcl		
QZ	CALI			RT		DTCO, DTSM	DRHO, RHOB	NPHI	GR			PEF	
QZ-1R1				ILD		DTCO, DTSM	RHOB		GR				Vp/Vs

Tabla 4.1, Registros geofísicos de pozo del campo.



superficie con la información proporcionada por los registros de pozo por medio del sismograma sintético.

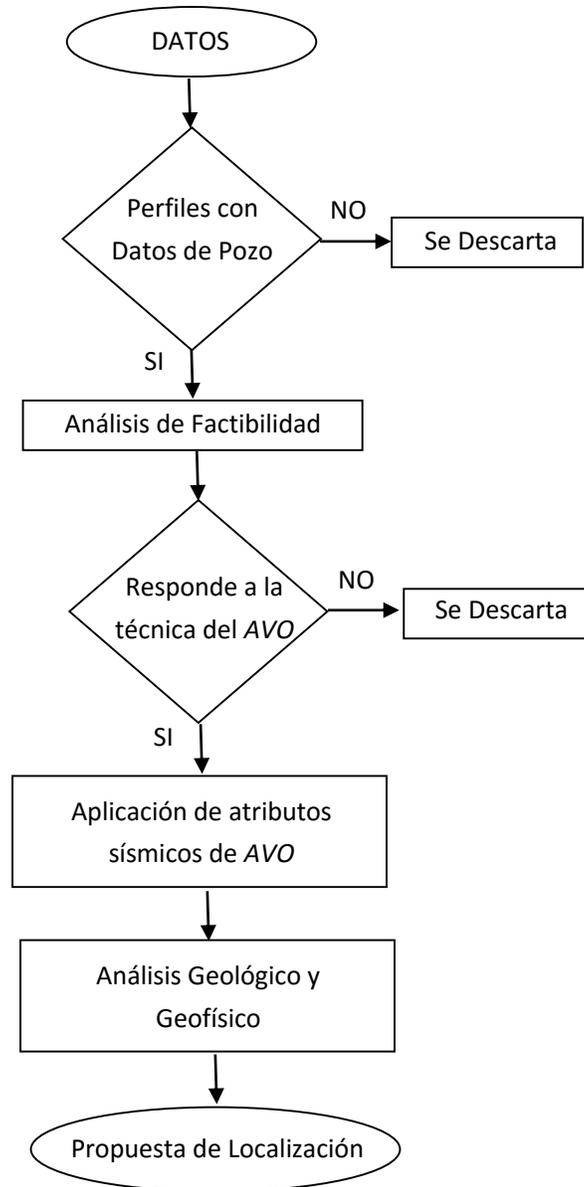
- Información de producción de cada pozo (*tabla 4.2*), con la cual se podrá realizar un análisis sobre los intervalos con contenido de hidrocarburos, algunos de ellos son de interés económico. En la tesis se presenta el análisis sobre los pozos 1 y 3ST en los intervalos de interés.

Pozo	lim inferior (m)	lim superior (m)	Tiempo (msecs.)	INLINE	XLINE	Producción(BPD)
Pozo 1	2514	2525	2051-2057	2370	980	
	2555	2565	2074-2080			
	2601	2610	2106-2111	2370	978	440
Pozo 33	2535	2560	1991-2007	2435	1009	
	2665	2670	2070-2075	2410	1004	
	2677	2696	2080-2092			
	2714	2720	2104-2108	2435	1009	1100
MRR 1	3029	3035	2339-2342	2287	1165	400
	3357	3365	2497-2500	2287	1164	
Pozo 2	3375	3422	2147-2166	2433	899	394
	3448	3454	2178-2181	2391	967	
Pozo 3st	3023	3038	2129-2134			739
	3070	3101	2149-2155	2361	1026	1148
Pozo 39	2813	2828	2154-2159	2363	1083	1037
	3023	3030	2216-2218	2410	1066	
	3379	3386	2306-2308			
Pozo 3	2866	2881	2170-2185	2361	1026	
	2770	2781	2110-2120	2362	1039	
Pozo 34st	2718	2726				
	2731	2743				
	2756	2766				
Pozo34	2718	2737		2435	1008	
	2751	2766	2125-2129	2412	984	154
	2810	2814	2170-2172			HidroSinPresión
	2957	2962	2213-2216			AGUA
GN-1	2540	2548	2084-2088	2432	1010	S/D
	2560	2565	2100-2103			S/D
	2780	2788	2272-2274			agua
	3260	3268	2604-2613			agua
	3280	3288	2609-2612			agua
	3320	3328	2630-2634			agua
Loc. Propuesta			2352-2360	2381	879	

**Tabla 4.2,** Resumen de los intervalos disparados analizados y los registros de producción.

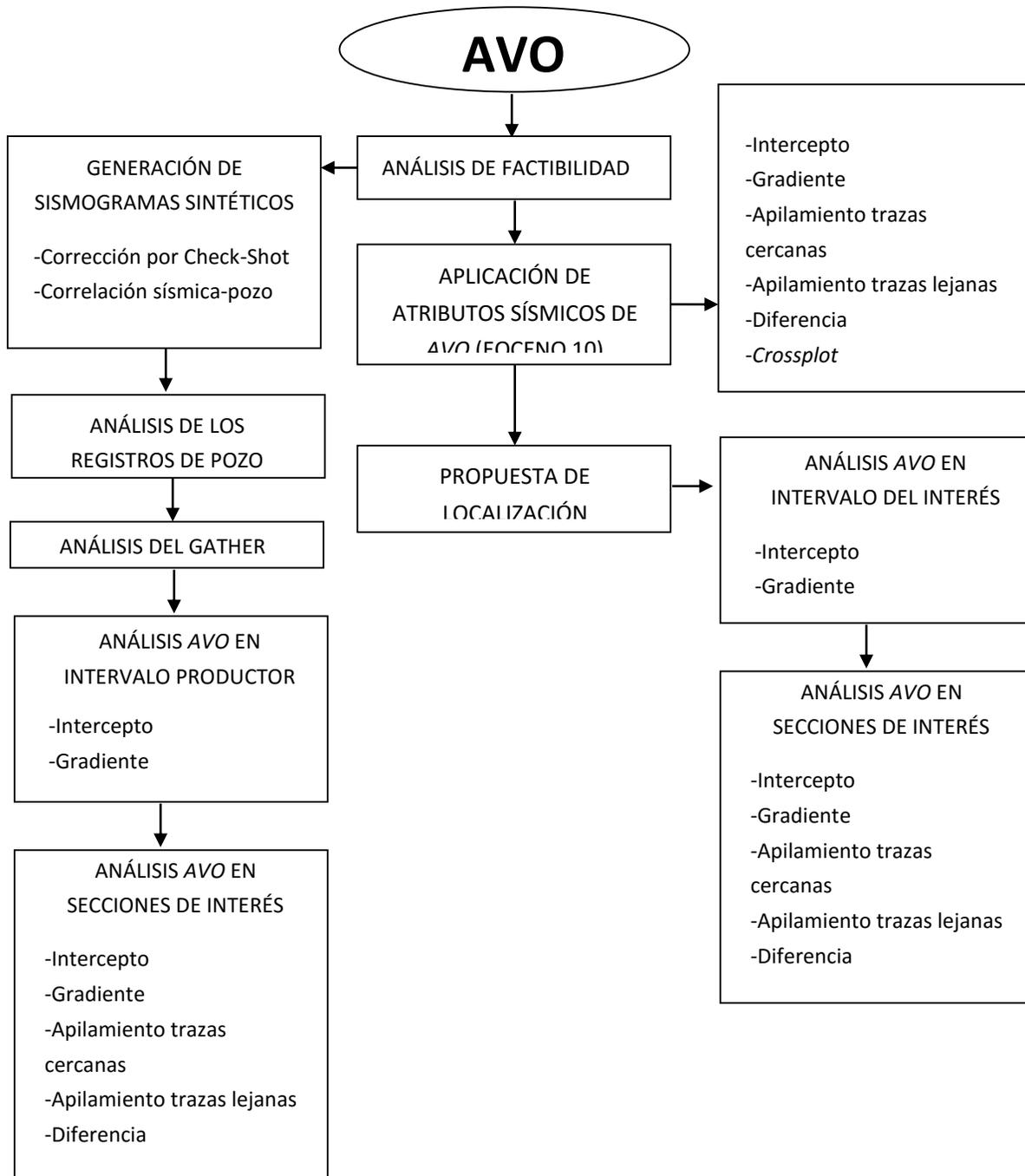
## 4.2 METODOLOGÍA

En la implementación de atributos sísmicos de AVO que nos permitan la inferencia de hidrocarburos con el fin de proponer una localización de bajo riesgo, se emplea una metodología que implica la utilización de los atributos de Intercepto, Gradiente, el apilamiento de trazas cercanas, el apilamiento de trazas lejanas, la diferencia y el análisis *crossplot*, siguiendo el flujo de trabajo mostrado en el siguiente diagrama.



**Imagen 4.2,** Flujo de trabajo seguido en la realización de esta tesis.

El flujo de trabajo antes mencionado, sigue la secuencia que se ilustra en el siguiente diagrama.

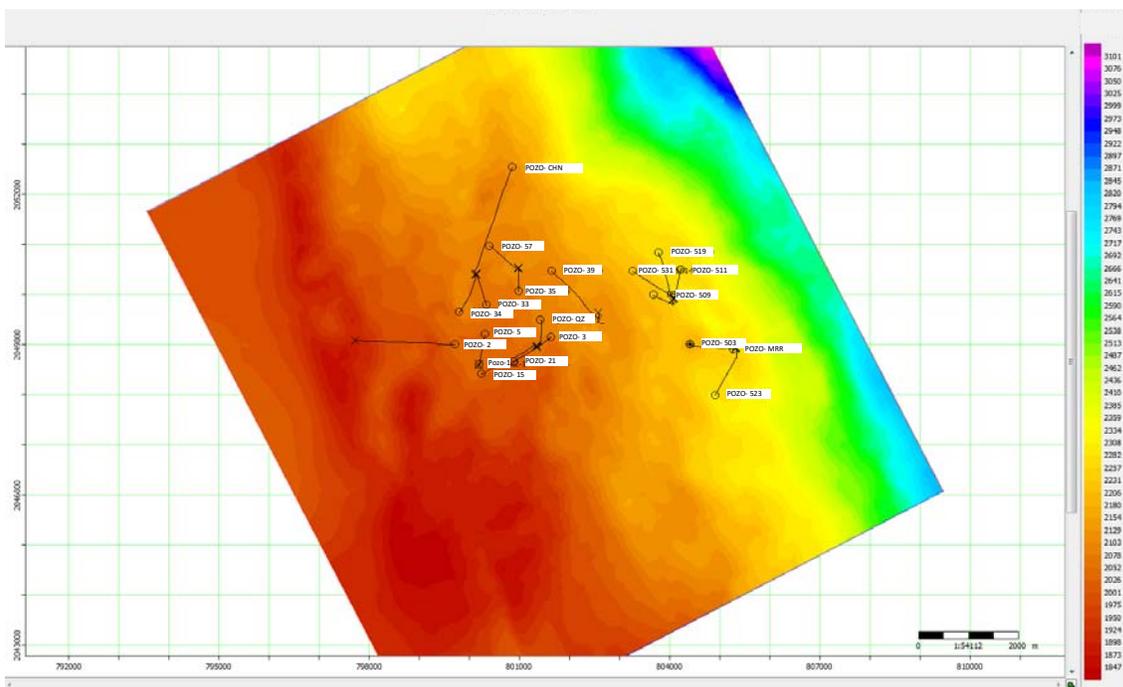


**Imagen 4.3.** Descripción de las actividades realizadas en el flujo de trabajo.

### 4.3 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

Los pozos productores del campo se encuentran ubicados en el alto de una estructura anticlinal, la cual, se encuentra dividida por diversos compartimentos, producto de fallas normales.

Un horizonte importante para la interpretación geológica del volumen sísmico es el horizonte MRR (horizonte marcado debido a la discordancia) y del cual se presenta su configuración estructural en la imagen 4.4, donde Las marcas rojas presentan el área más somera, mientras que la zona marcada de azul- violeta representa el área con mayor profundidad.



**Imagen 4.4.** Configuración estructural en tiempo del horizonte MRR y la distribución espacial de los pozos.

Para iniciar con un posible análisis de la señal sísmica se deberán evaluar las condiciones que se tienen y cerciorarse que dicha información es resolutive para ser sometida a la aplicación de atributos sísmicos. El análisis comienza partiendo de la elaboración de un sismograma sintético, con el fin de calibrar la sísmica de superficie.

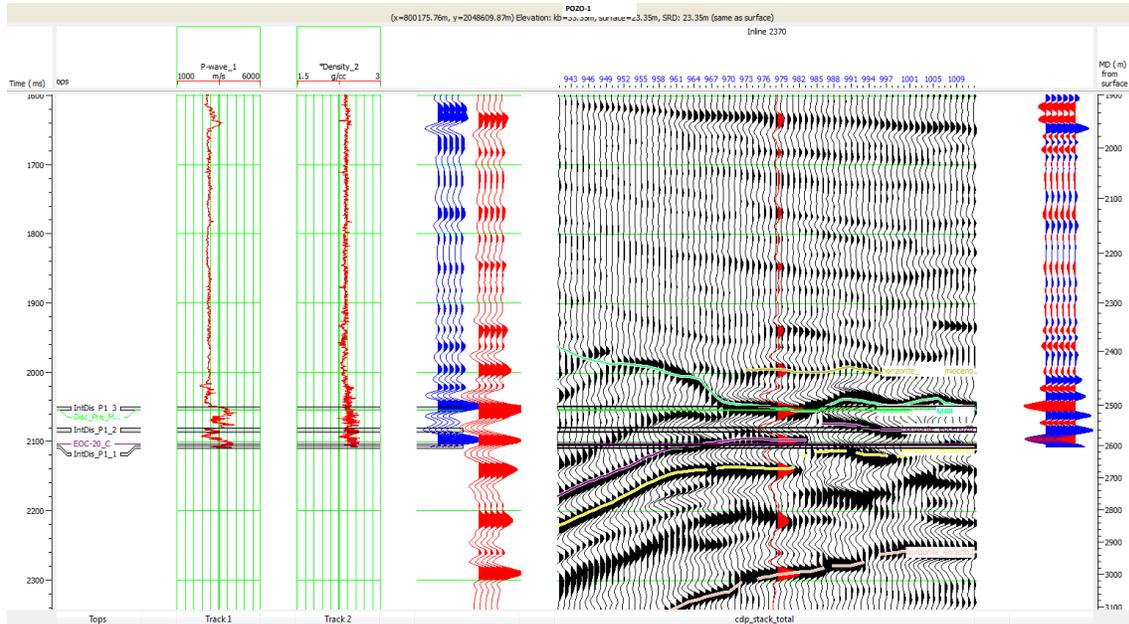
Para la elaboración del sismograma sintético, se emplearon las curvas del registro geofísico de pozo, sónico ( $\Delta t$ ) y densidad ( $R_{\text{hob}}$ ), así como la curva T-Z. La curva

T-Z se integró al sónico, dando un registro más confiable desde la superficie hasta la profundidad total del pozo.

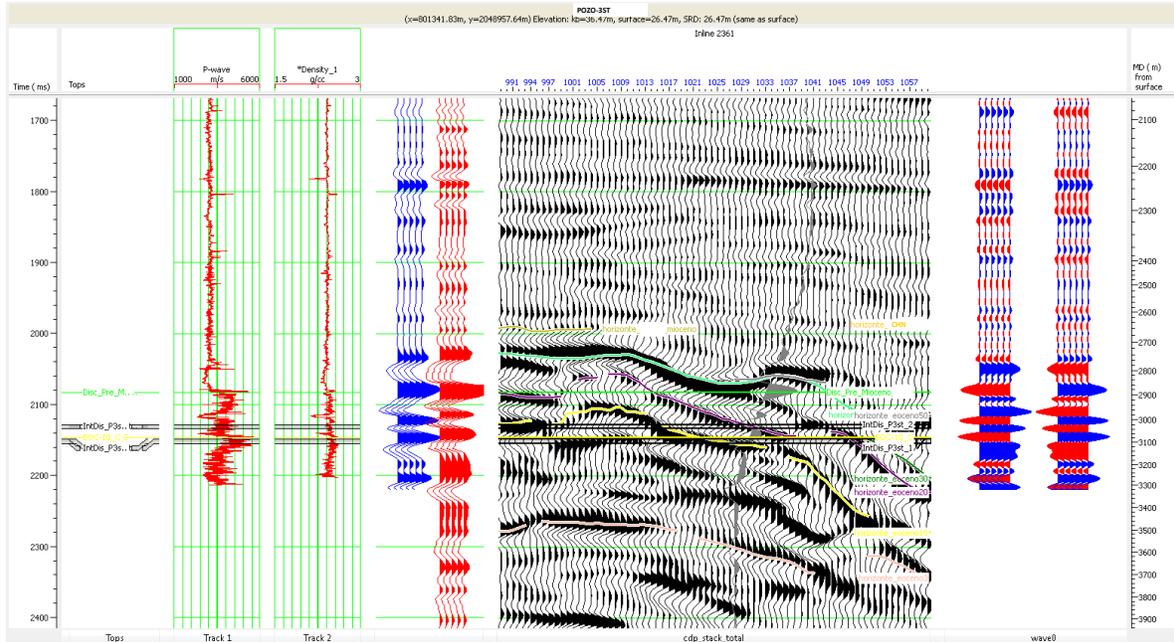
El registro de tiempo de tránsito sónico ( $\Delta t$ ) es el inverso de la velocidad (microseg/pie), que al multiplicarlo con la densidad se obtiene la impedancia acústica, con la cual, se calculó el coeficiente de reflexión, indicando los cambios asociados con la litología del subsuelo.

El coeficiente de reflexión se convolucionó con una ondícula a una frecuencia de 25 Hz (el pulso de Ricker) dando como resultado un sismograma sintético, el cual es importante en la conversión tiempo-profundidad, en la identificación y correlación de eventos sísmicos primarios y múltiples, así como en la correlación sísmica con registros de pozo.

La imagen 4.5 y 4.6 muestran el ajuste y calibración del sismograma sintético de un pozo vertical (Pozo 1) y un pozo desviado (Pozo 3-ST) respectivamente, ambos pozos productores. Se observa una buena correlación del sismograma con los datos sísmicos.



**Imagen 4.5.** La imagen está compuesta de izquierda a derecha de la siguiente forma: registro sónico, registro de densidad, sismograma sintético debido a la información de pozo, traza sintética proveniente de la sísmica de superficie, sección apilada (2370) y finalmente el sismograma sintético que ajusta la sísmica de superficie con la información de pozo.



**Imagen 4.6.** La imagen está compuesta de izquierda a derecha de la siguiente forma: registro sísmico, registro de densidad, sismograma sintético debido a la información de pozo, traza sintética proveniente de la sísmica de superficie, sección apilada (2361) y finalmente el sismograma sintético que ajusta la sísmica de superficie con la información de pozo.

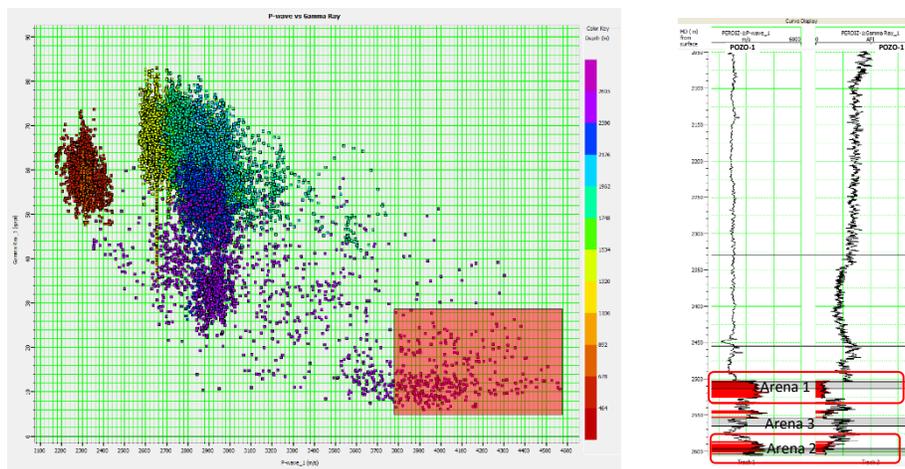
Una vez construido el sismograma sintético es posible analizar la información de pozo con el fin de ubicar zonas con posibilidad de producción. En este caso, dichas zonas son conocidas, por lo tanto, se hará enfoque en analizarlas dentro de sus correspondientes intervalos. Para esta tesis son presentados los resultados de los pozos en sus correspondientes intervalos de producción:

- Pozo-1 (2,601 m – 2610 m)
- Pozo 1 (2,514 m – 2,525 m)
- Pozo 3-ST (3070 m – 3101 m)
- Pozo 3-ST (3,023 m – 3,038 m).

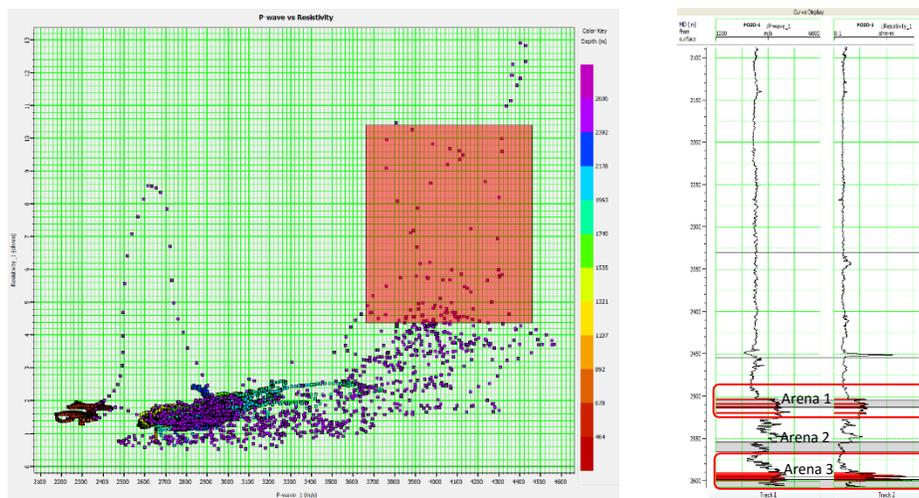
Para el pozo 1, la imagen 4.7 muestra un *crossplot* entre el registro sísmico y Rayos Gamma, y sus respectivos registros en la parte derecha, todo ello para los intervalos (2,601 m a 2,610 m), y (2,514 m a 2,525 m). Las zonas de producción sobre los registros se encuentran pintadas de color gris y aquellas que se encuentran de color rojo son referidas a los puntos cubiertos por el polígono rojo dentro del *crossplot*, de modo que, para valores menores en el registro GR y los valores altos del Sónico se infiere presencia de arenas y será justo sobre ellos donde más adelante se aplica la tecnología del AVO.

## POZO 1

Por su parte, La imagen 4.8 presenta el análisis realizado sobre el registro sísmico y el registro de resistividad en donde se buscan aquellos valores que cumplan con el comportamiento asociado a arenas con presencia de hidrocarburos. La curva Vp y de resistividad muestran valores altos en los intervalos analizados, por lo tanto, es justo sobre ellos que se aplica el AVO. Para ambos casos se observa en la arena productora con alta impedancia acústica, ya que, la curva del registro acústico alcanza aproximadamente los 3,000 m/s. Es importante destacar que para la arena 2 no se presenta su análisis debido a la presencia de altos valores de saturación de agua, lo que la hace improductiva.

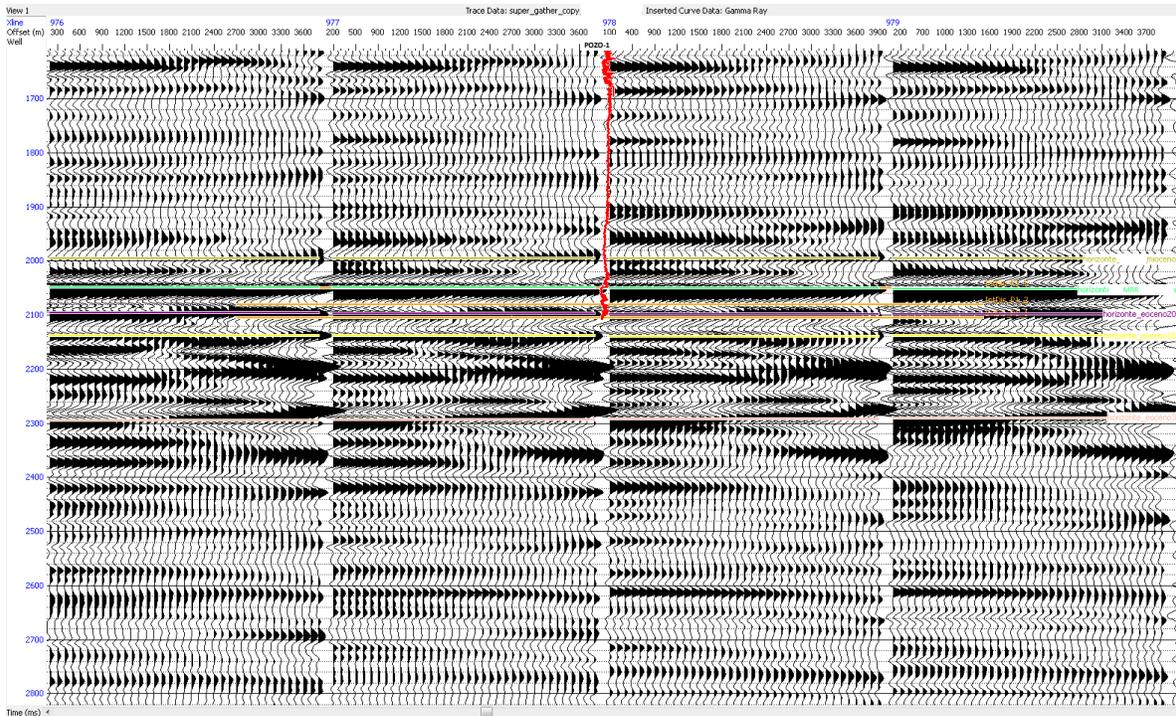


**Imagen 4.7.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: background entre el registro sísmico y el GR, registros con los intervalos de producción (color rojo) del sísmico y GR. Pozo-1.



**Imagen 4.8.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Crossplot entre el registro sísmico y el de resistividad, registros con los intervalos de producción (color rojo) del sísmico y de resistividad. Pozo-1.

El análisis del *gather* sísmico (*Imagen 4.9*) resulta muy importante para la aplicación del AVO, ya que, para hacer una correcta interpretación es necesario observar el comportamiento de la señal sísmica. Es posible ver que para los dos intervalos analizados (con contenido de hidrocarburos), la polaridad de la señal es positiva y decrece conforme aumenta el offset, eso nos indica que el medio que se encuentra a mayor profundidad tiene valores más altos de impedancia acústica que el medio anterior (más joven).



**Imagen 4.9,** Gathers sísmicos sobre la In-line 2370, donde se ubica el pozo Pozo 1.

Posteriormente se efectuó una imagen comprimida de los gathers alrededor del pozo, que permite delimitar un comportamiento similar de la señal en distintos *gathers* para el intervalo observado, con ello es posible aproximar áreas en las cuales se tiene respuesta de AVO.

La imagen 4.10 presenta dicho análisis, en la cual es posible ver los *gathers* de la In-line 2370 y su comportamiento en los intervalos de interés. En tal imagen las *cross-line* 970 y 984 funcionan como límite en cuanto al comportamiento de la amplitud de la señal se refiere, ya que con ello es posible observar las dimensiones de la anomalía de incompresibilidad.

Por otra parte, al observar los *gathers* sísmicos en dirección *cross-line* las líneas In-line 2366 y 2377 juegan el papel de límite bajo el mismo criterio (*Imagen 4.11*).

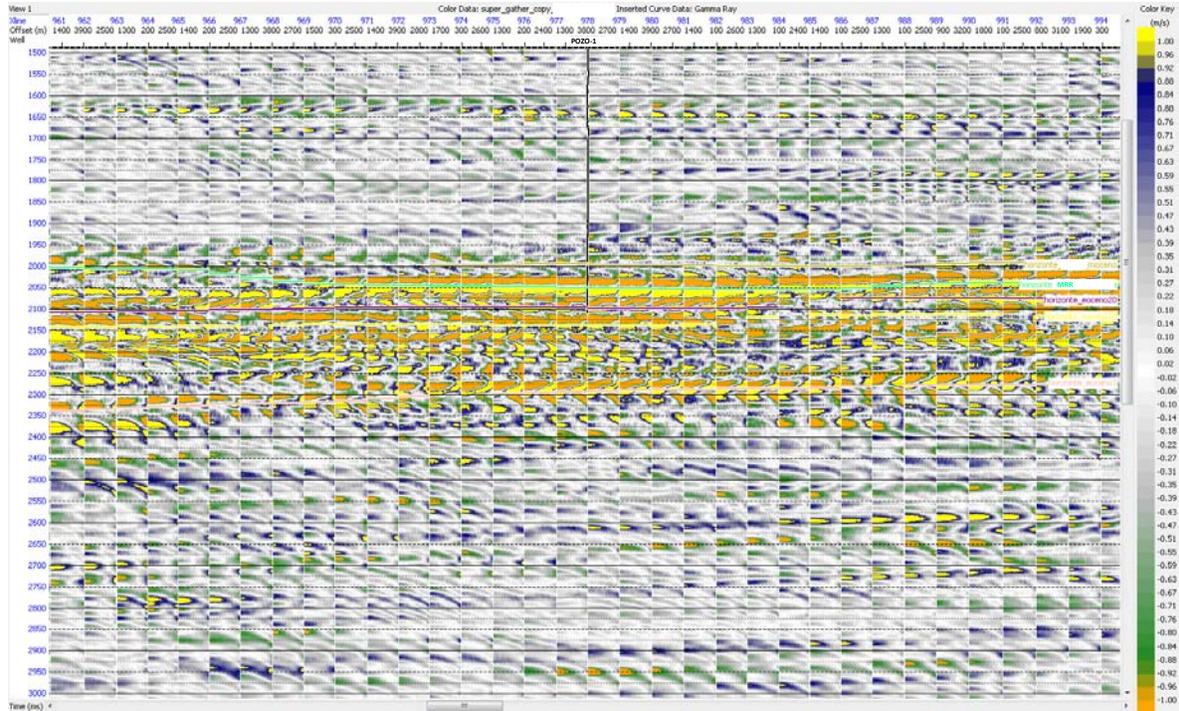


Imagen 4.10, Gathers sísmicos sobre la In-line 2370, donde se ubica el pozo 1.

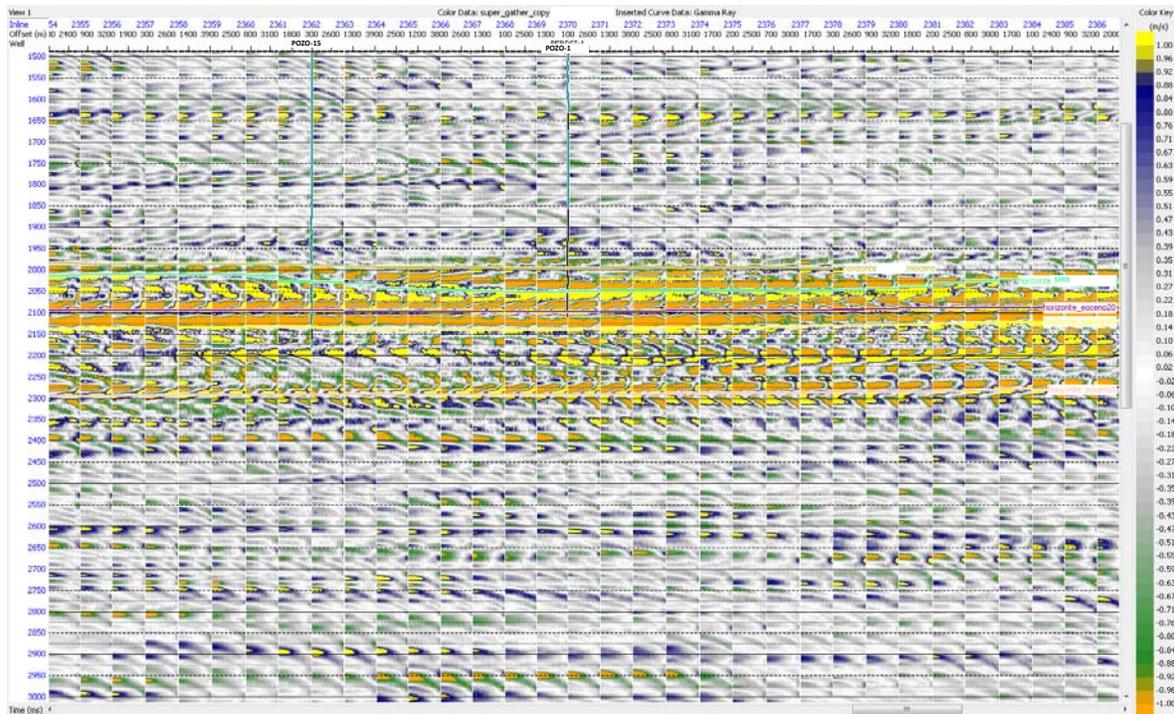
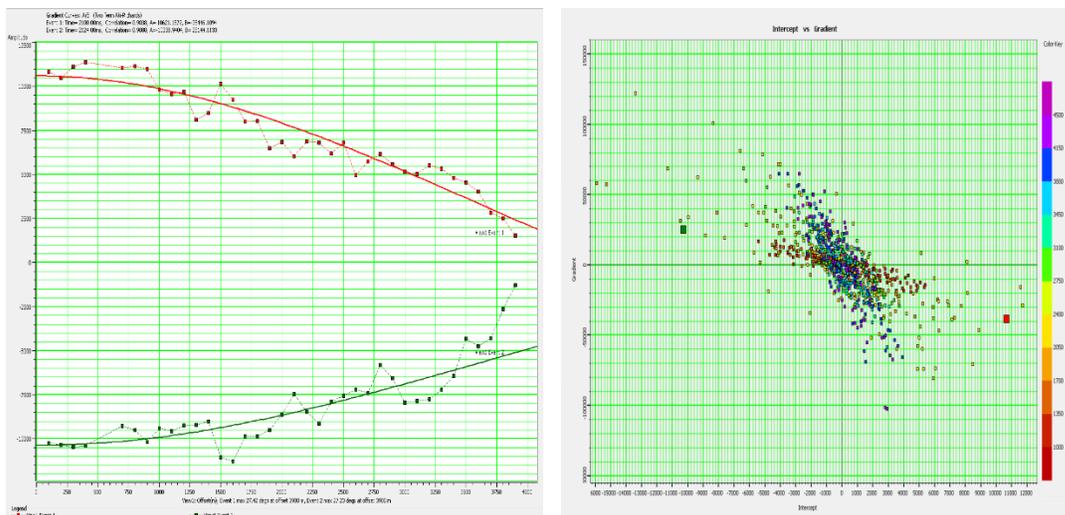


Imagen 4.11, Gathers sísmicos sobre la cross-line 978, donde se ubica el pozo 1.

Para la factibilidad fue necesario analizar la respuesta de los gathers en la profundidad marcada por el intervalo con contenido de hidrocarburos (2601 m – 2610 m) de Pozo-1 (tal proceso fue efectuado para todos los pozos en los intervalos con registro de producción).

La respuesta sísmica corresponde a un evento de polaridad positiva en la cima, que gradualmente disminuye con respecto al offset, por lo tanto, la anomalía sísmica corresponde con una anomalía de tipo 1 de acuerdo con la clasificación de Castagna y Swan (1997) (*Imagen 4.12*).

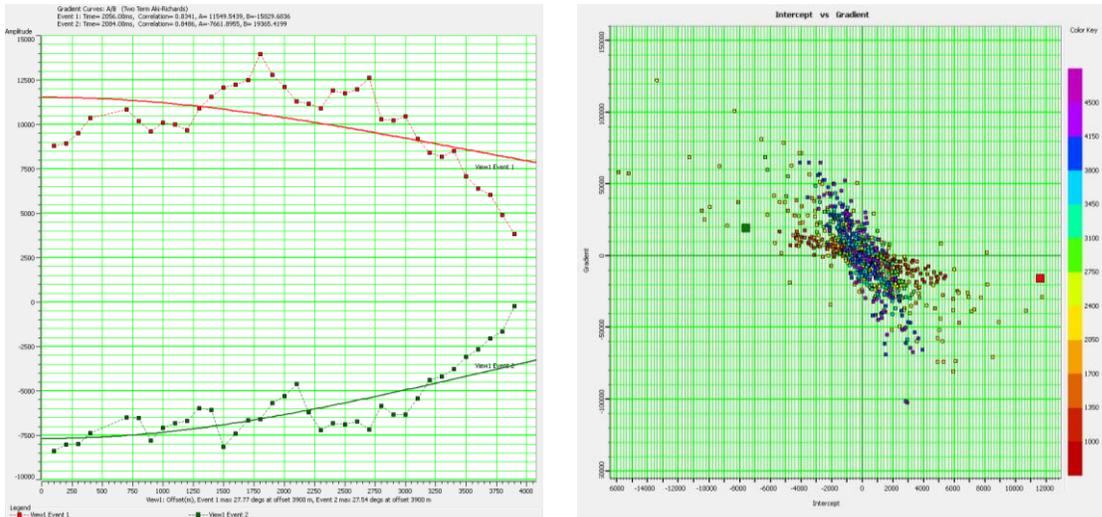


**Imagen 4.12.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2601 m (curva color rojo) a 2610 m (curva color verde) del pozo-1, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2601 m (punto rojo) a 2610 m (punto verde) del pozo-1.

Los valores marcados como una anomalía son aquellos que difieren de la zona arcillosa (*background*) debido a la magnitud de su amplitud y a su comportamiento para offset variables. En el intervalo de 2,601 m a 2,610 m la amplitud presenta un valor de +10,000 a offset cero, por lo tanto, se habla de anomalía sísmica de tipo 1 según la clasificación de Castagna y Swan (1997).

Por otro lado los valores del intercepto (positivo) y gradiente (negativo) correspondientes a la entrada del evento reflejado se presentan con valores altos, ubicándose en el cuadrante 4 de un gráfico cartesiano (Imagen 4.12) y refuerzan la teoría de la anomalía tipo 1.

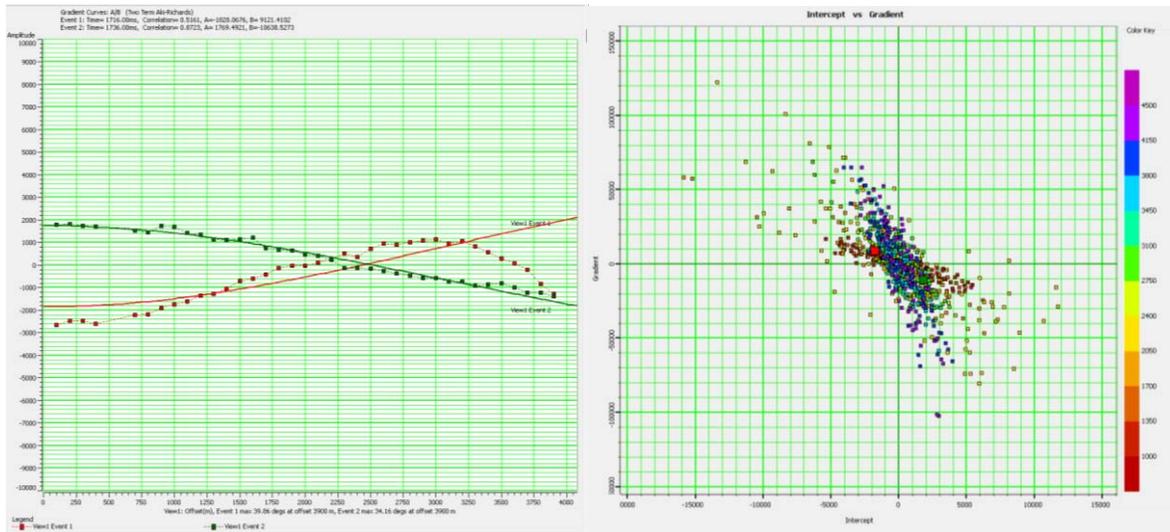
Analizando el intervalo de producción (2514 m – 2525 m) para el pozo-1 (*Imagen 4.13*), se aplica un *crossplot* de Intercepto ( $R_p$ ) vs gradiente ( $G$ ) y obteniendo cartesianas de Amplitud vs *Offset* se llega a los resultados observados en la siguiente imagen (4.13):



**Imagen 4.13.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2514 m (curva color rojo) a 2525 m (curva color verde) del Pozo1, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2514 m (punto rojo) a 2525 m (punto verde) del pozo 1.

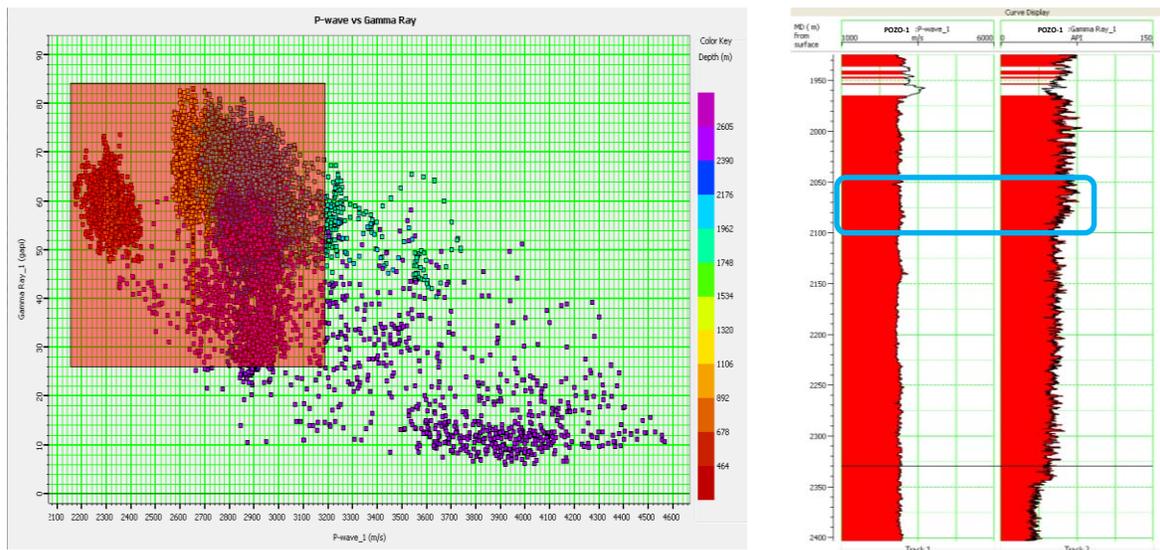
Para este segundo caso (2514 m – 2525 m), las amplitudes anómalas van desde los +11,500, arrojando como resultado una anomalía en la entrada del evento sísmico de tipo 1, ya que, al observar el *crossplot* se visualizan valores de  $R_p$  (positivos) y  $G$  (negativos) de gran magnitud.

Es importante el estudio sobre el comportamiento sísmico en el dominio del *gather* en los intervalos que se conoce de producción, pero para fines de interpretación es indispensable mostrar el comportamiento de la señal sísmica en zonas de arcilla (en este caso entre 2,060 m y 2,086 m), lo cual es ilustrado en la imagen 4.14, donde es posible ver que las amplitudes sísmicas no exceden de +/-2,000 unidades con un gradiente débil, por lo tanto, dicho intervalo forma parte del *background* y se indica que no existe respuesta de AVO y en consecuencia no se infiere presencia de hidrocarburos en la zona señalada.



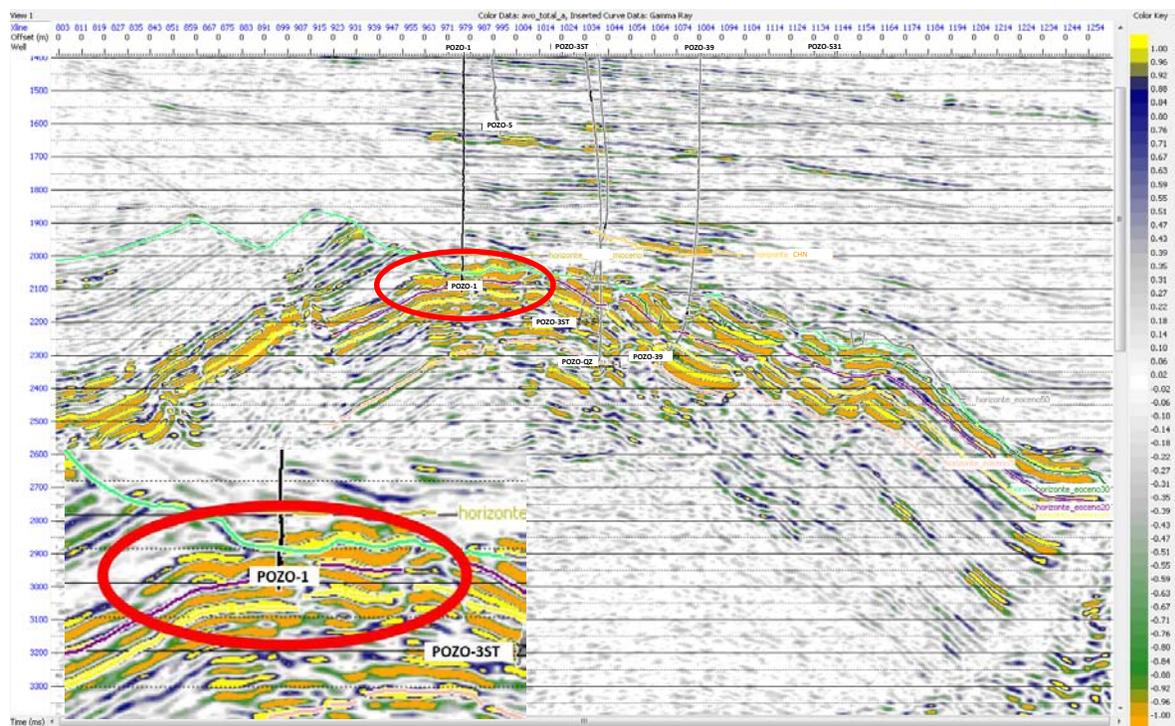
**Imagen 4.14.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2,060 m (curva color rojo) a 2,086 m (curva color verde) del pozo1, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2601 m (punto rojo) a 2610 m (punto verde) del pozo1.

En un *crossplot* entre registros de pozo sónico ( $V_p$ ) y rayos gamma el comportamiento es opuesto al que se presenta con la existencia de arenas, valores altos en  $GR$  y valores bajos en Velocidad de onda P (imagen 4.15).

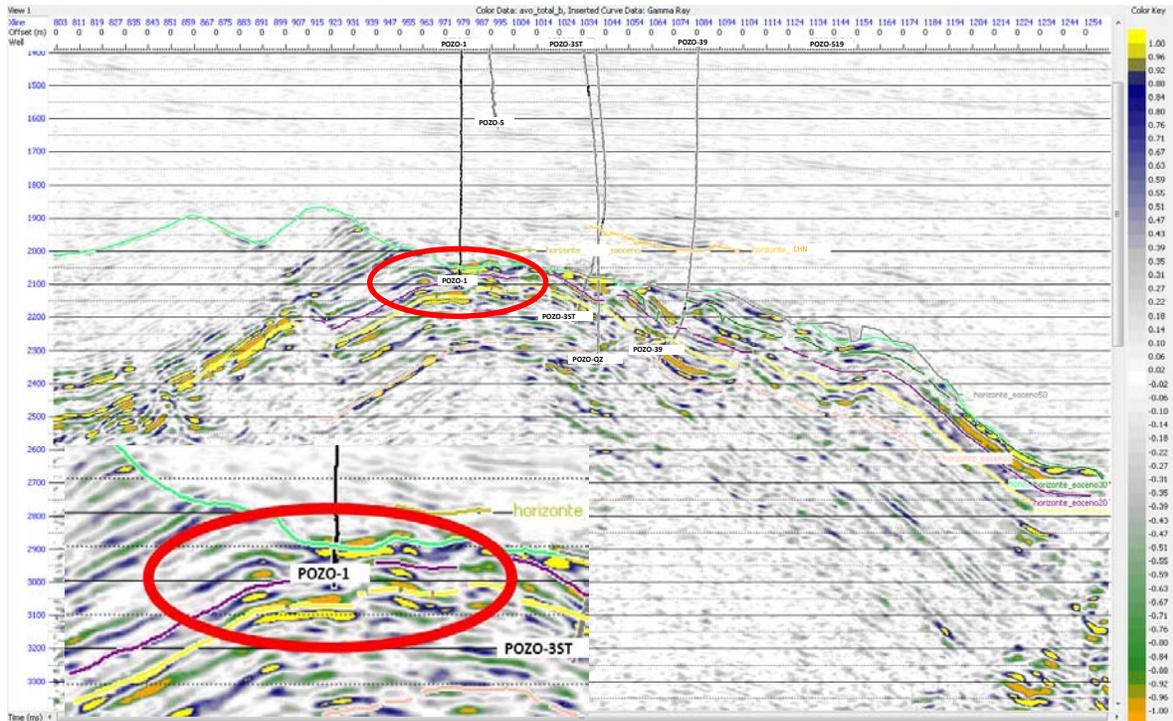


**Imagen 4.15.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Crossplot entre el registro sónico ( $V_p$ ) y el Rayos Gamma, registros con los intervalos de la zona arcillosa (color rojo) del sónico y de Rayos Gamma. Pozo 1.

Para los intervalos analizados del pozo-1, debido al comportamiento de la señal sísmica contra el offset se puede concluir que ambos intervalos cuentan con las condiciones suficientes para inferir la presencia de hidrocarburos. Para observar el comportamiento a lo largo de la *in-line* 2370, sobre la cual pasa dicho pozo, y comprobar que justo en esos intervalos se visualiza una respuesta diferente a la de su zona circundante se obtuvo una sección sísmica del atributo de gradiente (G) y una del atributo de Intercepto (Rp), los resultados se pueden observar en las imágenes 4.16 y 4.17.



**Imagen 4.16, Sección sísmica del atributo de intercepto (Rp) sobre la in-line 2370.**

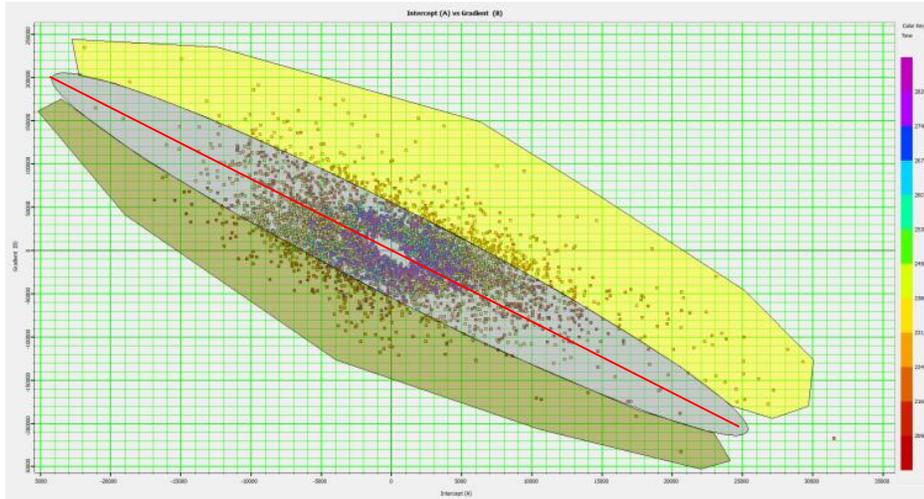


**Imagen 4.17,** Sección sísmica del atributo de Gradiente (G) sobre la in-line 2370.

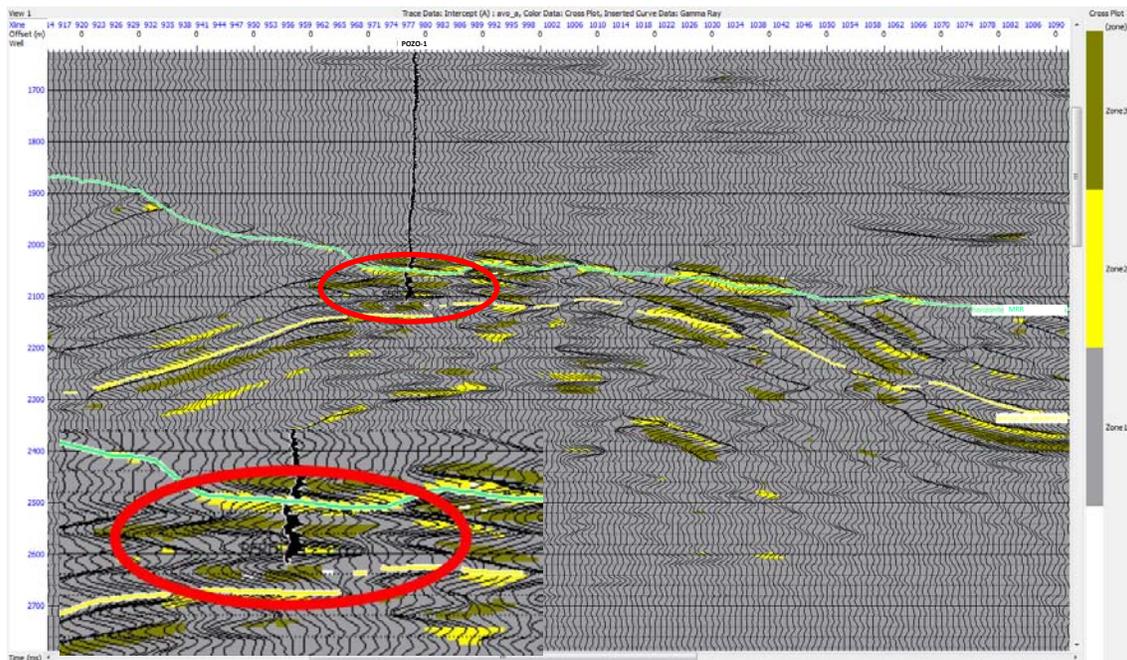
Tomando como referencia la marca geológica del Eoceno Medio y eligiendo para el análisis una ventana centrada en el horizonte con un intervalo de 400 ms. Se realizó un *crossplot* de intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente (G) sobre la *in-line* 2370 para analizar el comportamiento de la sísmica sobre el Pozo-1 (en los intervalos estudiados).

Las amplitudes sísmicas tienen una tendencia general representada por una recta de pendiente negativa de acuerdo a la teoría presentada por Foster 1999 (imagen 4.18), que cruza por el origen de coordenadas y que indica, de acuerdo a la teoría de Zoeppritz, la relación normal (*background*) de velocidades sísmicas.

Por otra parte, (según la teoría de Biot-Gassmann), es posible determinar aquellas amplitudes que representan litologías que tienen en sus poros fluidos de alta compresibilidad, mediante rectas paralelas a la recta de tendencia normal, la ordenada al origen corresponde a los hidrocarburos presentes en los intervalos productores (anomalías de hidrocarburo), ello debido al cambio en la relación  $V_p/V_s$  del medio y con lo cual se determinan zonas de anomalías sísmicas, con traza intercepto y gradiente, que están dentro del umbral anómalo (Imagen 4.19).

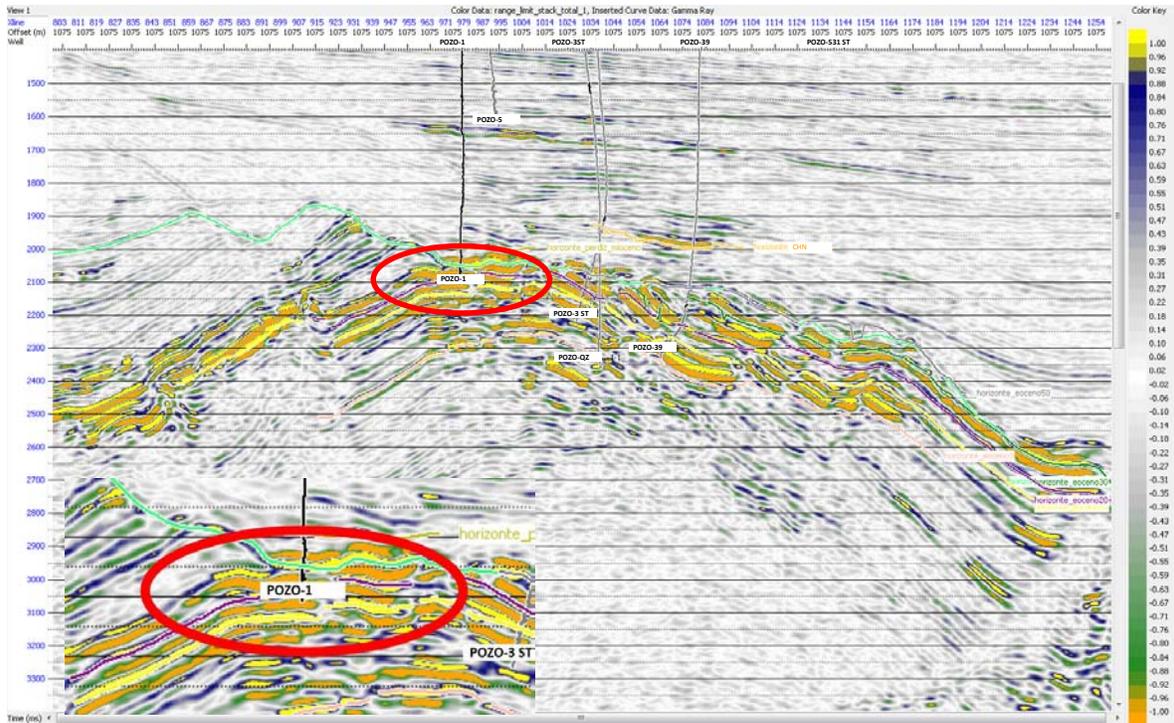


**Imagen 4.18,** Crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) sobre la In-line 2370.

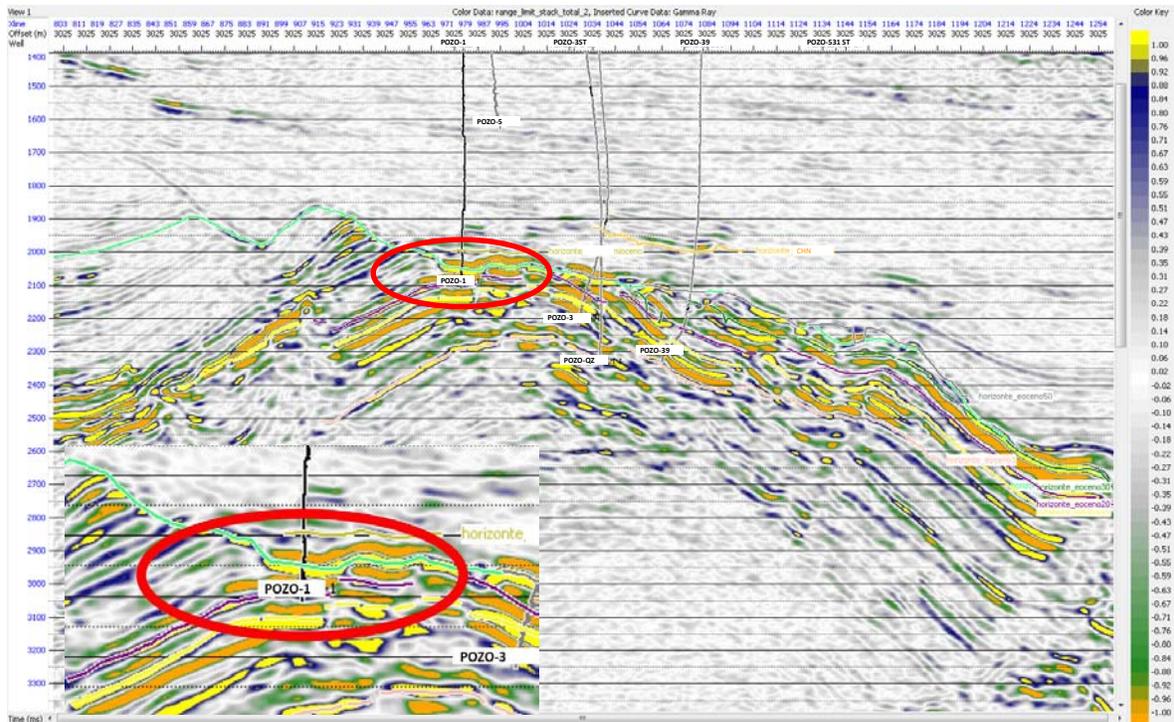


**Imagen 4.19,** Sección sísmica del crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) sobre la in-line 2370.

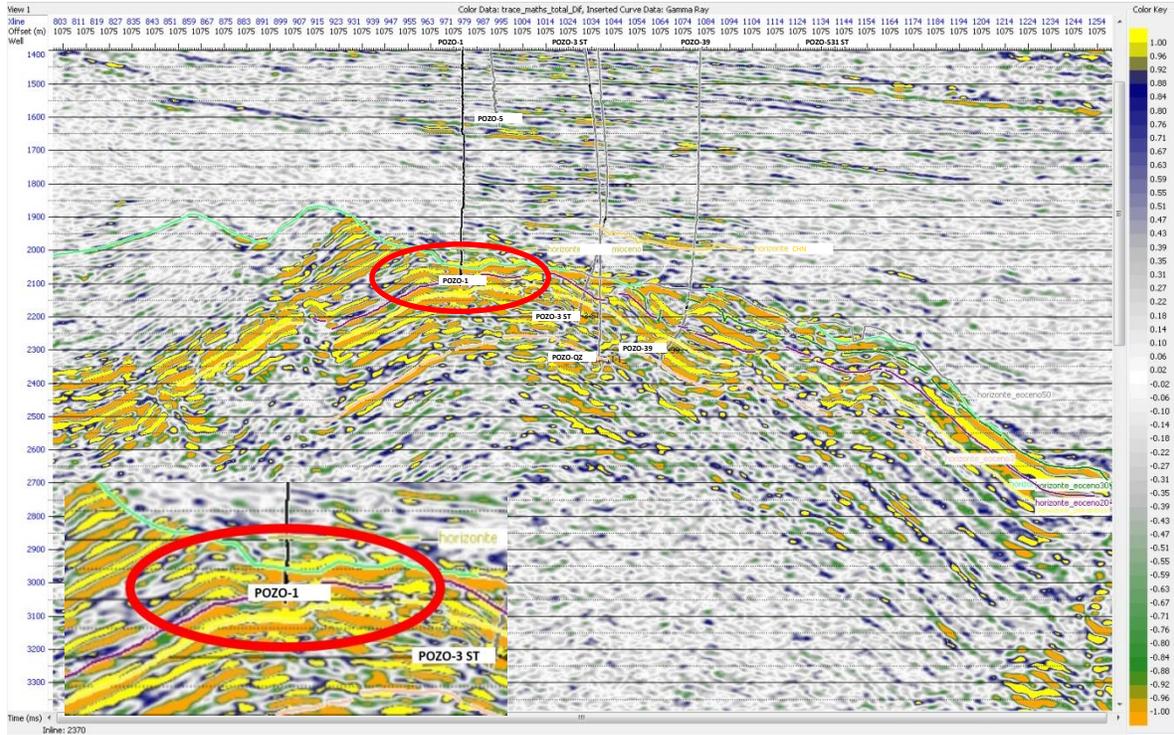
Posteriormente, se obtienen secciones sísmicas con los atributos de apilamiento de trazas cercanas (hasta los 1075 m), apilamiento de trazas lejanas (a partir de los 1075 m hasta los 3025 m) y la diferencia de ambos para conocer la respuesta de la amplitud sísmica a diferentes *offset's*, dicho comportamiento se ilustra en las imágenes 4.20, 4.21 y 4.22 respectivamente.



*Imagen 4.20, Sección sísmica del apilamiento de trazas cercanas sobre la in-line 2370.*

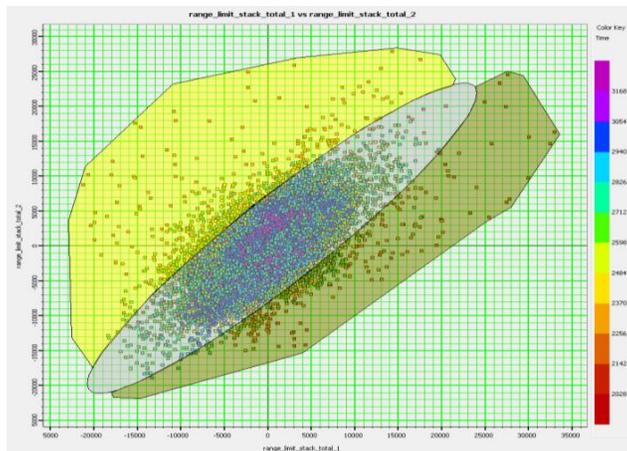


*Imagen 4.21, Sección sísmica del apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2370.*

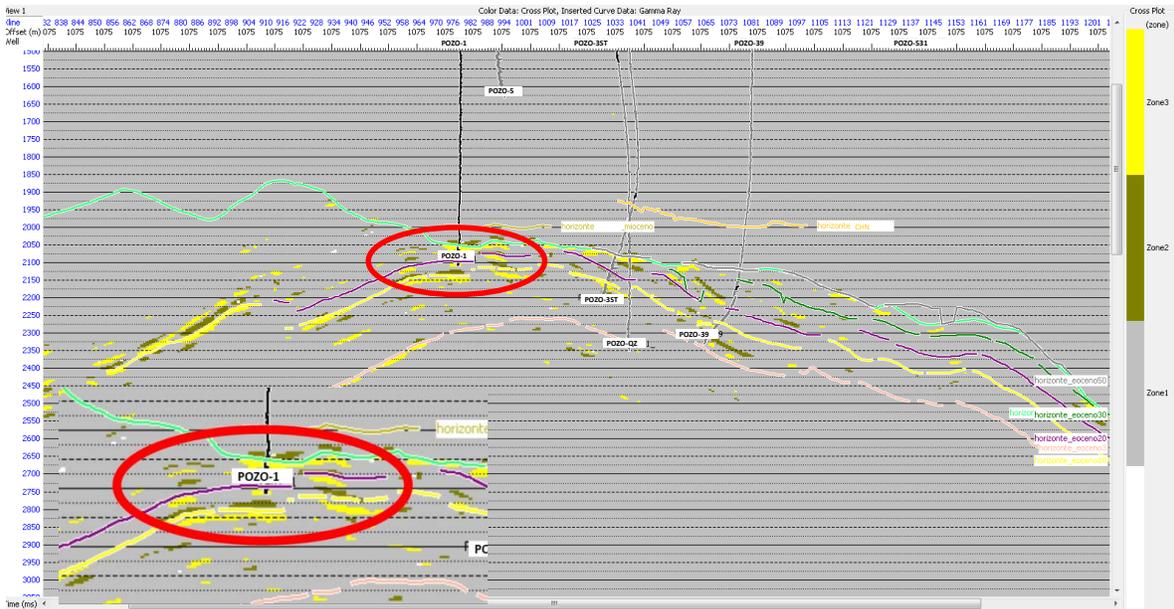


**Imagen 4.22,** Sección sísmica de la diferencia entre el apilamiento de trazas cercanas y el apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2370.

Un análisis que resulta de gran ayuda para identificar zonas de interés es por medio de un *crossplot*. Tal cual fue hecho anteriormente con los atributos de intercepto y gradiente, se realiza, pero ahora con la información resultante del apilamiento de trazas cercanas y lejanas (*Imagen 4.23*), lo cual fue descrito con anterioridad y produce un enfoque con mayor determinación del área de incompresibilidad anómala, dicho enfoque se puede observar en la sección sísmica presentada en la *Imagen 4.24*, en donde se resaltan zonas de interés.



**Imagen 4.23,** Crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2370.



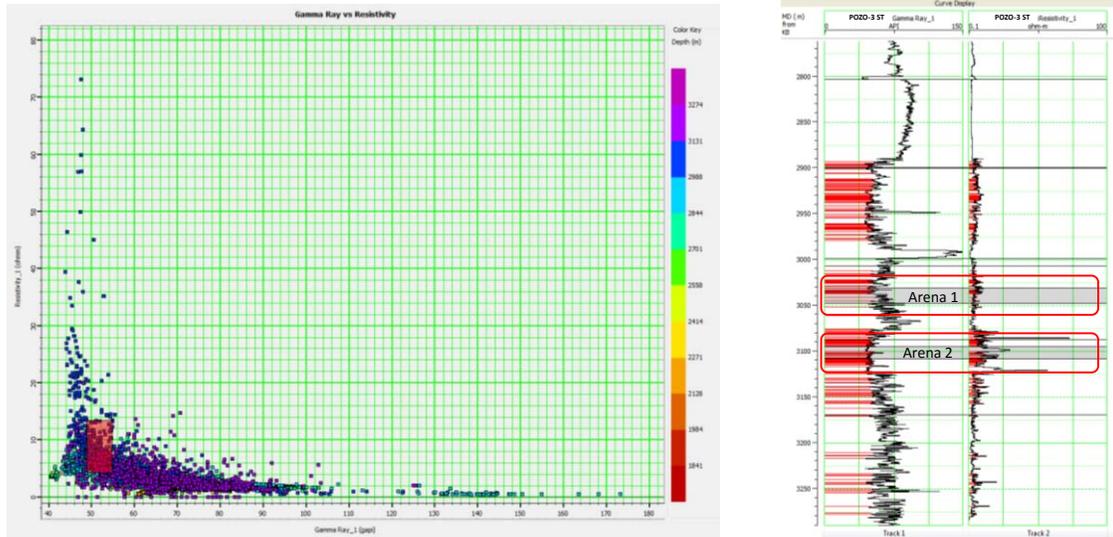
**Imagen 4.24.** Sección sísmica del crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2370.

### POZO 3-ST

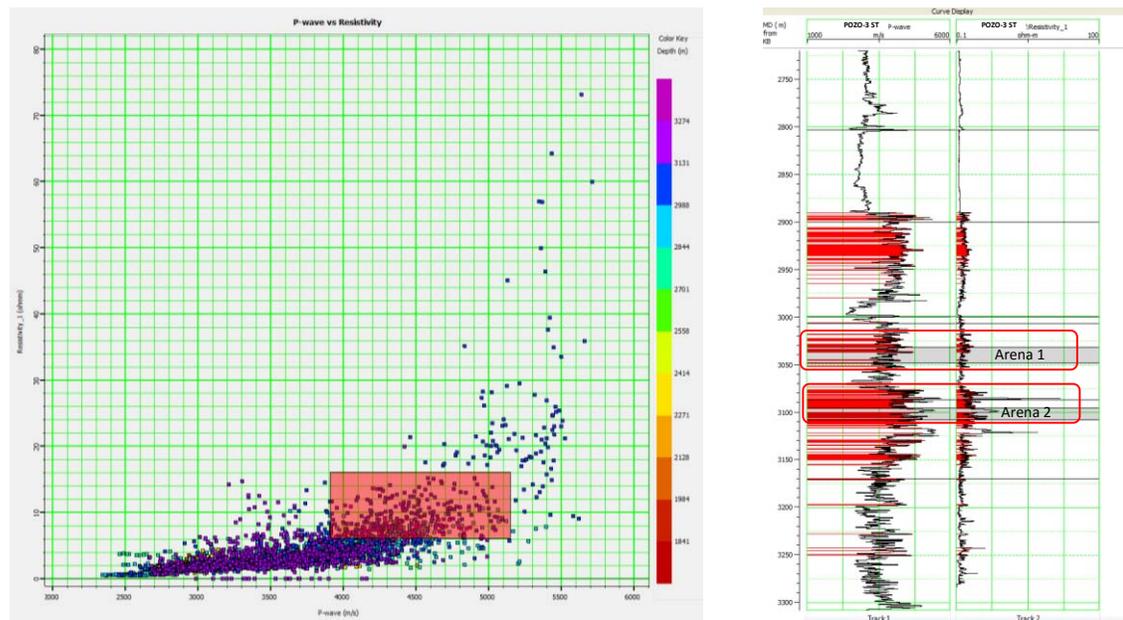
El análisis de factibilidad será complementado con el estudio del pozo 3-ST, un pozo desviado que presenta la mayor producción del campo. Los intervalos productores en el Pozo 3-ST son de 3070 m a 3101 m y de 3,023 m a 3,038 m, en los cuales se aplicó la tecnología de atributos sísmicos de *offset* variable.

Homológamente a lo realizado para el Pozo 1, se analizan las condiciones de la información realizando *crossplot* para diferentes registros del pozo 3-ST. En las imágenes 4.25 y 4.26 se muestran los resultados para un *crossplot* entre los registros de Rayos Gamma vs Resistividad, y el Sónico vs Resistividad, en donde es posible apreciar que en las zonas marcadas como productoras (intervalos color gris en los registros de las imágenes 4.25 y 4.26) los valores que corresponden a arenas que presentan magnitudes bajas en Rayos Gamma y altas en resistividad y velocidad de onda P. Dichas zonas son iluminadas de color rojo tanto en el *crossplot* como en sus correspondientes registros.

La curva del sónico alcanza valores de hasta 3,000 m/s, lo cual indica la presencia de roca con alta impedancia acústica y en relación a la sísmica se presume polaridad positiva en la señal sísmica para los intervalos en estudio

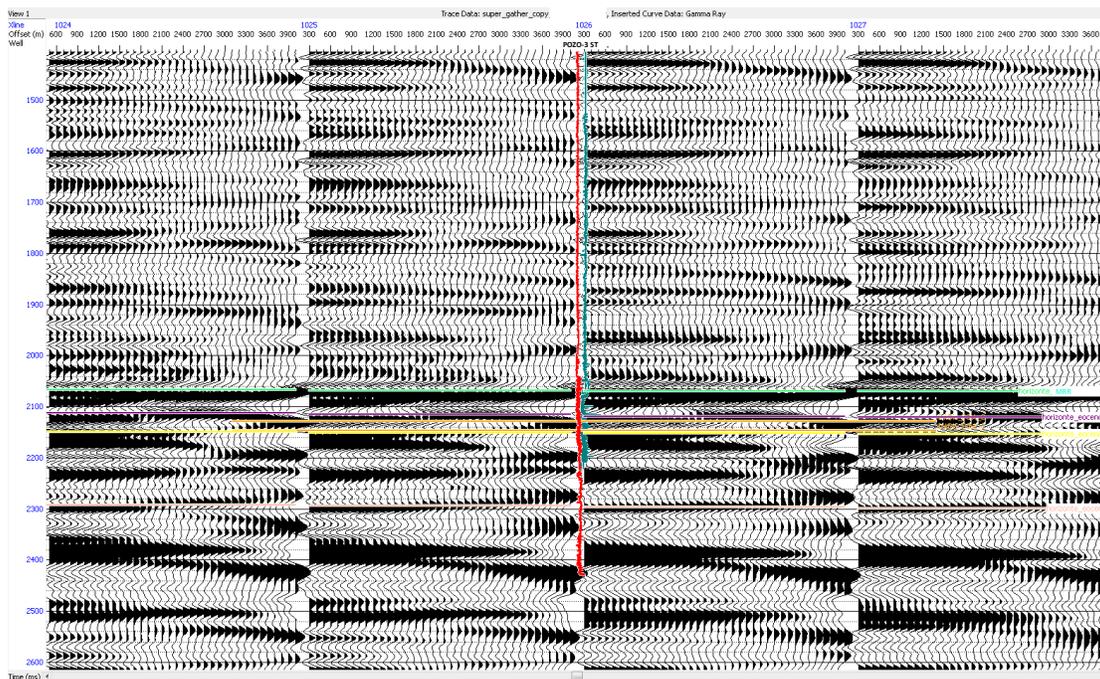


**Imagen 4.25.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Crossplot entre el registro Rayos Gamma y Resistividad, registros con los intervalos de producción (color rojo), Rayos Gamma y resistividad. Pozo 3-ST.



**Imagen 4.26.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Crossplot entre el registro Sónico y el de Resistividad, registros con los intervalos de producción (color rojo) del sónico y de resistividad. Pozo 3-ST.

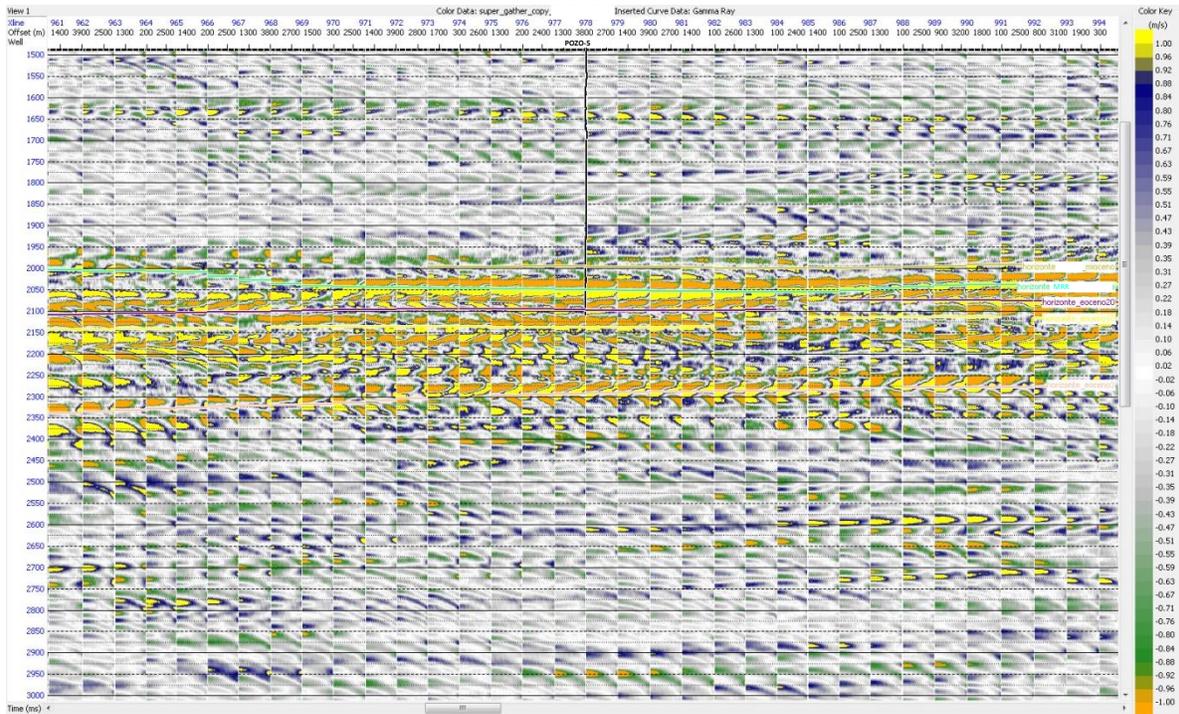
Los *gathers* sísmicos analizados corresponden a la *In-line* 2361, cuentan con dos intervalos de interés marcados en color naranja (Imagen 4.27) en los cuales se verificó que la señal respondiera correctamente a un estudio de AVO, ambos intervalos se ubican sobre las trazas con polaridad positiva, es decir, que el medio presenta valores de impedancia acústica mayores que el medio inmediato anterior.



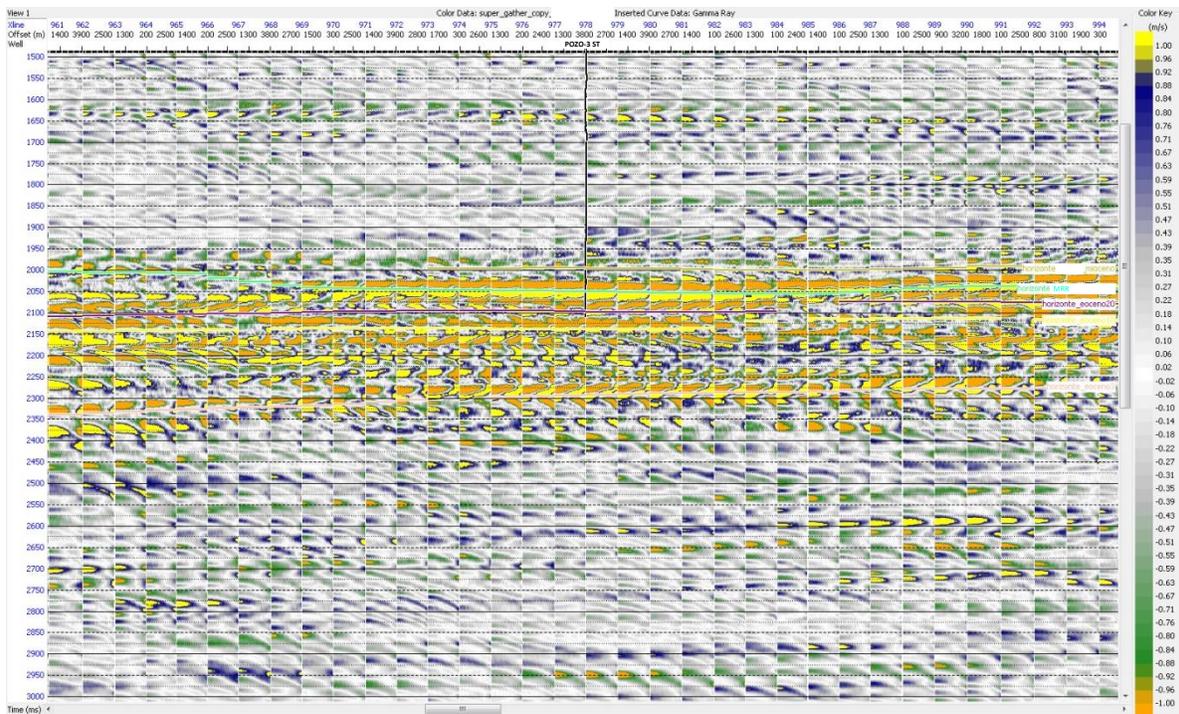
**Imagen 4.27,** *Gathers* sísmicos sobre la *In-line* 2361, donde se ubica el pozo Pozo 3-ST.

El estudio del *gather* sísmico implica también una observación general de su comportamiento, a tal grado que nos permita visualizar las dimensiones en las que se obtiene respuesta del AVO.

Lo anterior es ilustrado en las imágenes 4.28 y 4.29. La primera nos presenta los *gathers* en dirección *in-line* limitados debido a una respuesta sísmica similar por las *cross-line* 1,013 y 1,035. Por su parte en la imagen 4.29 el límite está acotado por las líneas *In-line* 2350 y 2364.



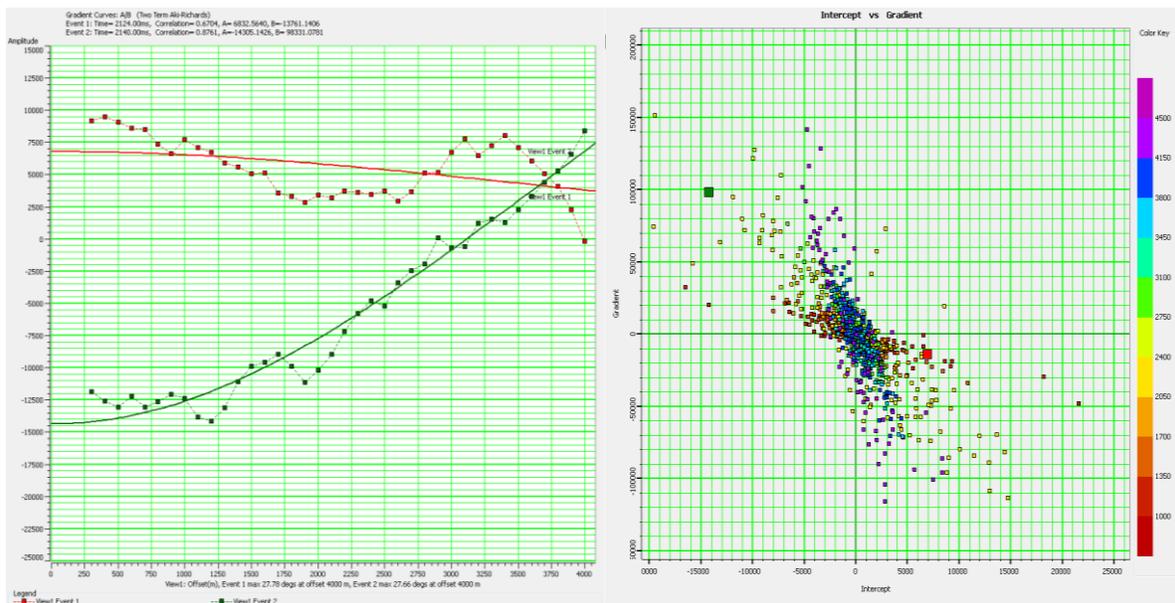
**Imagen 4.28,** Gathers sísmicos sobre la In-line 2361, donde se ubica el pozo Pozo 3-ST.



**Imagen 4.29,** Gathers sísmicos sobre la cross-line 1026, donde se ubica el pozo Pozo 3-ST.

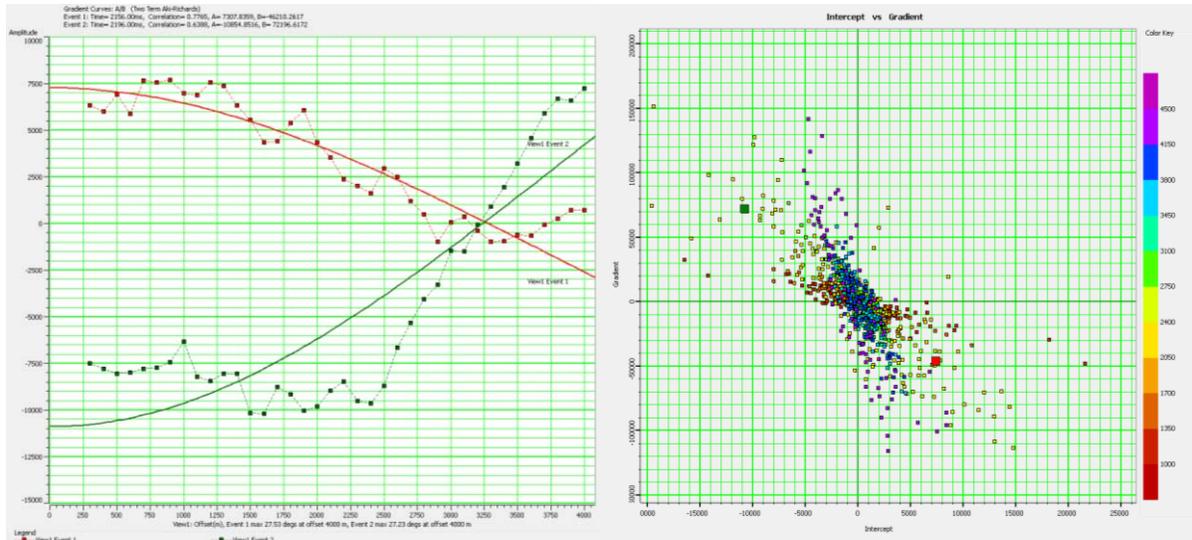
El análisis de la amplitud con respecto al *offset* para los intervalos de interés en el Pozo3-ST es posible observarlo en las imágenes 4.30 y 4.31. El primer intervalo a estudiar presenta una gran amplitud de +7,000 en la entrada de la reflexión con polaridad positiva pero un comportamiento débil en el gradiente, por lo tanto, en el *crossplot* el evento se posiciona cerca del *background* pero conservando las características de una anomalía de incompresibilidad (fuera del *background*).

En conclusión, el primer intervalo analizado (*Imagen 4.30*) corresponde a una anomalía de incompresibilidad de clase 1 en la cima (polaridad positiva con decremento en amplitud con aumento en el *offset*) según la clasificación proporcionada por Castagna y Swan en 1997.



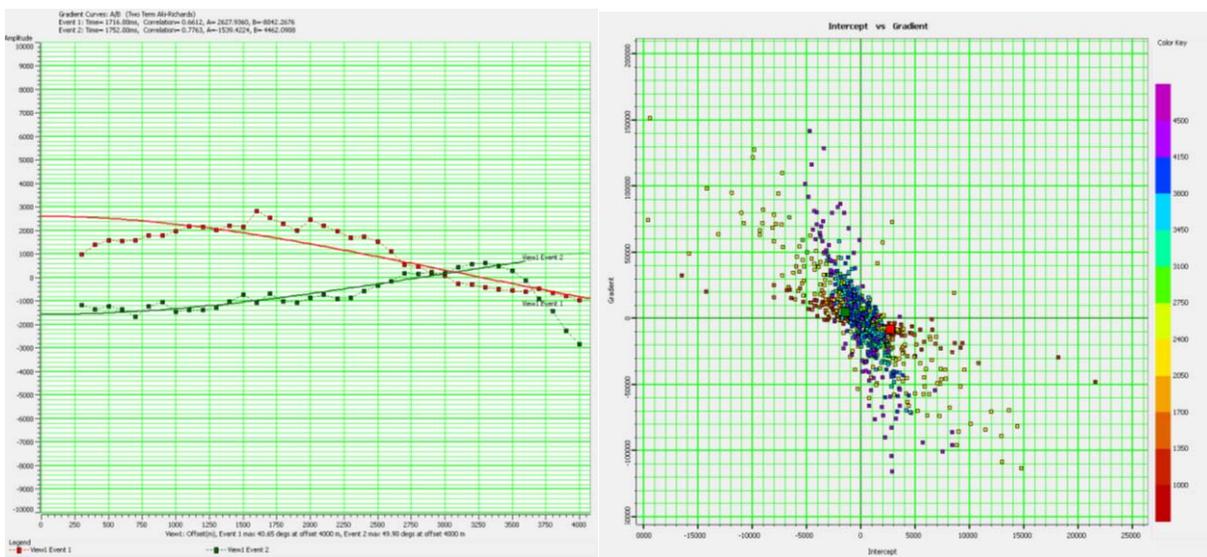
**Imagen 4.30.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2,129 m (curva color rojo) a 2,134 m (curva color verde) del pozo 3-ST, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2,129 m (punto rojo) a 2,134 m (punto verde) del pozo 3-ST.

El segundo intervalo de interés (*Imagen 4.31*) cuenta con un valor de +7,000 unidades de la amplitud a *offset* cero (intercepto) con un gradiente negativo de gran intensidad, con lo cual es clasificada la anomalía correspondiente a la cima como anomalía de tipo 1 según la clasificación de Castagna y Swan 1997.



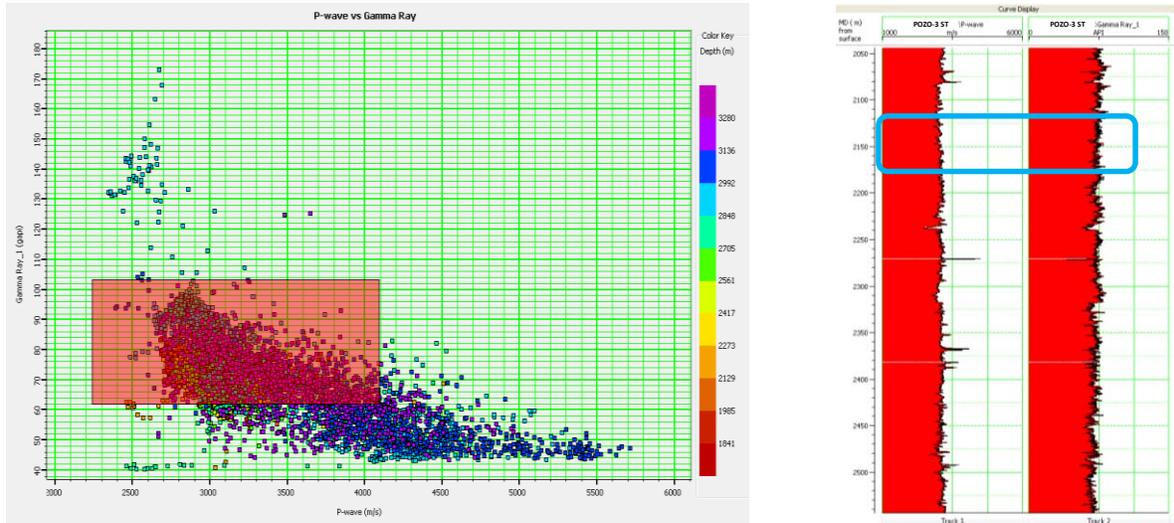
**Imagen 4.31.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2,149 m (curva color rojo) a 2,155 m (curva color verde) del pozo 3-ST, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2,149 m (punto rojo) a 2,155 m (punto verde) del pozo 3-ST.

Otro punto interesante de estudiar es el comportamiento de la señal para una zona de arcillas sobre el pozo 3-ST, observado en la *Imagen 4.32*, el intervalo estudiado fue entre los 2,127m y los 2,176 m de profundidad, donde la señal alcanza una amplitud de +2,600 lo cual posiciona al evento sísmico dentro del *background* en el *crossplot* intercepto vs gradiente.



**Imagen 4.32.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Gráfica Amplitud vs Offset del intervalo 2,127 m (curva color rojo) a 2,176 m (curva color verde) del pozo 3-ST, Crossplot Intercepto vs Gradiente para el intervalo de 2,127 m (punto rojo) a 2,176 m (punto verde) de la zona de arcillas del pozo 3-ST.

Con respecto a los registros geofísicos de pozo se realizó un *crossplot* entre el registro sísmico y Rayos Gamma para observar el comportamiento en el intervalo de arcillas (2,127 m – 2,176 m), imagen 4.33.



**Imagen 4.33.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Crossplot entre el registro sísmico ( $V_p$ ) y el Rayos Gamma, registros con los intervalos de la zona arcillosa (color rojo) del sísmico y de Rayos Gamma. Pozo3-ST.

Las secciones sísmicas ilustradas a continuación presentan anomalías sísmicas que cumplen con el mismo objetivo que las presentadas para el Pozo 1, el cual es iluminar zonas de incompresibilidad anómala en los intervalos analizados que son aquellos en los que se infiere presencia de hidrocarburos.

Por lo tanto, las imágenes obtenidas son del atributo de gradiente (*Imagen 4.34*), intercepto (*Imagen 4.35*), un *crossplot* de gradiente vs intercepto (*Imagen 4.36 y 4.37*), apilamiento de trazas cercanas (*Imagen 4.38*), apilamiento de trazas lejanas (*Imagen 4.39*), la diferencia de estas últimas (*Imagen 4.42*) y el *crossplot* del apilamiento de trazas cercanas vs el apilamiento de trazas lejanas (*Imagen 4.41*) para el pozo 3-ST.

Cada una de estas secciones cumple con el objetivo planteado para el AVO, que es determinar zonas de incompresibilidad anómala con la intención de ubicar zonas de interés económico. Según el objetivo planteado en la tesis, los resultados del pozo 3ST (pozo productor) muestran claramente que el AVO es una técnica eficiente para la determinación de hidrocarburos, y tal comportamiento se comprueba en las secciones presentadas a continuación:

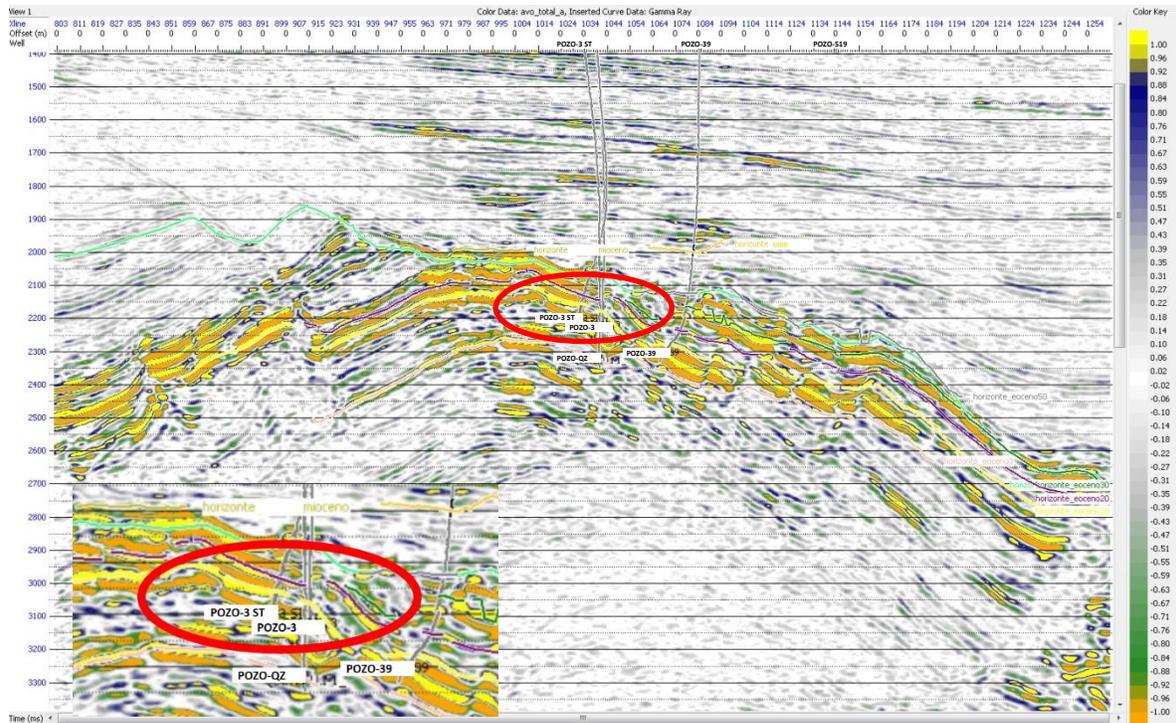


Imagen 4.34, Sección sísmica del atributo de Intercepto ( $R_p$ ) sobre la in-line 2361.

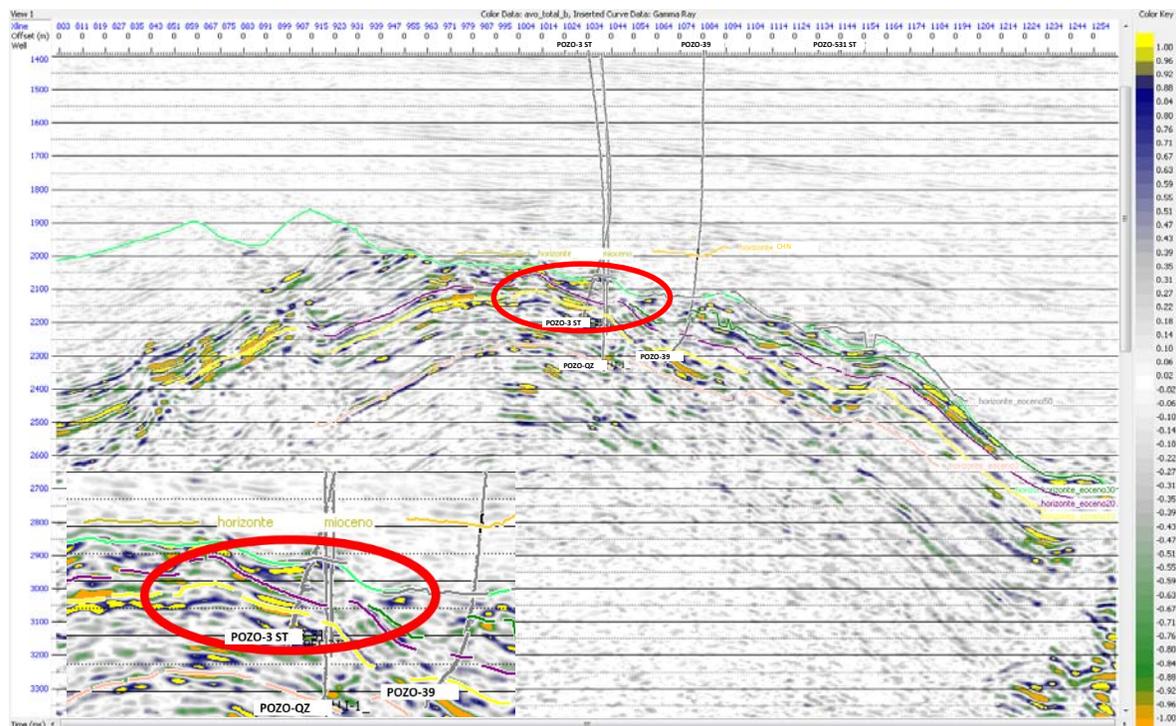


Imagen 4.35, Sección sísmica del atributo de Gradiente ( $G$ ) sobre la in-line 2361.

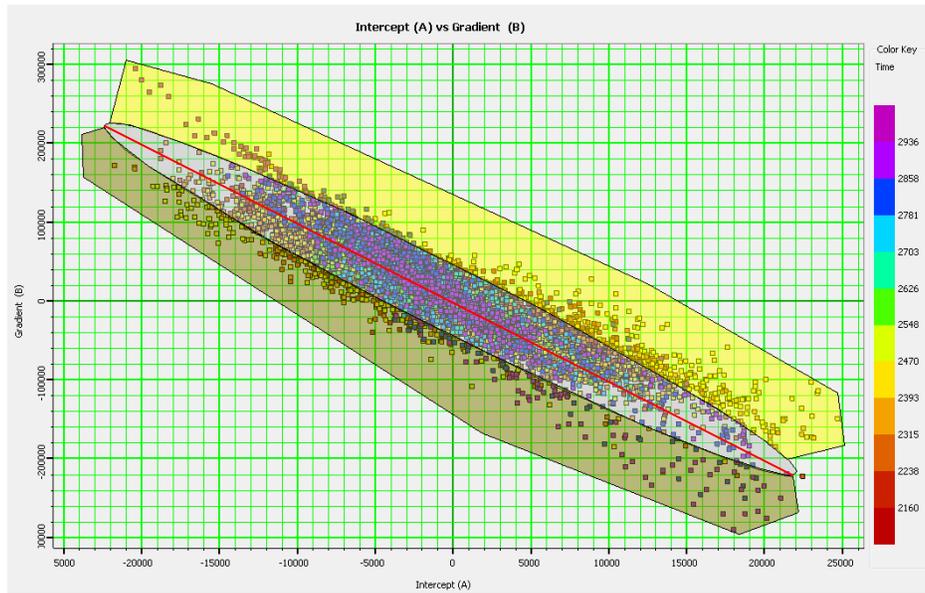


Imagen 4.36, Crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) para la In-line 2361.

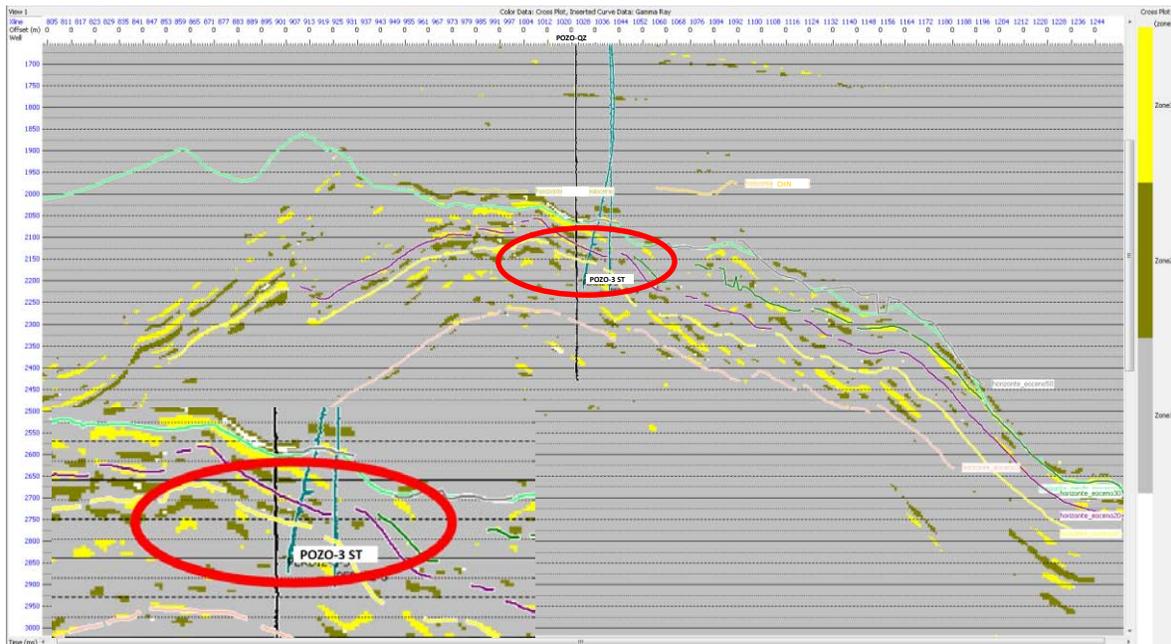
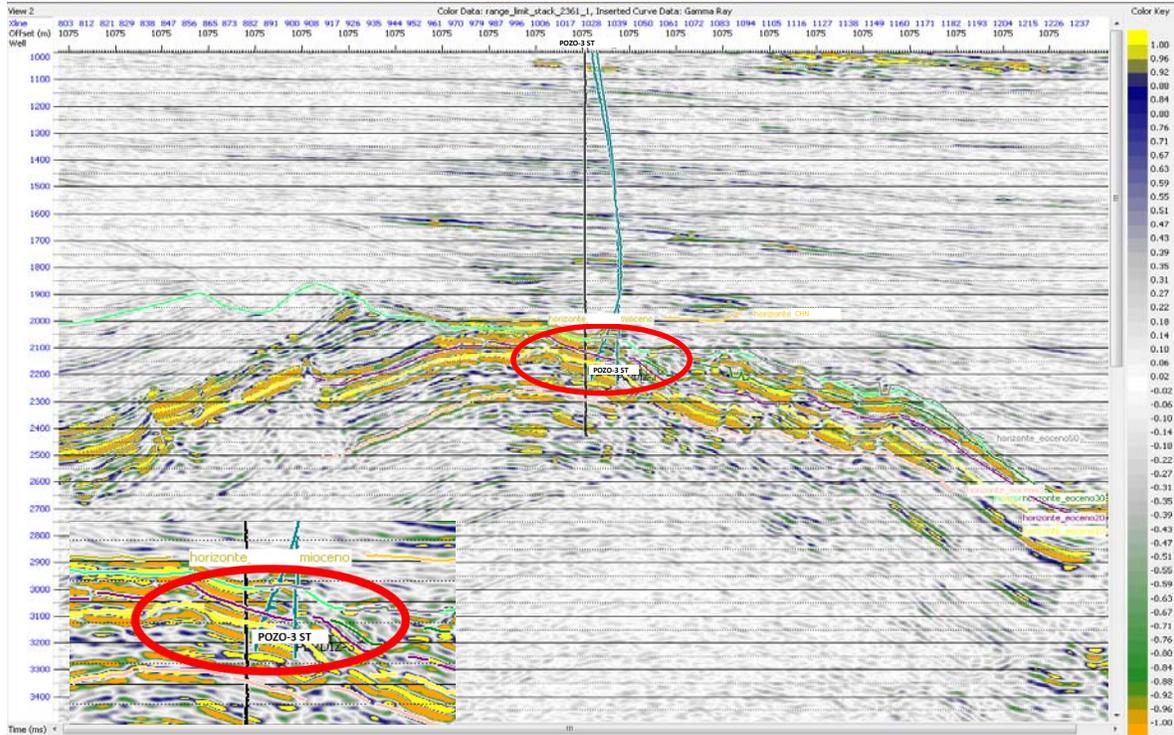
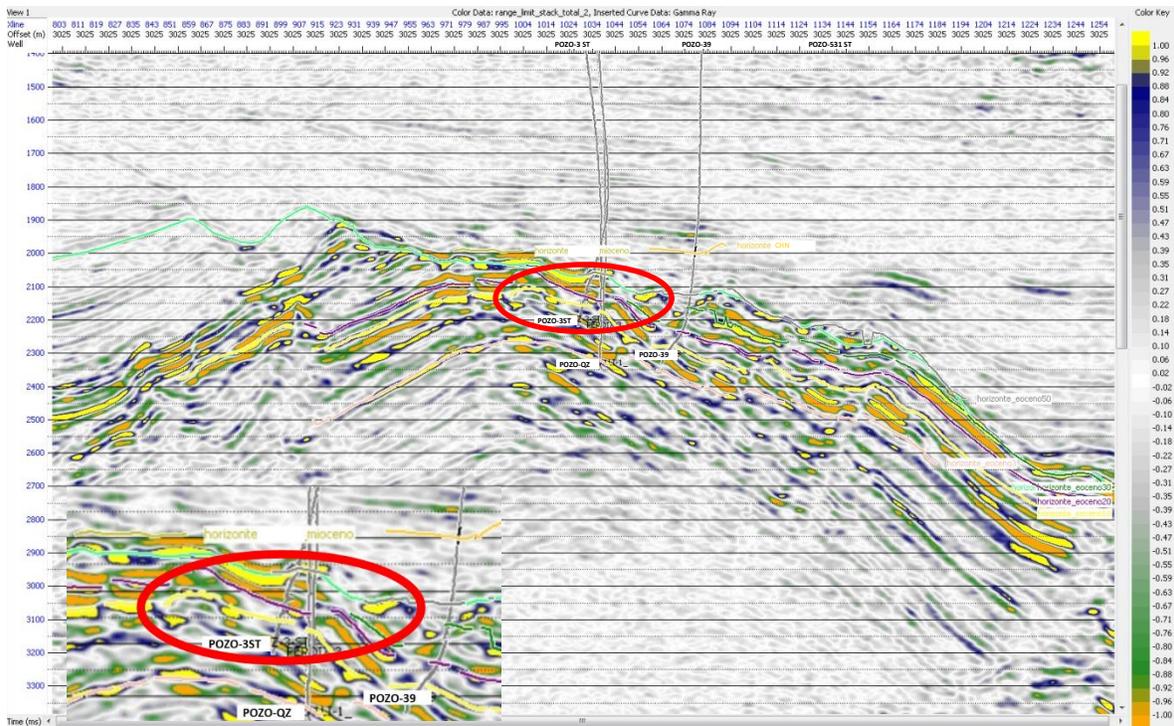


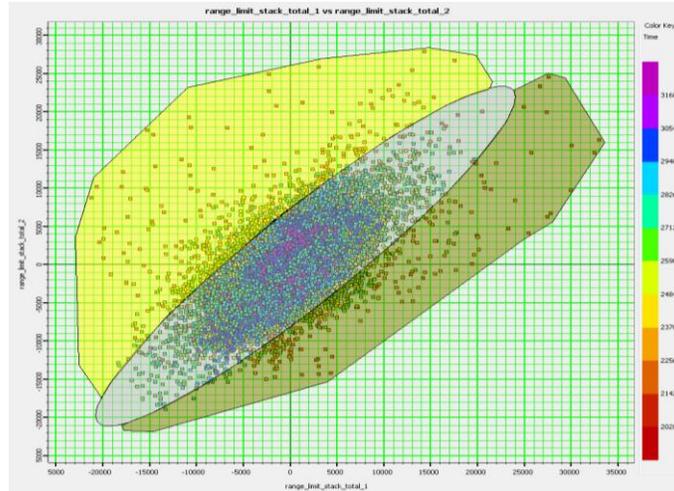
Imagen 4.37, Sección sísmica del crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) para la In-line 2361.



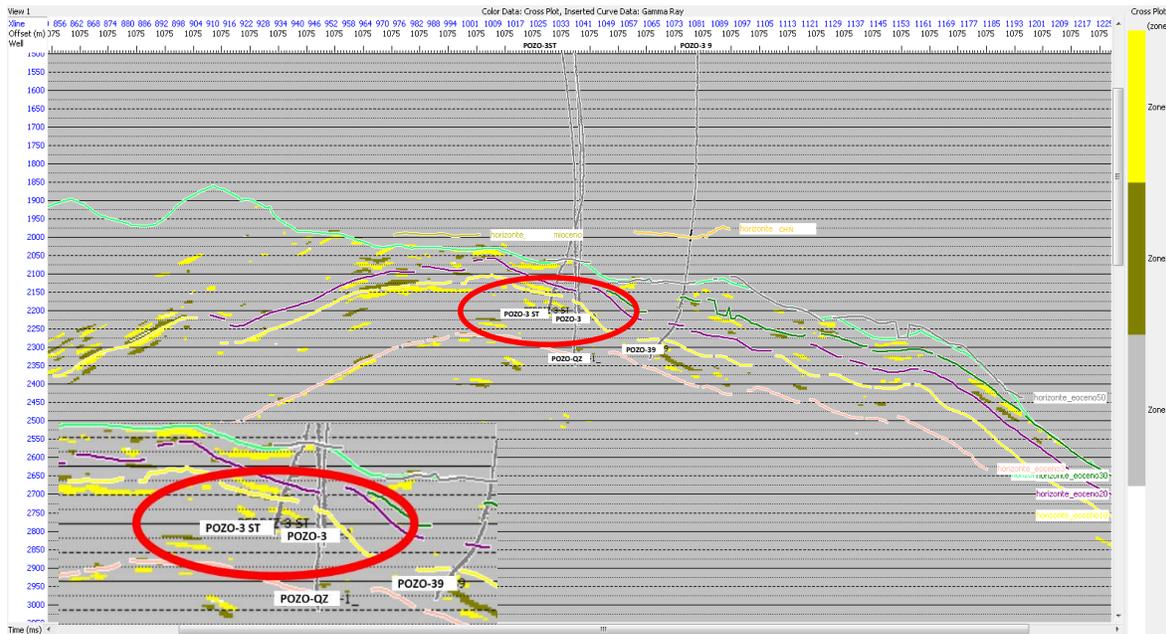
**Imagen 4.38, Sección sísmica del apilamiento de trazas cercanas sobre la in-line 2361.**



**Imagen 4.39, Sección sísmica del apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2361.**

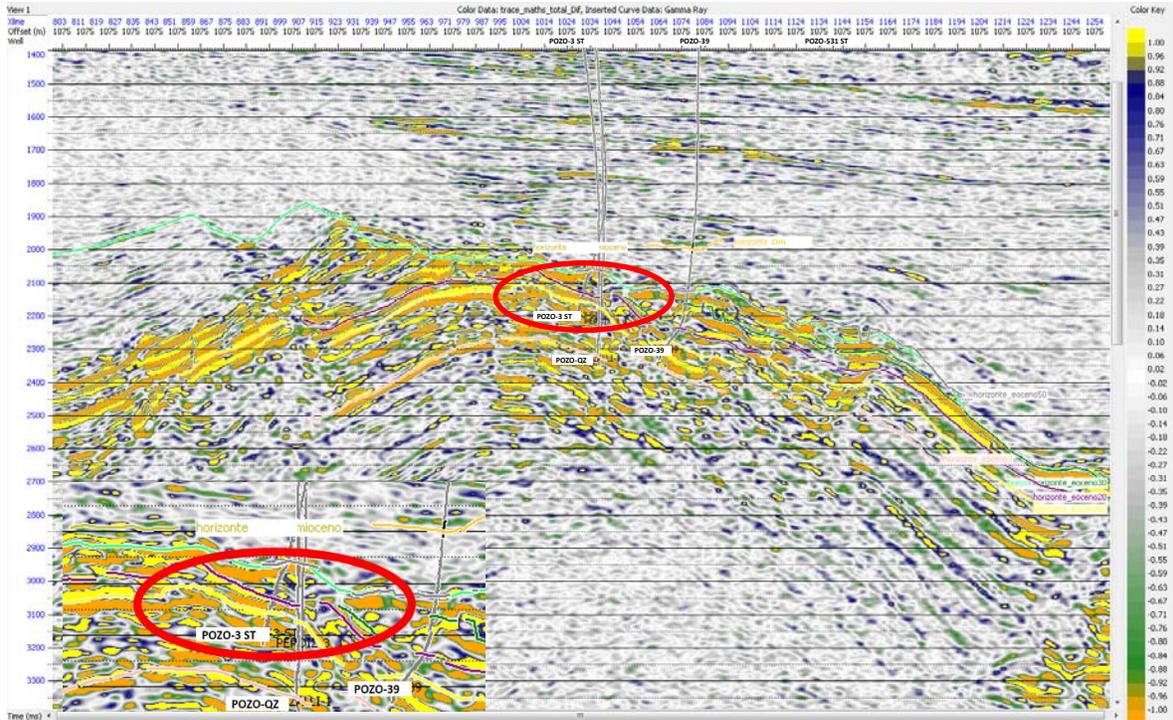


**Imagen 4.40,** Crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2361.



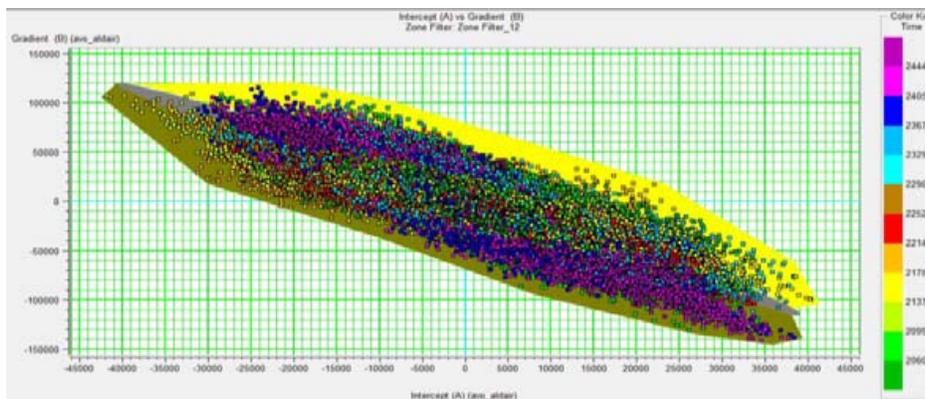
**Imagen 4.41,** Sección sísmica del crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2361.

Las Imágenes 4.40 y 4.41 son el resultado de un *crossplot* entre el apilamiento de trazas cercanas y el apilamiento de trazas lejanas. Según Foster (1999) las zonas marcadas en verde y amarillo indican las zonas de incompresibilidad anómala, las cuales son identificadas por la separación con el *background* o línea de arcillas.

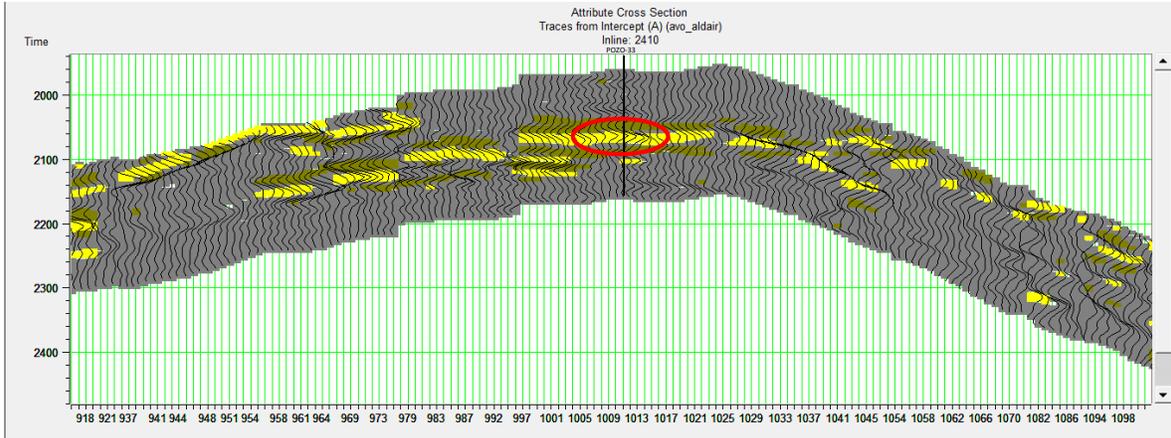


**Imagen 4.42**, Sección sísmica de la diferencia entre el apilamiento de trazas cercanas y el apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2361.

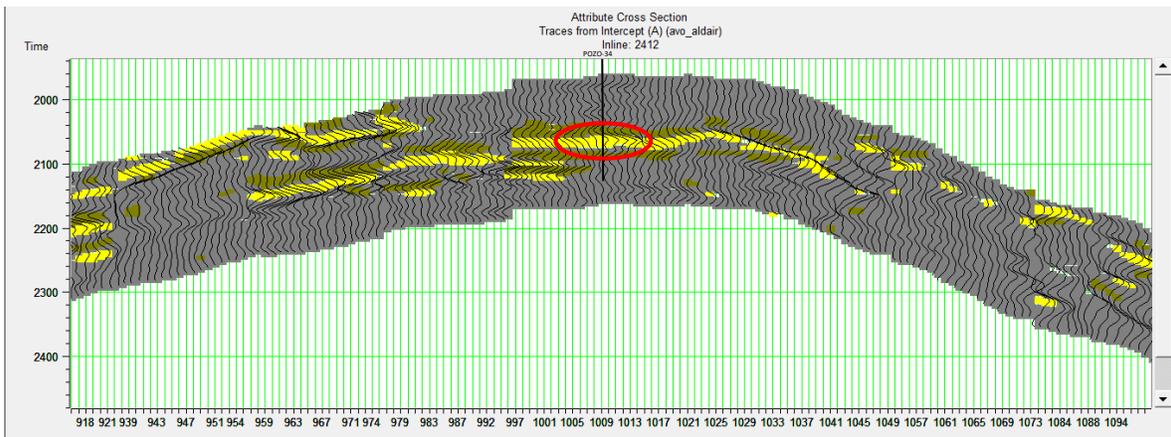
El análisis presentado con anterioridad corresponde a los pozos 1 y 3ST. Para los pozos con presencia de hidrocarburos en sus correspondientes intervalos presentados en la *Tabla 4.2* se realiza el mismo análisis, pero para cuestiones prácticas se presentan únicamente las imágenes (4.44, 4.45, 4.46, 4.47 y 4.48) de su correspondiente *Crossplot*, intercepto vs gradiente (*Imagen 4.43*), sobre la *in-line* más cercana a la zona de interés en cada pozo, todo ello para evidenciar que bajo la respuesta del AVO se presenta roca con posible contenido de hidrocarburo.



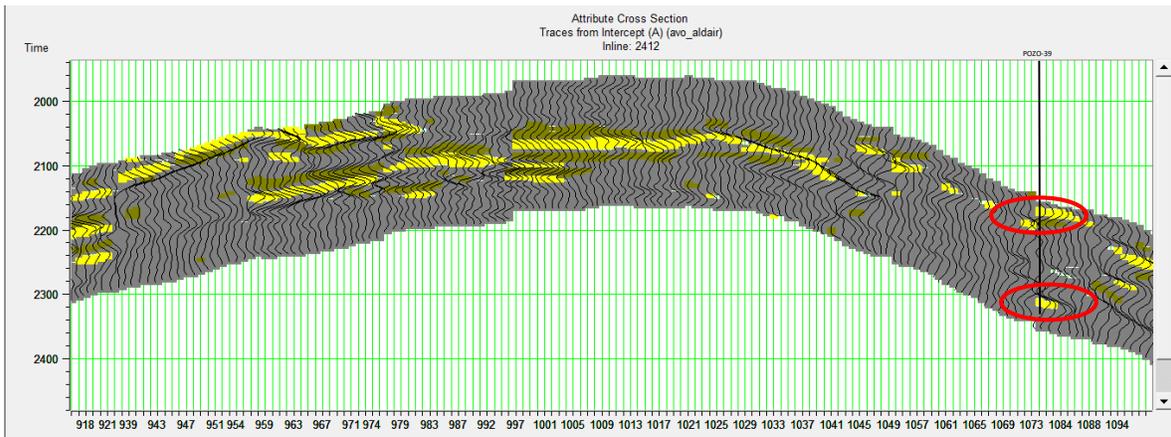
**Imagen 4.43**, Crossplot para el cubo sísmico que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



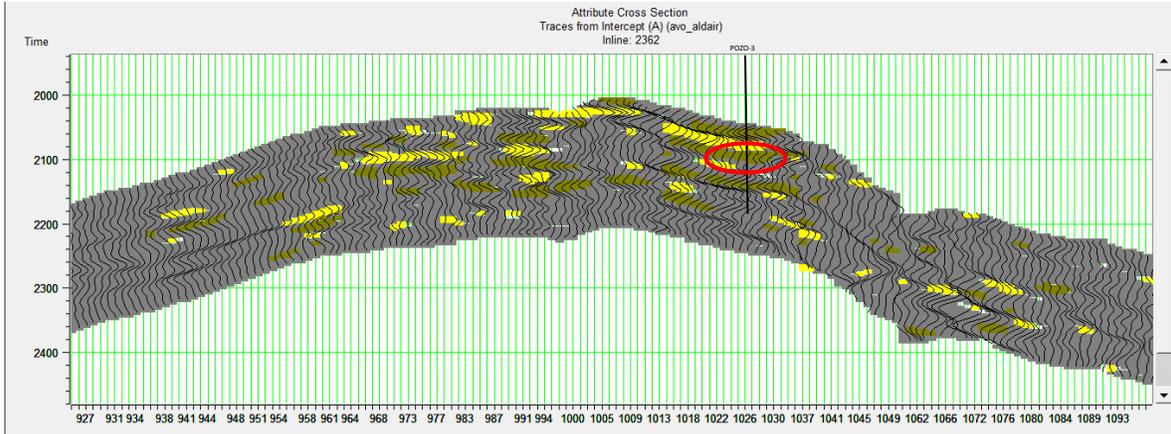
**Imagen 4.44**, sección del crossplot con una ventana de 200 ms centrada en el Eoceno 10 para Pozo 33 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



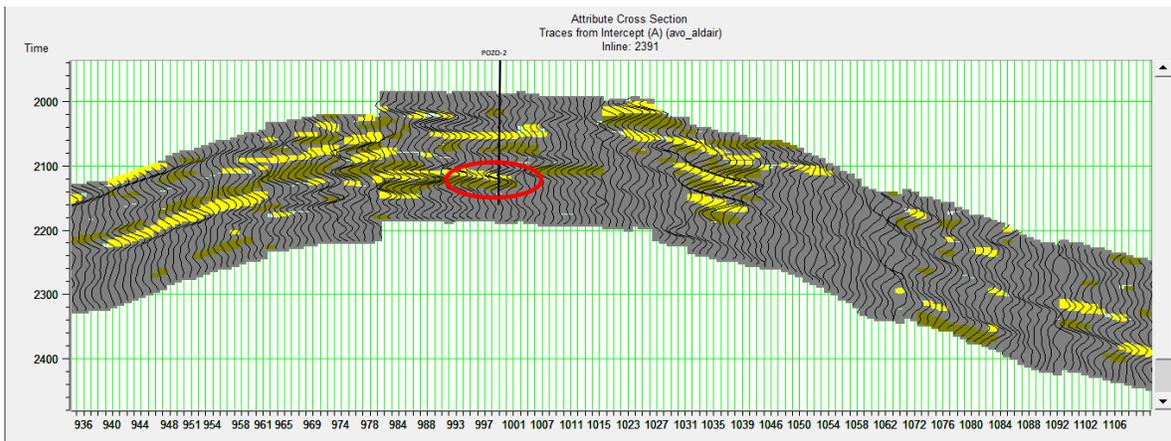
**Imagen 4.45**, sección del crossplot con una ventana de 200 ms centrada en el Eoceno 10 para Pozo 34 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



**Imagen 4.46**, sección del crossplot con una ventana de 200 ms centrada en el Eoceno 10 para Pozo 39 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



**Imagen 4.47**, sección del crossplot con una ventana de 200 ms centrada en el Eoceno 10 para Pozo 3 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



**Imagen 4.48**, sección del crossplot con una ventana de 200 ms centrada en el Eoceno 10 para Pozo 2 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.

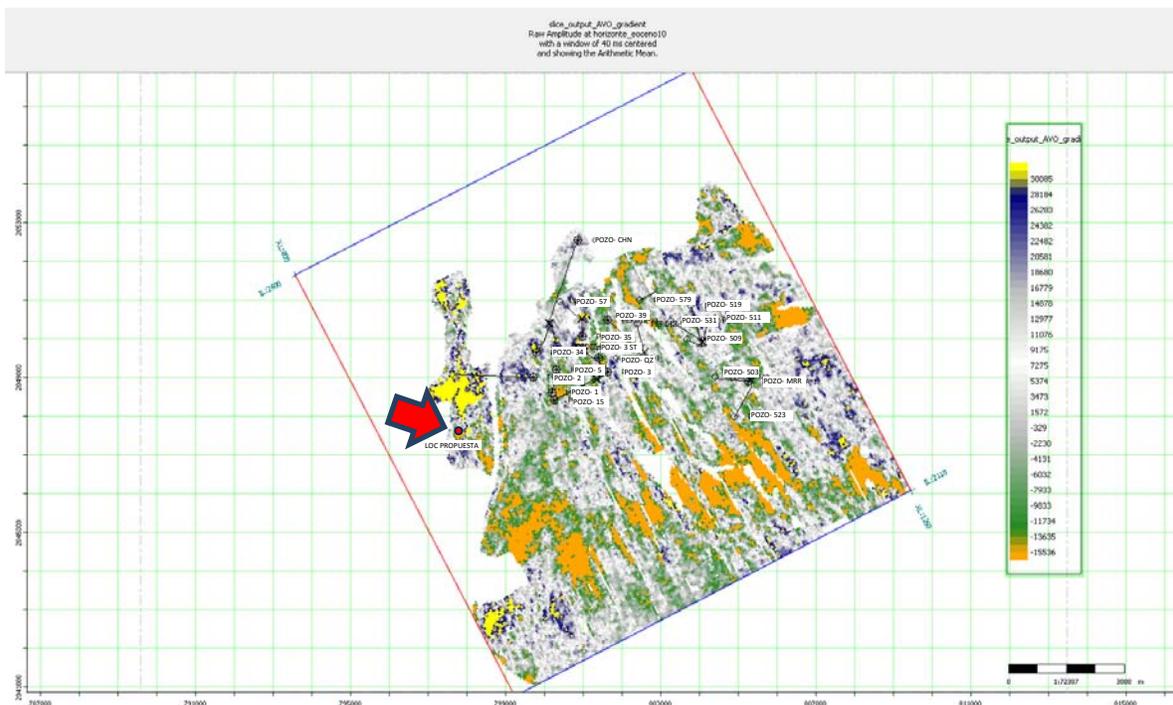
El resultado de la factibilidad de los pozos analizados fue bueno, debido a que, se demuestra que la técnica del AVO responde ante la presencia de hidrocarburos con la sísmica del cubo en estudio, con lo cual es posible aplicar los atributos asociados al AVO sobre los intervalos de interés.

#### 4.4 APLICACIÓN DE AVO

Finalmente, estudiando la factibilidad de la señal sísmica en un análisis de atributos sísmicos de AVO, la respuesta de la amplitud sobre el horizonte productor (Eoceno 10 el de mayor producción para el campo) resulta ser de gran importancia, ya que, es ahí donde es posible obtener áreas de posible producción y localizaciones con diferentes grados de certidumbre según la respuesta que se haya obtenido. Es por tal motivo que se ha aplicado la tecnología del AVO sobre el horizonte Eoceno 10 y en las imágenes 4.49, 4.50 y 4.51 es posible observar la respuesta de los atributos de gradiente, el *RMS* del gradiente y el atributo de intercepto respectivamente y verificar que en el análisis hecho sobre él, la amplitud sísmica responde para los intervalos productores en el Pozo-1.

El punto en rojo observado en cada imagen representa la localización propuesta para la perforación de un pozo con posibilidades de producción. Sobre dicha localización, posteriormente se aplica el mismo análisis empleado para el pozo 1 y 3ST.

La aplicación del Gradiente e intercepto fue realizada con una ventana en tiempo de 40 ms centrada en el horizonte objetivo, lo que corresponde a aproximadamente 120 metros centrado en el horizonte.

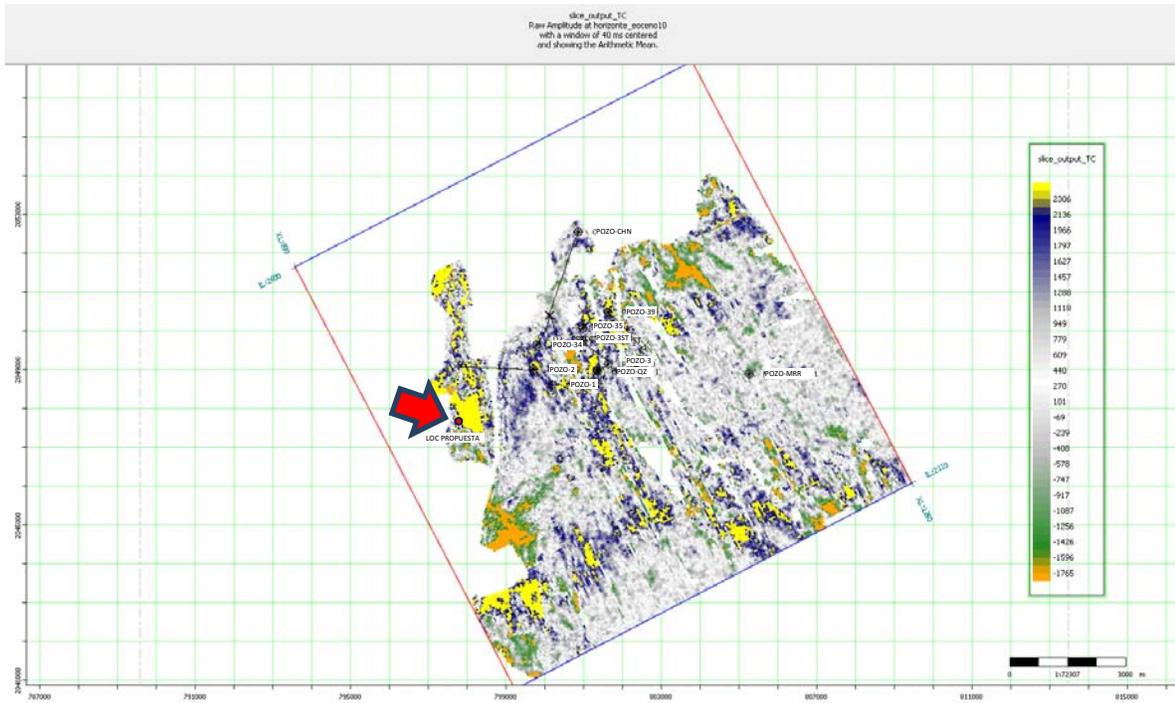


**Imagen 4.49.** Aplicación del atributo sísmico de gradiente sobre el horizonte Eoceno 10.

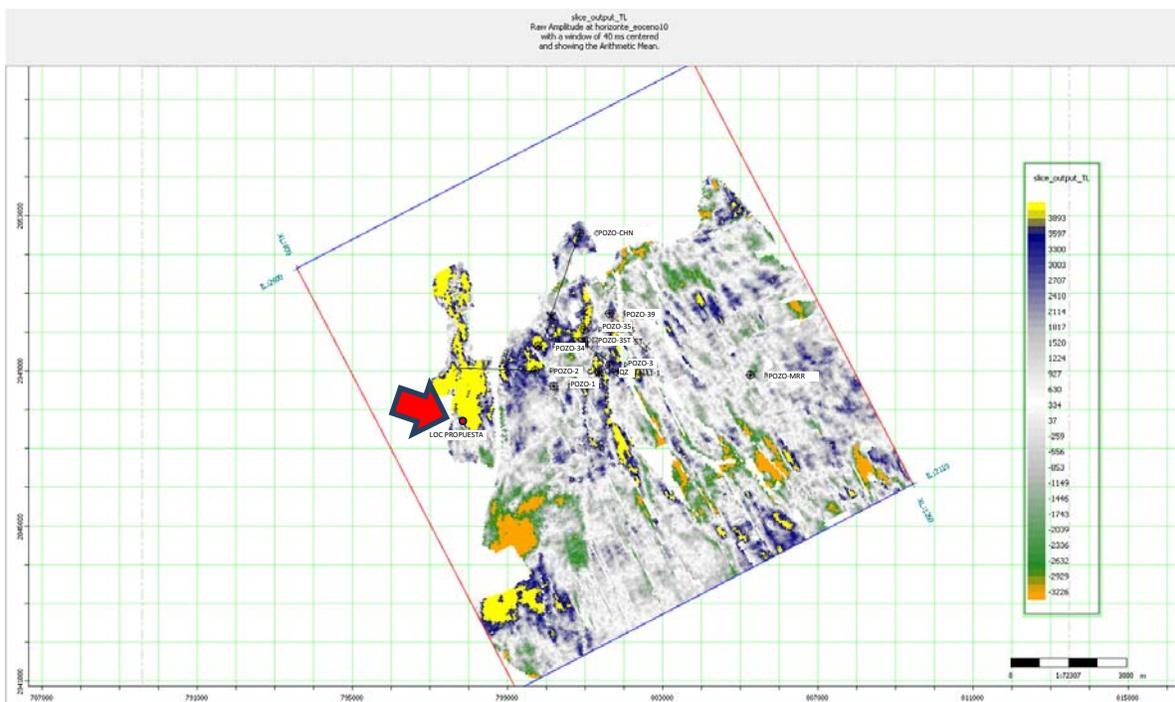




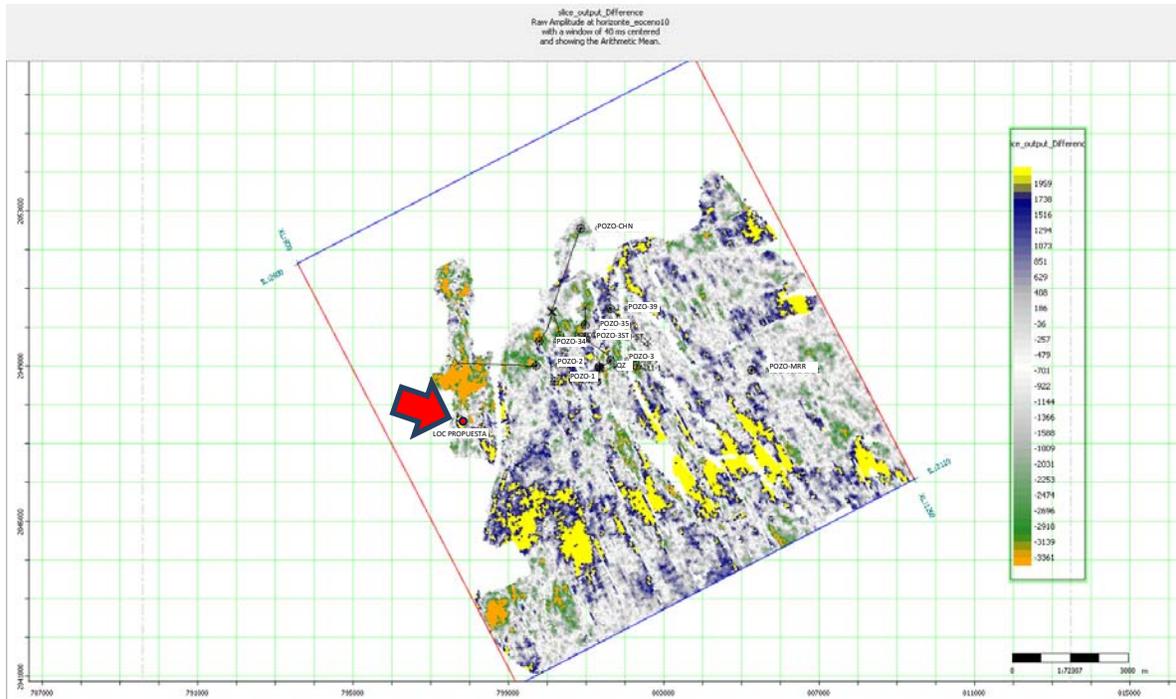
para trazas cercanas, el apilamiento para trazas lejanas, la diferencia de ambos resultados y finalmente el RMS de la diferencia.



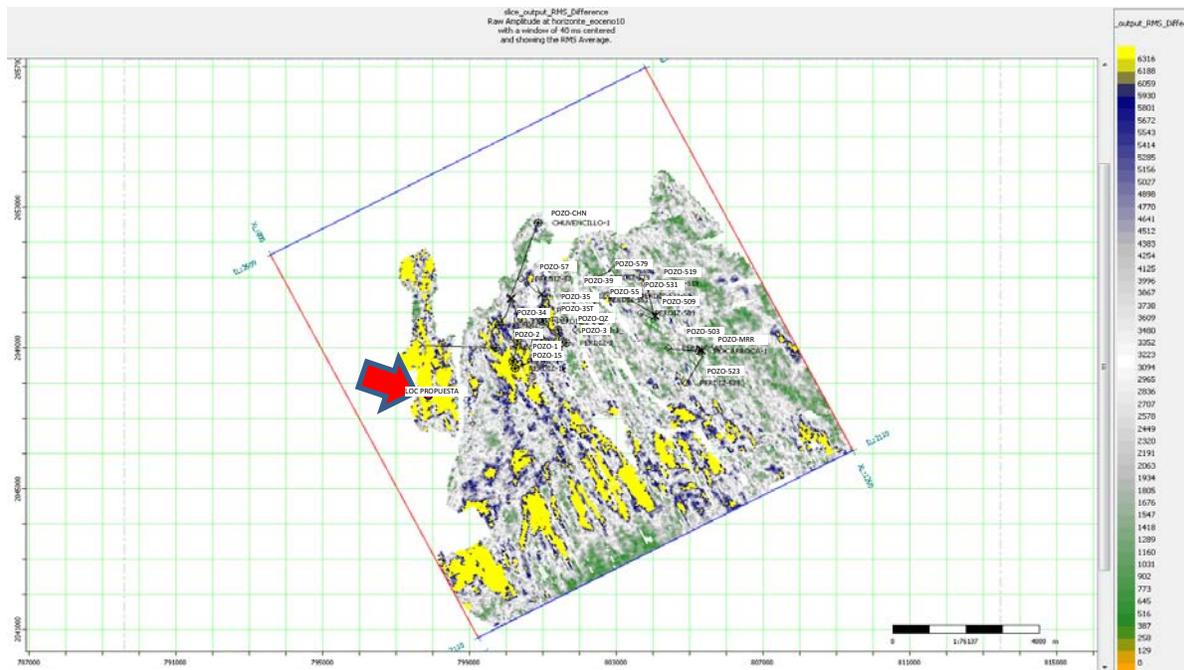
**Imagen 4.54,** Atributo sísmico del apilamiento de trazas cercanas sobre el horizonte Eoceno 10.



**Imagen 4.55,** Atributo sísmico del apilamiento de trazas lejanas sobre el horizonte Eoceno 10.



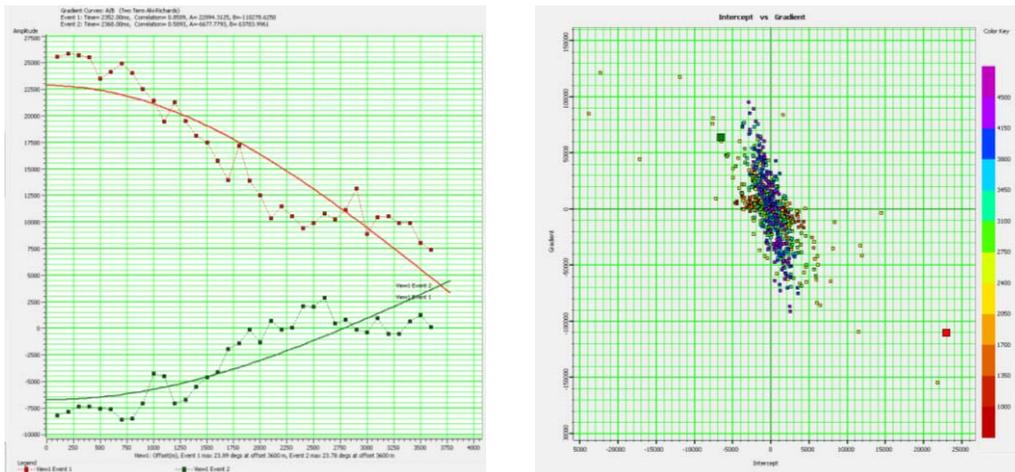
**Imagen 4.56,** Atributo sísmico de la diferencia del apilamiento de trazas cercanas y el apilamiento de trazas lejanas sobre el horizonte Eoceno 10.



**Imagen 4.57,** RMS del Atributo sísmico de diferencia sobre el horizonte Eoceno 10.

## 4.5 DISCUSIÓN DE LA LOCALIZACIÓN PROPUESTA

Una vez elegida la localización para la propuesta de un pozo, es importante verificar que la sísmica realmente responde al AVO en el intervalo que corresponde al horizonte Eoceno 10 (horizonte analizado). Dicho intervalo comprende de los 2,352 ms a los 2,381 ms, y del cual se presenta su cartesiana amplitud vs offset y su *crossplot* en la imagen 4.58. Es importante destacar que al no tener control de la profundidad se analiza la localización en milisegundos.

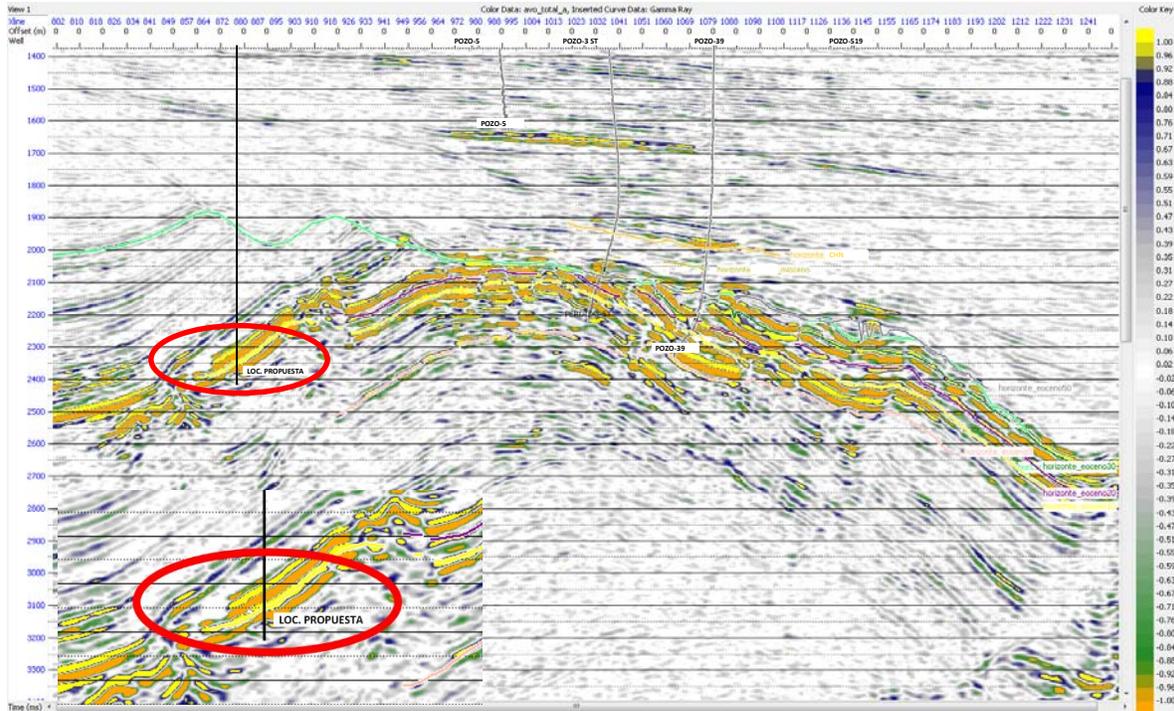


**Imagen 4.58.** La imagen queda compuesta de izquierda a derecha por: Cartesiana amplitud vs offset, *Crossplot* intercepto vs gradiente de la localización propuesta.

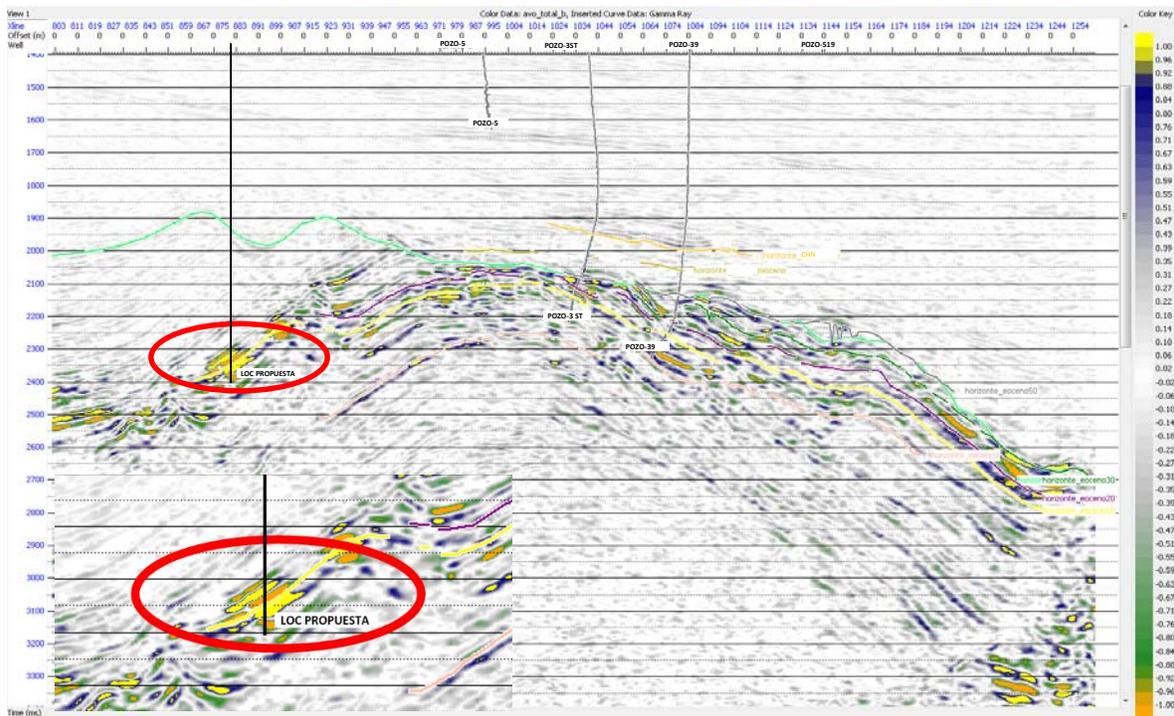
Similar a lo realizado para Pozo 1 y Pozo 3-ST se aplicó el intercepto (*Imagen 4.59*) y gradiente (*Imagen 4.60*) sobre la *In-line* 2381 que es la que corresponde a la localización propuesta.

Del mismo modo se realiza un *crossplot* intercepto vs gradiente (*Imagen 4.62*) sobre la misma *in-line* y el apilamiento de trazas cercanas (*Imagen 4.63*), lejanas (*Imagen 4.64*), la diferencia (*Imagen 4.65*) y el *crossplot* entre estas últimas (*Imagen 4.67*).

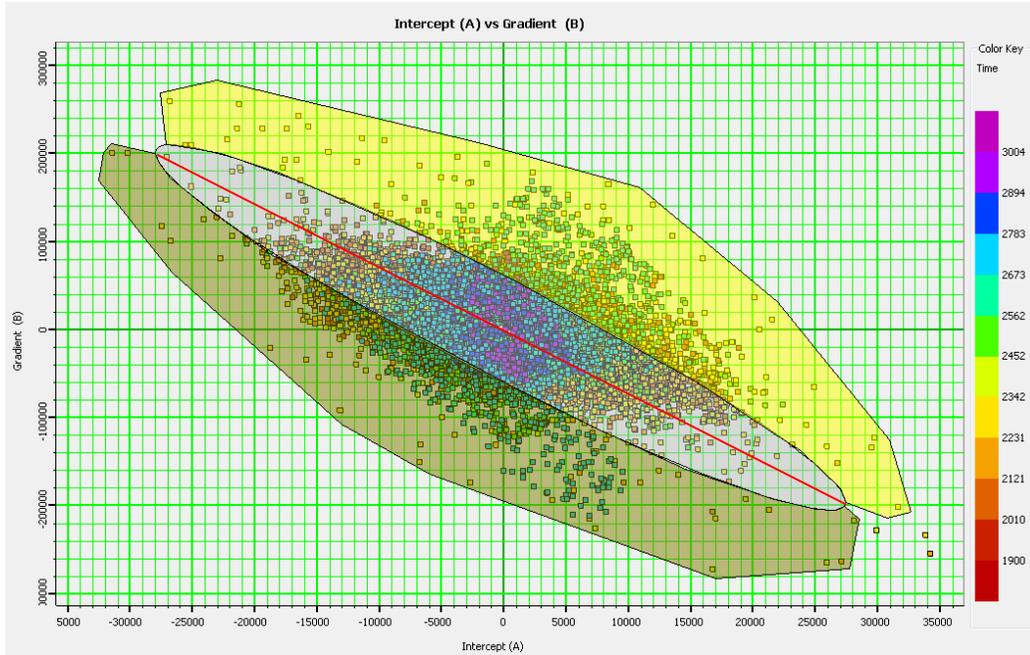
Según el análisis de factibilidad realizado en la sección anterior, se puede constatar que la señal sísmica posee la calidad suficiente para la aplicación del AVO de manera confiable, es por ello que para definir que la localización propuesta se aplican los atributos asociados al AVO, los cuales responden con bastante determinación, y ello es observado en las secciones sísmicas presentadas a continuación.



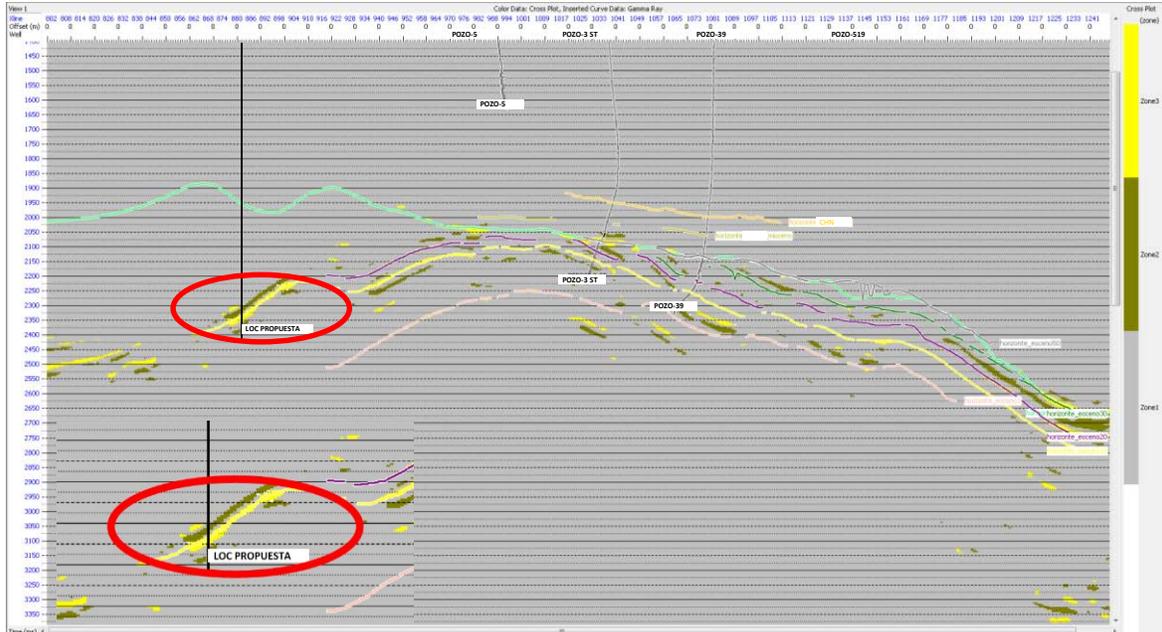
**Imagen 4.59, Sección sísmica del atributo de Intercepto ( $R_p$ ) sobre la in-line 2381.**



**Imagen 4.60, Sección sísmica del atributo de gradiente ( $R_p$ ) sobre la in-line 2381.**

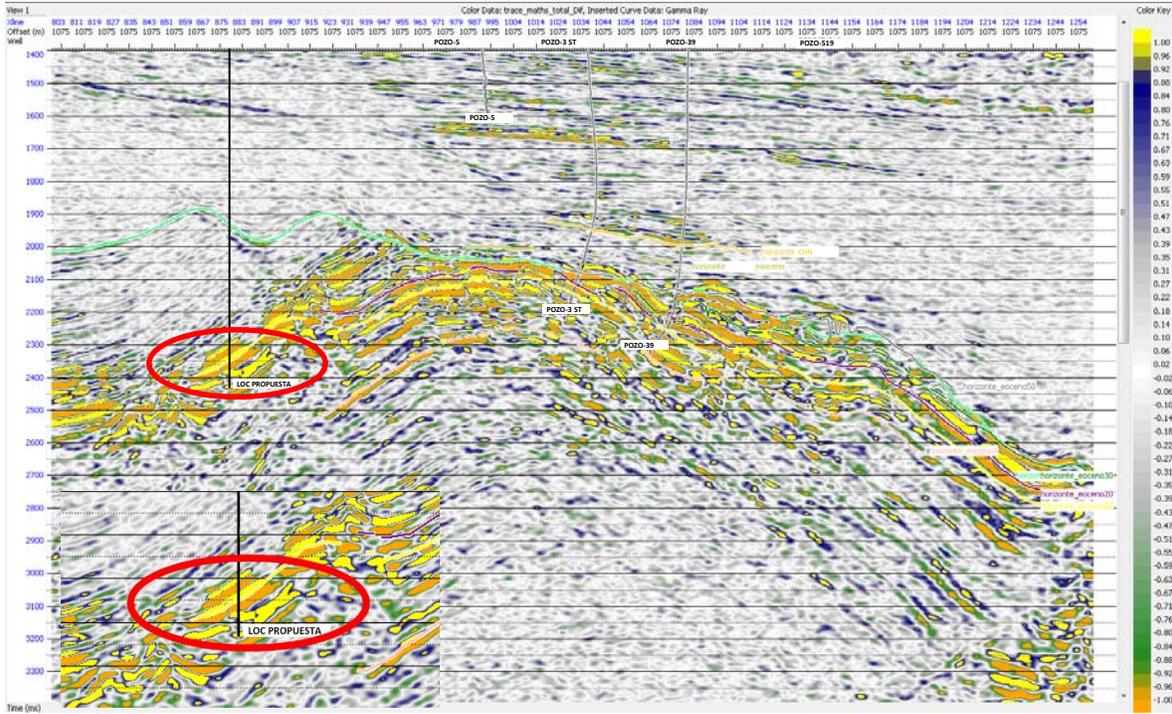


**Imagen 4.61**, Crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) para la In-line 2381 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.

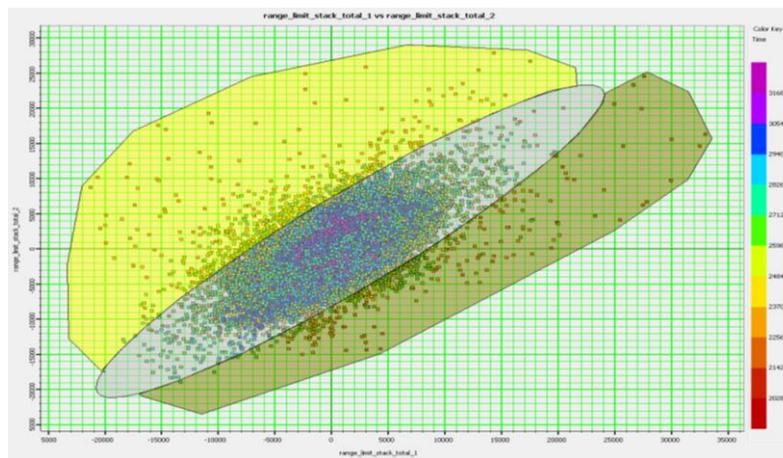


**Imagen 4.62**, Sección sísmica del crossplot Intercepto ( $R_p$ ) vs Gradiente ( $G$ ) para la In-line 2381 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.





**Imagen 4.65**, Sección sísmica de la diferencia del apilamiento de trazas cercanas y el apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2381.



**Imagen 4.66**, Crossplot entre el apilamiento de trazas cercanas vs el Apilamiento de trazas lejanas sobre la in-line 2381 que presenta en color verde y amarillo las zonas anómalas y en color gris el background.



# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## **CONCLUSIONES**

En el estudio de *AVO* realizado sobre la sísmica de un campo de la provincia petrolera de Veracruz, la metodología empleada proporcionó buenos resultados, ya que, en el análisis de factibilidad, la sísmica demostró buena respuesta en la aplicación de atributos sísmicos de *AVO* sobre los intervalos con contenido de hidrocarburos.

En la realización de la técnica sobre el horizonte productor (Eoceno 10) se presentaron zonas de incompresibilidad anómala bajo la aplicación de atributos sísmicos asociados al *AVO*, como el gradiente, el intercepto, el apilamiento de trazas cercanas, el apilamiento de trazas lejanas, la diferencia y el análisis de *crossplot*. Por lo tanto, se concluye que el primer objetivo planteado en la tesis se cumplió satisfactoriamente, debido a que comprueba que el *AVO* responde cuando existe presencia de hidrocarburos, esto según la teoría planteada por los autores citados en el capítulo 3

Una vez alcanzado el primer objetivo, fue posible proponer una localización bajo condiciones favorables desde el punto de vista geofísico y geológico. Dicha localización es consistente sísmica y estructuralmente garantizando bajo riesgo geológico, por lo que, se emplea la técnica del *AVO* sobre el horizonte de interés (Eoceno 10) y en las secciones sísmicas cercanas al sitio elegido para analizar y discutir las condiciones existentes.

La localización propuesta se encuentra en el alto estructural de un anticlinal, alejada a una distancia considerable de la falla, debido a la posible presencia de fracturas que permitan la migración del hidrocarburo. Según el análisis del *AVO*, en dicho sitio

se presenta incompresibilidad anómala asociada a la presencia de hidrocarburos, definiendo un área de amplias dimensiones.

### ***RECOMENDACIONES***

Considerando que el horizonte Eoceno 10 no es el único productor del campo en estudio, es posible hallar oportunidades en intervalos correspondientes a otros horizontes, por lo cual, se recomienda la aplicación del AVO sobre los intervalos de interés.

Con el fin de aprovechar la información que es posible obtener del Gather, se recomienda realizar inversión sísmica, ya que, con ello es posible la obtención de los atributos elásticos ( $\nu$ ,  $\lambda$ ,  $\mu$ ) y con ello complementar el análisis realizado en esta tesis sobre la inferencia de hidrocarburos.

# BIBLIOGRAFÍA

- Bortfeld, R., 1961, Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves: Geophysical Prospecting, no. 4.
- Castagna, J.P., Brandi, P.M., 2004, Sismología y su Relación con la Teoría de Biot-Gassmann: AMGE, V. 44, No. 3, p. 1-39
- Castagna, John P., 2014, "Litológica en función de los Atributos de "AVO", Oklahoma, Society of Exploration Geophysicist.
- Castagna, J.P. y Backus, M.M., 1993, Offset-dependent reflectivity - Theory and Practice of AVO analysis: Investigations in Geophysics, Society of Exploration Geophysicists
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R., 1974, Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps: Geophysics, V. 39, No. 6, p. 770-780.
- Gregory, A.R., 1976, Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks: Geophysics, V. 41, P. 895-921.
- Han, D., Nur, A. y Morgan, D., 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: Geophysics, V. 51, p. 2093-2107.
- Hilterman, F., 1977, Characterization of the seismic wavelet: SEG Continuing Education Notes.
- Hilterman, F., 1990, Is AVO the seismic signature of lithology? A case history of Ship Shoal-South Addition: Leading Edge, V. 9, No. 6, p. 15-22.
- Knott, C.G., 1899, Reflection and refraction of elastic waves with seismological applications: Philos. Mag., (London) 48, p. 64-97.
- Koefoed, O., 1962, Reflection and transmission coefficients for plane longitudinal incident waves: Geophysical Prospecting, V. 10, p. 304-351.
- Ostrander, W.J., 1984, Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence: Geophysics, V. 48, p. 1637-1648.
- Oldenburg, D.W., Scheuer, T and Levy, S., 1983, Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms: Geophysics, V. 48, No. 10, p. 1318-1337.

- PEMEX E&P, 2013, Provincia Petrolera de Veracruz.
- Sheriff, R.E., 1975, Factors affecting seismic amplitudes: Geophysical Prospecting, V. 23, p. 125-620.
- Smith, G.C. and Gildow, P.M., 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas: Geophysical Prospecting, V. 35, No. 35, p. 993-1014.
- Shuey, R.T., 1985, A simplification of the Zeoppritz equations: Geophysics, V. 50, p. 609-614.
- Schon, J.H., 1997, Physical properties of rocks. Institute of applied geophysics, Leoben, Austria.
- Stein, S., 2003, *An introduction to seismology, earthquakes, and earth structure*, Berlin, Blackwell.
- Steven R. Rutherford\* and Robert H. WilliamsS, Amplitude-versus-offset variations in gas sands, seg. VOL. 54. NO. 6 JUNE 1989: Pag. 680-688.
- Tatham, R.H., 1982, Vp/Vs and lithology: Geophysics, V. 47, No. 3, p. 336-344.
- Verm, R. and Hilterman, F., 1995, Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties: The Leading Edge, V. 14, No. 8, p. 847-853.
- Yale, D.R., 1985, Recent advances in rocks physics. Geophysics, V. 50, p. 2480-2491.