



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA

**“ANÁLISIS AVO EN ARENAS DE BAJA IMPEDANCIA ACÚSTICA DEL
PLAY MIOCENO SUPERIOR PARA UN PROSPECTO DE AGUAS
PROFUNDAS EN EL SUR DEL GOLFO DE MÉXICO”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERO GEOFÍSICO**

P R E S E N T A

ERICK ERNESTO NOVELO CRUZ

Asesor de Tesis:

M. en C. José Castillo Román

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas y cada una de las personas que influyeron en la realización de esta tesis, por haber hecho posible cumplir con todos mis objetivos personales y profesionales.

Ante todo, quiero dar las gracias a cada uno de mis profesores y maestros que durante mi formación profesional me brindaron sus enseñanzas y conocimientos, por su paciencia y compromiso con el colegio de Geofísica y con cada uno de los compañeros que lo integramos.

Especialmente, quiero agradecer al grupo de mis maestros asesores al director de tesis M. en C. José Castillo Román, a la maestra Yleana Martínez Mirón, al M. en C. José Serrano Ortiz y al M. en C. José Onésimo filadelfo Aguilar Andrade, que gracias a su apoyo y consejos pude concluir en tiempo y forma la realización del presente trabajo, y con la mayor calidad posible, a todos ellos mis más sinceros agradecimientos.

Al Activo de Exploración Aguas Profundas Sur (AEAPS) y a su actual administrador el Ing. Geol. Leonardo Enrique Aguilera Gómez por permitirme usar los datos necesarios para la realización de este trabajo, y la adecuación de un espacio físico junto con la estación interactiva de trabajo.

También quiero darle las gracias al personal de Pemex, especialmente al Ing. Aarón Gutiérrez Araiza, por haberme brindado la oportunidad y el apoyo para realizar esta tesis, y de pertenecer a su grupo de trabajo, por sus enseñanzas, consejos y su tiempo.

Al Ing. Agustín Domínguez Mendoza, por su apoyo y sus enseñanzas, su disposición e impulso en la realización de esta Tesis.

Al Ing. Ángel Jiménez Carballo, por su amistad y su apoyo incondicional, por su tiempo y consejos.

En general a todo el grupo Multidisciplinario de Procesos Sísmicos Cuantitativos (AVO) por haberme brindado un poco de su tiempo, su disposición y por haber hecho mi estancia profesional una de las mejores etapas de mi vida.

DEDICATORIA

A mi Madre Lizbeth, a mi Padre Diego

A mis Abuelos Marce, Tere y Polla

A la memoria de mi Abuelo Manuel

A mis hermanos Diego y Braulio

A mi familia y seres queridos

A mis amigos de toda la vida

...

Gracias por brindarme su amor y apoyo incondicional

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
OBJETIVOS	3
CAPÍTULO I	4
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL MÉTODO AVO	4
1.1 Módulos elásticos y sus relaciones con la onda P y onda S	5
1.2 Ecuación de Gassmann-Biot (1956)	9
1.3 Relación de Castagna (1985) para Vp y Vs	11
1.4 La importancia de la Velocidad de onda S	12
1.5 Aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz	15
1.6 Respuesta AVO	18
1.7 Cross-Plotting	21
1.8 Clasificación de respuestas AVO	22
1.9 Otros Atributos AVO	25
1.10 Modelado AVO	26
CAPÍTULO II	30
2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AVO A UN PROSPECTO DE AGUAS PROFUNDAS	30
2.1 Marco Geológico	30
2.1.1 Marco Tectónico Estructural	30
2.1.2 Marco Estratigráfico y Ambientes de deposición	33
2.1.3 Sistema petrolero	35
2.2 Revisión de Indicadores Directos de Hidrocarburos (IDH's)	37
2.2.1 Carga de datos sísmicos	38
2.2.2 Validación de los datos sísmicos	39
2.2.3 Despliegue y visualización de horizontes sísmicos	44
2.2.4 Punto Brillante	45
2.2.5 Inversión de Polaridad	51
2.2.6 Flat Spot	52
2.3 Modelado AVO	56
2.3.1 Carga de Registros Geofísicos de Pozos	57
2.3.2 Carga de datos sísmicos	61
2.3.3 Extracción de la ondícula (Wavelet)	64
2.3.4 Calibración Sísmica-Pozo	67
2.4 Análisis AVO	72
2.4.1 Carga de datos	74
2.4.2 Selección de la Anomalía Sísmica de Amplitud	75
2.4.3 Supergather	78
2.4.4 Mute	80

2.4.5 Angle Gather.....	82
2.4.6 Análisis de Gradiente y Cross-Plot.....	83
2.4.7 Generación de Atributos AVO.....	86
2.4.8 Cross-Plot de atributos AVO.....	91
CAPÍTULO III.....	95
3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	95
3.1 Resultados del análisis de indicadores de hidrocarburos.....	95
3.2 Resultados del Modelado AVO.....	96
3.3 Resultados del análisis AVO.....	97
CAPÍTULO IV.....	99
4. CONCLUSIONES.....	99
5. RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFÍA.....	101

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Relaciones de Esfuerzo-Deformación y los cambios de forma y volumen.....	5
Figura 2. Compresión y dilatación volumétrica inducida por esfuerzos tridimensionales.....	6
Figura 3. Respuesta de V_p , V_s y σ ante la sustitución de fluido gas.....	10
Figura 4. Calculo de la variación de parámetros a partir del modelo de Gassmann-Biot, 1956.....	10
Figura 5. Línea de lutitas en un gráfico de dispersión V_p vs V_s	11
Figura 6. Partición de la energía sísmica en una interfase con contraste de impedancia acústica.....	12
Figura 7. Trazas reflejadas de un punto de reflejo común	13
Figura 8. Comportamiento de la razón de Poisson en función a la relación V_p/V_s	14
Figura 9. Gráfico AVO. (Análisis de gradiente).....	16
Figura 10. Análisis de gradiente para la estimación de A y B a partir de los datos sísmicos.....	17
Figura 11. Interpretación de un punto brillante en los años 70's asociado a una arena con gas.....	18
Figura 12. Respuesta AVO en una ventana de análisis de CDP Gathers pre-apilados.....	19
Figura 13 a)-d). Modelos AVO en función de la impedancia y el Módulo de Poisson.....	20
Figura 14. Gráfico cruzado o Crossplot intercepto-gradiente.....	21
Figura 15. Sección apilada con zonificación de las anomalías identificadas en el gráfico cruzado A-B.....	22
Figura 16. Clasificación de las arenas con gas según su respuesta AVO.....	23
Figura 17. Clasificación de Castagna (1997) para arenas con gas y la distribución de los datos en un gráfico cruzado.....	24
Figura 18. Modelado directo.....	26
Figura 19. Modelo de capas del interior de la Tierra.....	27
Figura 20. Representación gráfica del modelo de convolución para la generación de una traza sintética.....	27
Figura 21. Posibles trayectorias de un rayo sísmico para un modelo de capas del interior de la Tierra.....	28
Figura 22. Mapa tectónico estructural de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo.....	30
Figura 23. Mapa Sismológico en tiempo para la cima del Mioceno Inferior, mostrando el estilo estructural de la zona de estudio.....	31
Figura 24. Sección estructural de la zona de estudio.....	32
Figura 25. Columna Estratigráfica de la zona de estudio.....	34
Figura 26. Líneas y Trazas del volumen sísmico utilizado.....	38
Figura 27 a),b). Escalamiento de los datos en un rango de 8 y 16 bits.....	39
Figura 28. Evento reflectivo con una rotación de fase de 360° en aumentos de 90°	40
Figura 29. Señal sísmica en fase cero y fase mínima.....	41
Figura 30. Sección sísmica de la zona de estudio evidenciando el contacto en fase cero del fondo marino, interpretado como el primer fuerte positivo en color negro.....	41
Figura 31 a) y b). Convenciones de color y polaridad (Americana y Europea).....	42
Figura 32. Sección sísmica de la zona de estudio que evidencia la respuesta para los contrastes en impedancias de acuerdo a la configuración de polaridad americana.....	43

Figura 33.	Correlación regional de pozos mediante el empalme de dos líneas sísmicas, mostrando la continuidad lateral y vertical de las secuencias sedimentarias en la zona de estudio.....	44
Figura 34.	Ventana de tiempo para una línea sísmica mostrando la cima y base de las secuencias del Mioceno.....	45
Figura 35.	Relaciones de impedancia acústica en función de la profundidad para tres tipos de roca indicando los regímenes de indicadores.....	46
Figura 36.	Sección de una traza sísmica mostrando anomalías de amplitud como puntos brillantes, evidenciando una posible acumulación de hidrocarburos en la zona de estudio.....	48
Figura 37.	Ventana de análisis para una sección de línea sísmica mostrando las anomalías A1 y A2.....	49
Figura 38.	Línea sísmica que pasa por la posición del pozo K-2. Se puede visualizar el mismo patrón de puntos brillantes y eventos planos hacia los flancos y por debajo del evento A1.....	50
Figura 39.	Relaciones de impedancia acústica en un yacimiento de gas/aceite para la ocurrencia de una inversión de polaridad.....	51
Figura 40.	Sección de una línea sísmica cercana al pozo K-2, mostrando cambios de polaridad para dos horizontes del Mioceno Superior indicando el posible contacto entre dos fluidos.....	51
Figura 41.	Acercamiento de una ventana de tiempo para una línea sísmica, mostrando la presencia de múltiples eventos planos asociados a una zona con anomalías de punto brillante.....	53
Figura 42.	Ventana de tiempo para una sección de Crossline. Se puede apreciar con claridad un evento plano con polaridad positiva, inversa a la cima del yacimiento, asociada al punto brillante A1.....	53
Figura 43.	Estación de trabajo (Workstation) o sistema de interpretación interactivo utilizada durante la realización del presente trabajo de tesis.....	55
Figura 44.	Despliegue de algunos de los registros disponibles para el Pozo K-2 junto con las cimas formacionales del Mioceno Superior (MS), Medio (Mm) e Inferior (Mi).....	59
Figura 45.	Delimitación de la zona de interés en base a las respuestas de los registros analizados.....	60
Figura 46.	Especificaciones geométricas para la carga de gathers del proyecto.....	61
Figura 47.	Visualización de los CDP Gathers cercanos al Pozo K-2. Se ha insertado la curva de densidad en la ubicación del pozo.....	62
Figura 48.	Desfase para un mismo evento entre los datos de pozos y sísmicos. Las curvas de los registros indicaron una posible zona yacimiento análogo al reflector AVO en las trazas sísmicas.....	63
Figura 49.	Selección de la ventana de tiempo y tamaño de la ondícula estadística obtenida.....	65
Figura 50. a) y b)	Respuesta en tiempo y espectro de amplitud y fase de la ondícula estadística extraída.....	66
Figura 51.	Ventana de Correlación y ajuste de sintéticos con la sísmica real.....	68
Figura 52.	Ventana de Cross-correlación para las trazas sintéticas y la traza compuesta.....	69
Figura 53.	Resultado del amarre Sísmica-Pozo para la zona de yacimiento en el Mioceno Superior.....	70
Figura 54.	Resultado de la calibración Sísmica-Pozo. Se ha agregado a la derecha del registro de “P-wave” una versión corregida durante en el proceso de ajuste tiempo-profundidad en la calibración de la sísmica y los registros.....	71

Figura 55. Gathers sísmicos desplegados en pantalla junto con la curva de densidad perfectamente calibrada en la posición CDP 802.....	74
Figura 56. Selección de la anomalía AVO (Cima del yacimiento del Mioceno Superior)...	75
Figura 57. Parámetros involucrados en el cálculo del modelo de velocidad.....	76
Figura 58. Resultado de los análisis de gradiente para los CDP Gathers más cercanos al pozo.....	77
Figura 59. Resultado del proceso de promediado de gathers (Supergather).....	79
Figura 60. Resultado de la aplicación del proceso “Mute” para trazas lejanas.....	80
Figura 61. Ventana sísmica mostrando los ángulos de incidencia para la zona de interés.....	81
Figura 62. Construcción de “Angle Gathers” en la vecindad del pozo.....	83
Figura 63. Análisis de gradiente para la cima y base del yacimiento de gas.....	84
Figura 64. Crossplot intercepto vs gradiente para ambos eventos sísmicos analizados....	85
Figura 65 a),b). Volumen de Intercepto y Gradiente. Atributo producto A*B.....	87
Figura 66. Sección apilada del atributo Factor Fluido.....	88
Figura 67. Sección apilada que muestra el volumen del atributo de reflectividad P.....	89
Figura 68. Sección apilada para el volumen del atributo Razón de Poisson.....	90
Figura 69. Crossplot de atributos Intercepto vs Gradiente.....	92
Figura 70. Selección de los conjuntos de puntos correspondientes a la cima y base de la anomalía AVO.....	93
Figura 71. Delimitación de la cima y base de la anomalía AVO en base a la valores extraídos del Crossplot de A vs B.....	94

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de V_p/V_s y σ en un gráfico cruzado.....	14
Tabla 2. Controles de V_p , V_s y Densidad.....	14
Tabla 3. Aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz (1919).....	15
Tabla 4. Respuesta AVO esperada para combinaciones de impedancia acústica y relación de Poisson.....	21
Tabla 5. Tabla de Atributos AVO.....	25
Tabla 6. Registros disponibles en el área de estudio.....	58

RESUMEN

En este trabajo se presentan los fundamentos teóricos y las aplicaciones del análisis AVO, y de manera general la metodología empleada en la etapa de incorporación de reservas para la generación de una oportunidad exploratoria, basado en un análisis integrado de varias técnicas geológicas-geofísicas cuyo fin es el de mitigar la incertidumbre del prospecto.

El estudio comienza con la carga y validación de los datos sísmicos del área de estudio para la identificación de anomalías sísmicas de amplitud y la interpretación estructural de horizontes sísmicos de interés mediante la visualización de secciones sísmicas de Inline y Crossline en un Working Set del área de estudio cercana al pozo exploratorio K-2, perforado sobre sedimentos silisiclásticos del Neógeno típicamente intercalaciones de arena, lutitas y conglomerados.

Posteriormente para la realización del modelado AVO, fue necesario el análisis e interpretación de datos de pozos y CDP Gathers a fin de determinar una zona de interés en ambos regímenes de datos. El proceso de modelado involucró la extracción de la ondícula sísmica de los datos sísmicos *in situ* para la generación de trazas sintéticas las cuales serían utilizadas en el ajuste tiempo-profundidad del amarre Sísmica-Pozo, a fin de correlacionar los eventos anómalos en la sísmica con las respuesta en los registros sísmicos, densidad y rayos gamma, etc.

El análisis de la variación de la amplitud respecto al offset o al ángulo de incidencia (AVO), fue aplicado para el evento sísmico correspondiente a la cima de un posible yacimiento de gas acotado por un intervalo de anomalías identificadas en la sísmica y en los datos de pozo. Se aplicó un análisis de gradiente para el mismo reflector AVO para la generación de volúmenes de atributos AVO y posteriormente generar las gráficas de Crossplot Intercepto-Gradiente (A-B) para su interpretación.

Para la visualización de las secciones sísmicas, el despliegue de horizontes y la importación del mapa estructural en tiempo, se utilizó la herramienta “Seisworks” perteneciente a la paquetería Landmark de Halliburton.

En el análisis y el modelado AVO se utilizó el módulo Geoview, el cual está incluido en el programa Hampson-Rusell que provee CGG Veritas, mediante el cual se realizó también el acondicionamiento secundario de los CDP Gathers y la calibración Sísmica-Pozo.

INTRODUCCIÓN

Dada la necesidad de implementar nuevos conocimientos y técnicas de ingeniería que sean útiles durante el proceso exploratorio y con la finalidad primordial de obtener una mayor certidumbre en la generación oportunidades exploratorias, es de suma importancia el análisis y discusión de una metodología completa y detallada para la localización y estimación certera de las reservas de hidrocarburos.

Dicha búsqueda representa todo un desafío, tanto intelectual, tecnológico como económico, y aún más cuando los hidrocarburos se encuentran entrampados bajo tirantes de agua que superan los 500 metros de profundidad, dicho esto, surge la necesidad para desarrollar e implementar nuevas y mejores técnicas de exploración como materia prima en las grandes empresas petroleras del mundo, como es el caso de PEMEX. Por tanto aquí se presenta un trabajo en el cual se expongan los principales fundamentos teóricos y aplicaciones de técnicas geológicas-geofísicas como punto de partida en la detección y precisa ubicación de los valiosos yacimientos de aceite o gas natural en el Golfo de México.

En nuestro territorio, La Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo (PPGMP) se encuentra privilegiada por una evolución tectono-sedimentaria y estructural que ha dado lugar a una armoniosa sincronía en la formación de numerosos sistemas petroleros con un alto potencial de generación de hidrocarburos; es por ello que PEMEX ha incursionado trabajos de exploración mediante estudios regionales en todas las áreas de ciencias de la Tierra e ingeniería y la perforación de pozos exploratorios con el fin de estimar el potencial petrolero de la provincia.

El análisis presentado en este trabajo es enfocado al dictamen de la presencia de hidrocarburos dentro de la secuencia clástica del Mioceno Superior para la localización y delimitación de un posible yacimiento de gas en arenas de baja impedancia acústica, mediante la utilización conjunta de datos de pozos y datos sísmicos.

Cuatro tópicos principales son tratados en este estudio; IDH'S, Modelado AVO, Calibración Sísmica-Pozo y Análisis AVO, presentando una metodología integral de trabajo y haciendo referencia a las interpretaciones, resultados y conclusiones de una técnica con otra, apoyando y validando nuestras predicciones a cerca de la presencia de hidrocarburos en la zona de estudio.

OBJETIVOS

General

De manera general los objetivos de este estudio son el de aplicar y difundir las técnicas de análisis de indicadores de hidrocarburos (IDH) y análisis AVO para un prospecto de aguas profundas.

Predecir la presencia de gas natural en arenas de baja impedancia en el Play Mioceno Superior para el pozo K-2, analizando Gathers corregidos por move out y en fase cero en conjunto con registros geofísicos de pozos.

Particulares

- i. Valorar y jerarquizar las anomalías de amplitud sísmica o IDH's en el horizonte de interés.
- ii. Identificar la zona de interés dentro los datos de pozos y correlacionar con la respuesta sísmica.
- iii. Realizar la calibración Sísmica-Pozo mediante el modelo de convolución.
- iv. Estimar los atributos intercepto y gradiente para generar los volúmenes correspondientes.
- v. Generar gráficas de crossplots A Vs. B para definir la cima y base del yacimiento.

CAPITULO I

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL MÉTODO AVO

El análisis AVO es una metodología de procesamiento e interpretación de los datos sísmicos cuyo objetivo es la identificación del contenido de fluidos y la caracterización litológica. El fundamento de esta metodología es el modelo físico de la reflectividad que depende de las variaciones en una interfase de tres propiedades: Velocidad Compresional (V_p), Velocidad de Corte (V_s), Densidad (ρ).

Esta técnica predice la presencia de gas contenido en yacimientos clásticos, principalmente arenas, en función de las amplitudes sísmicas para un conjunto traza-tiempo en una ventana de análisis a medida que aumenta el offset. Desde el punto de vista práctico, el análisis AVO se puede definir como una técnica que relaciona la variación de la amplitud de la señal sísmica respecto al apartamiento (distancia fuente - receptor) con variaciones en las constantes elásticas del medio atravesado y a partir de ellas con los parámetros de caracterización de reservorios tales como porosidad, litología y contenido de fluidos.

El primer artículo sobre la descripción de los cambios en los coeficientes de reflexión en función al ángulo de incidencia, fue hecho por Koefoed en 1956. Basándose en los trabajos de Koefoed, Ostrander (1984) introdujo por primera vez el término *Amplitud Versus Offset* (AVO). En su estudio analizó los cambios relativos de las amplitudes en secciones sísmicas donde eran evidentes patrones de reflexión en tiempo que brillaban con respecto al entorno. Ostrander desarrollo para esto una técnica en la cual se analizaría la variación de dichas amplitudes a medida que el offset o distancia fuente-receptor aumentaba.

Hoy en día, el análisis AVO se ha convertido en uno de los métodos más importantes en la exploración de hidrocarburos (gas) basándose principalmente en las ecuaciones de Zoeppritz. (Badillo, J.H., 2007).

La clave para entender las causas del efecto AVO reside en un conjunto de factores que dependen y se relacionan unos con otros, principalmente el efecto que tienen las propiedades petrofísicas de las rocas como la mineralogía, la porosidad y el contenido de fluidos y su influencia en los módulos elásticos y como estos a su vez modifican la

velocidad de propagación de las ondas. A continuación se tratará a detalle todos y cada uno de estos elementos involucrados en la generación de dichas anomalías AVO.

1.1 Módulos elásticos y sus relaciones con la onda P y onda S

Una onda sísmica provoca deformación elástica en la dirección de propagación, la energía contenida en dicha onda sísmica se transmite induciendo movimiento en las partículas del medio que se mueven hacia ciertas direcciones que dependen de la naturaleza de la onda.

Este efecto deformante ocurre en las rocas del interior de la corteza, que en función de sus propiedades físicas responderán y transmitirán las ondas sísmicas en menor o mayor grado. Una vez dicho esto, surgen dos conceptos fundamentales para el entendimiento de la relación entre las ondas sísmicas y sus módulos elásticos; *Esfuerzo y Deformación*.

La Figura 1 muestra las tres formas en las que una roca puede ser deformada, empujando desde arriba (Compresión), tirando desde arriba (Tensión) o empujando por un lado (Cizalla). La compresión y la tensión están relacionadas entre sí ya que una produce un cambio que no es más que el negativo de la otra. Para ambas la forma es invariable mientras que existen cambios en el volumen, sin embargo para la cizalla el volumen permanece intacto mientras que se inducen cambios en su forma.

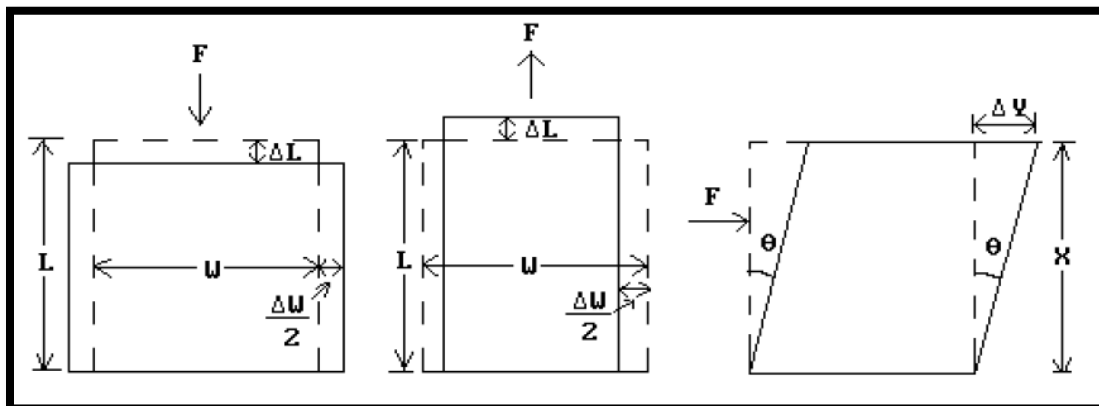


Figura 1. Relaciones de Esfuerzo-Deformación y los cambios de forma y volumen inducidos.
Modificada de la base de datos del Software Hampson-Russell, CGG Veritas 9.ª Edición.

La fuerza por unidad de área requerida para producir deformación es llamada esfuerzo. La deformación se define como la variación de la forma o volumen original inducida por la aplicación de un esfuerzo. De acuerdo con la Figura anterior ahora podemos definir tres tipos de deformaciones:

- Deformación longitudinal
$$e_L = \frac{\Delta L}{L} \quad (1)$$

- Deformación transversal
$$e_W = \frac{\Delta W}{W} \quad (2)$$

- Deformación cortante, de cizalladura o tangencial.
$$e_S = \frac{\Delta Y}{X} = \tan \theta \quad (3)$$

En la realidad la deformación causada por una onda sísmica no es producida únicamente en un plano de la roca si no que involucra el contenido volumétrico de la misma, las deformaciones antes definidas son únicamente cambios en la forma y volumen para dos dimensiones. Una descripción completa de las relaciones de esfuerzo y deformación involucra cambios tridimensionales en la forma y volumen de las rocas.

Imaginemos un cubo sometido a cierta configuración de esfuerzos compresionales, tal como lo ilustra la Figura 2.

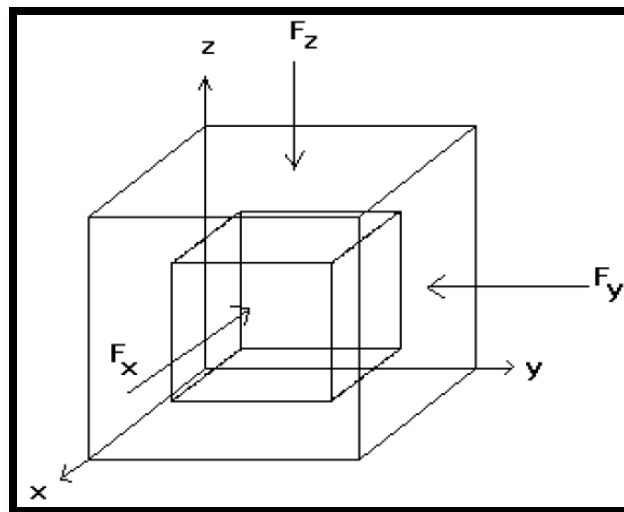


Figura 2. Compresión y dilatación volumétrica inducida por esfuerzos tridimensionales. Modificada de la base de datos del Software Hampson-Russell, CGG Veritas 9.ª Edición.

Para este caso la deformación se define como:

$$\theta = \frac{\Delta V}{V} \quad (4)$$

Donde:

θ = Deformación volumétrica

ΔV = Variación del volumen

V= Volumen inicial

El esfuerzo queda definido por:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (5)$$

Para un medio elástico ideal el esfuerzo y deformación están relacionados por la ley de Hooke, donde:

ESFUERZO=MÓDULO ELÁSTICO X DEFORMACIÓN

La deformación es adimensional ya que solo indica las proporciones del cambio de forma y volumen en el material. La constante que relaciona al esfuerzo con la deformación es definida como *módulo elástico* y tiene las mismas unidades que los esfuerzos (Fuerza por unidad de área). Los parámetros elásticos más importantes dentro de la teoría AVO son los siguientes:

- Para una deformación longitudinal pura, esta constante es llamada módulo de Young y puede ser escrita como:

$$E = \frac{\Delta F/A}{\Delta L/L} \quad (6)$$

- Para un esfuerzo cortante o de cizalla el módulo es llamado módulo de rigidez:

$$\mu = \frac{\Delta Ft/A}{\Delta L/L} \quad (7)$$

- Para una deformación volumétrica la constante de proporcionalidad es llamada Módulo de Bulk o incompresibilidad:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V} \quad (8)$$

- Otra constante importante, es la constante *lambda* de Lamé (λ) definida como:

$$\lambda = K - \frac{2}{3}\mu \quad (9)$$

Por otro lado sabemos que las ondas sísmicas P y S producen deformación en las rocas y que su velocidad de propagación está en función de la densidad y los módulos elásticos del medio, de acuerdo a estas afirmaciones y después de unas cuantas derivaciones matemáticas se puede obtener una relación para las velocidades de las ondas y los módulos elásticos del medio donde son propagadas.

De manera general la velocidad de propagación para ambas ondas queda definida por:

$$V = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad M=\text{Módulo Elástico} \quad (10)$$

La velocidad para la onda P o compresional en función de la densidad y las constantes elásticas queda de la siguiente manera:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (11)$$

Para la onda S, la velocidad de propagación en función de la densidad del medio y sus componentes elásticas es:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (12)$$

Otro parámetro importante que surge de las relaciones de velocidades y constantes elásticas es la Razón de Poisson, que representa la relación por la cual un material se expande lateralmente cuando es comprimido longitudinalmente. Es un parámetro muy esencial en la exploración de hidrocarburos ya que es un indicador de litologías y contenido de fluidos. La razón de Poisson se escribe en términos de V_p y V_s , obtenidas anteriormente de las constantes elásticas y la densidad.

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2} \quad (13)$$

1.2 Ecuación de Gassmann-Biot (1956) sobre el módulo de compresibilidad K

Una de las cuestiones principales en las que se fundamenta el método AVO es la de cuantificar el efecto que tienen las propiedades petrofísicas y elásticas del medio sobre las velocidades sísmicas en rocas saturadas con hidrocarburos. A este problema se la conoce como el problema de la sustitución de fluido.

La ecuación de Gassman-Biot (1956) es una solución a dicho problema ya que representa una descripción matemática del comportamiento de las velocidades sísmicas en función a la variación de los módulos de compresibilidad de componentes petrofísicas conocidas con respecto a los módulos de compresibilidad cuando existe una sustitución de fluido.

La deducción de esta ecuación parte de la idea general de que cuando una roca está sometida a un incremento de compresión, tal como el paso de una onda sísmica, un incremento en la presión de poro es inducida y se opone a la compresión; por tanto al endurecimiento de la roca, de tal manera que la velocidad de propagación de la onda dependerá directamente de las características del fluido contenido en los poros, la matriz rocosa y la porosidad.

$$V_p^2 = \left[\left(K_b + \frac{4}{3} \mu_b \right) + \frac{(1-K_b/K_M)^2}{(1-\phi-K_b/K_M)1/K_M + \phi/K_f} \right] \frac{1}{\rho_b} \quad (14)$$

$$V_s^2 = \mu_b / \rho \quad (15)$$

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1-S_w}{K_{Hc}} \quad (16)$$

Donde:

V_p = Velocidad de onda P	V_s = Velocidad de onda S	ρ_b = Densidad promedio
K_b = Módulo de Bulk promedio	μ_b = Módulo de rigidez promedio	K_M = Módulo de Bulk de la Matriz
K_f = Modulo de Bulk del fluido	ϕ = porosidad conocida	S_w = saturación de agua
K_w = Módulo de Bulk del agua	$1 - S_w$ = Saturación de hidrocarburos	K_{Hc} = Módulo de Bulk de hidrocarburos

Estas ecuaciones predicen una disminución dramática de la velocidad de la onda P y un mínimo incremento en la velocidad de la onda S, cuando una pequeña cantidad de gas es introducida en el espacio poroso de una arenisca compresible saturada de agua. Esta disminución (con el correspondiente cambio de densidad) cambia el coeficiente de reflexión de la onda P y causa una caída apreciable en la relación V_p/V_s y por tanto del módulo de Poisson el cual causa la anomalía AVO. Por lo tanto la ecuación de Gassman-Biot proporciona una indicación directa de hidrocarburo.

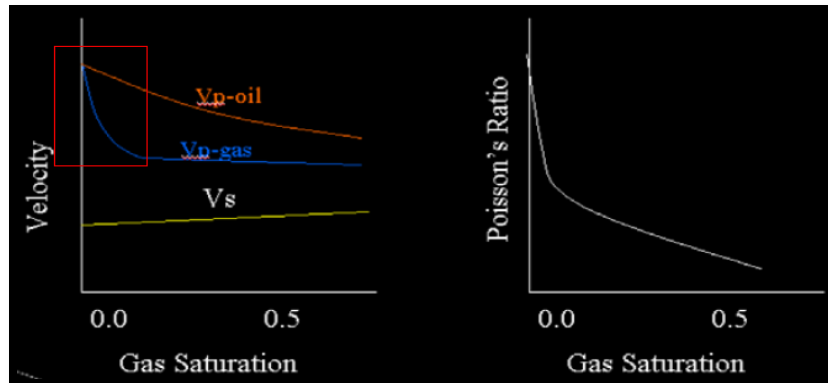


Figura 3. Respuesta de V_p , V_s y σ ante la sustitución de fluido gas. Modificada de Biot, 1956.

Note que cuando hay petróleo no existe una caída tan sensible en la velocidad de la onda P como cuando hay gas, por ello es más difícil detectar petróleo con AVO. Por lo tanto si V_p varía sensiblemente ante pequeñas cantidades de gas se verá reflejado también en el comportamiento del módulo de Poisson.

Nótese también que V_s aumenta levemente con la saturación en gas debido al efecto de densidad (con más gas la densidad disminuye), además de que V_s no depende de la compresibilidad y el módulo de rigidez se mantiene más o menos constante.

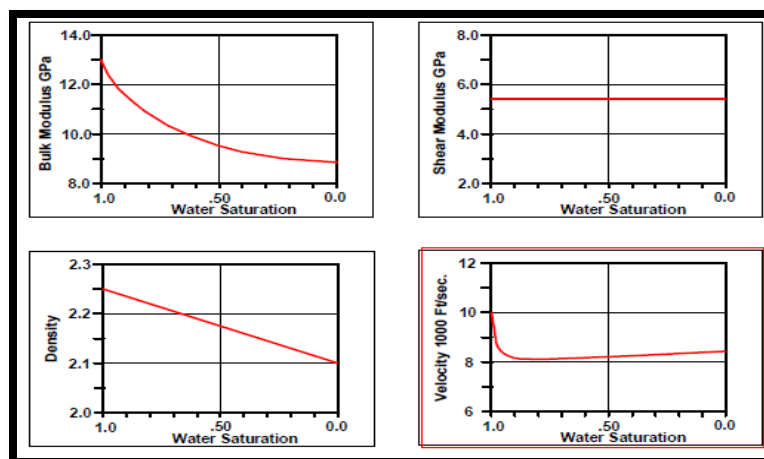


Figura 4. Cálculo de la variación de parámetros a partir del modelo de Gassmann-Biot, 1956.

1.3 Relación de Castagna (1985) para Vp y Vs

Castagna *et al* (1985) derivó una relación empírica para Vp y Vs mucho más sencilla que el modelo de Gassmann, sobre rocas clásticas con menor granulometría, caso en el que no aplicaba dicha ecuación, demostró que la velocidad de la onda S es cercanamente lineal, en función de la velocidad de la onda P, tanto para rocas clásticas sedimentarias secas como para las saturadas con agua. Para areniscas con gas, Vp/Vs es menor, comparado con el valor de Vp/Vs de areniscas acuíferas y lutitas.

Esta relación ajusta valores reales de Vp y Vs a la ecuación de una recta ($Y=mx+b$) mediante una regresión lineal, la cual describe el comportamiento de las velocidades compresionales y de cizalla de arenas arcillosas saturadas de agua salada cuando son posicionadas en un gráfico de dispersión de Vp vs Vs.

$$V_P = 1.16V_S + 1360 \frac{m}{s} \quad (17)$$

Es decir que con esta relación estaremos definiendo una tendencia de fondo para las rocas que no están asociadas al contenido de hidrocarburos, por lo que la desviación de valores con respecto a esta tendencia nos dará información para la discriminación de litologías y fluidos inusuales. En un gráfico cruzado de Vs vs Vp, los valores por encima del Línea de lutitas corresponden a yacimientos arenosos saturados de gas.

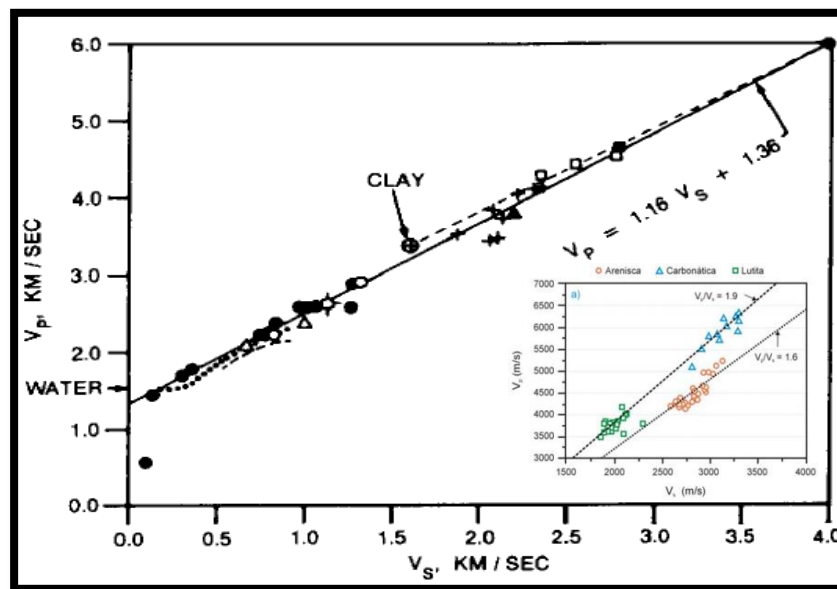


Figura 5. “Mudrock Line” o línea de lutitas en un gráfico de dispersión Vp vs Vs. Modificada de la base de datos del Software Hampson-Russell, CGG Veritas 9.ª Edición.

1.4 La importancia de la Velocidad de onda S

En un yacimiento, las velocidades sísmicas están influenciadas por la mineralogía, porosidad, forma del poro, presión y saturación de fluido. Las velocidades de la onda P en rocas clásticas pueden variar desde 1 Km/s en la superficie (por debajo de la capa meteorizada) hasta 5 Km/s a profundidades de 5 Km. y para rocas carbonatadas desde 3 km/s hasta 6 km/s en iguales profundidades o mayores. Motivado a este amplio rango de variaciones de velocidades en la onda P, el estudio de dichas variaciones no es adecuado para inferir litologías debido a las ambigüedades que se pueden producir. Esta ambigüedad puede ser resuelta extendiendo el estudio sobre la onda-S.

La onda S es generada a partir de la partición de la energía sísmica en una interfase con contraste en la impedancia acústica, en función al ángulo de incidencia de una onda P inicial.

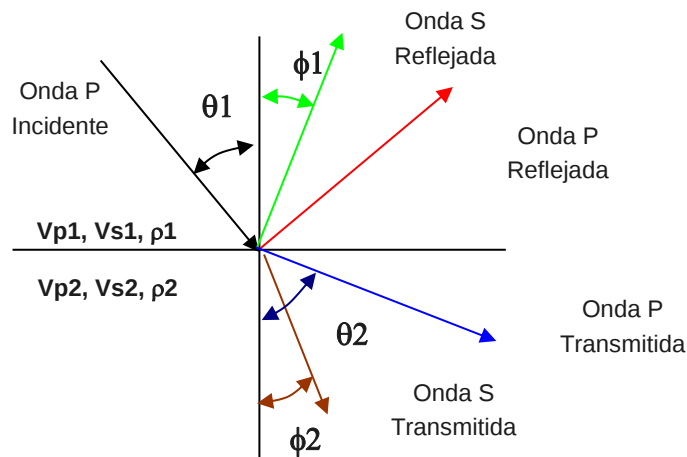


Figura 6. Partición de la energía sísmica en una interfase con contraste de impedancia acústica.

A medida que nos movemos hacia offsets lejanos el ángulo de incidencia aumenta con respecto a la vertical, haciendo que la componente de cizalla se incremente con respecto a la componente compresional de incidencia normal para la onda P.

Es por ello que a medida que el offset aumenta, la suma de las componentes compresional y de cizalla genera una respuesta AVO en función a las velocidades V_p , V_s y la densidad del medio.

La figura 9 ejemplifica a detalle el proceso en el cual se incrementa la energía de cizalla para ángulos mayores u offsets lejanos.

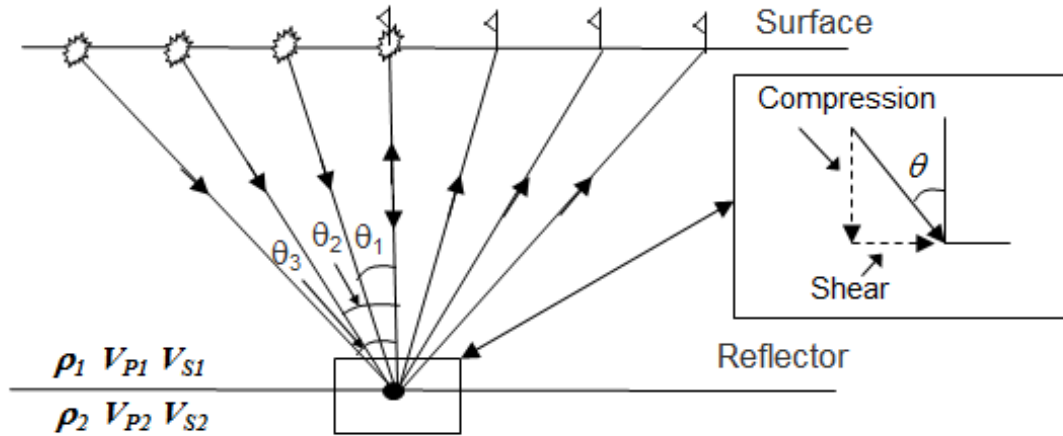


Figura 7. Trazas reflejadas de un punto de reflejo común en función al ángulo de incidencia.
Modificada de la base de datos del Software Hampson-Russell, CGG Veritas 9.ª Edición.

Para un ángulo de incidencia de 0° grados, la energía permanece completamente en la forma de onda P. Cuando el ángulo de incidencia se incrementa, el esfuerzo cortante en la frontera se incrementa y más energía es convertida en forma de onda S.

De manera que el efecto AVO es cuantificado tanto por la componente de onda P como de onda S.

Como ya sabemos, la velocidad de la onda P es mucho más sensible a los cambios en el contenido de fluidos de los poros, tan solo una pequeña cantidad de gas intersticial puede reducir dramáticamente la velocidad de la onda. Por el contrario la velocidad de la onda S permanece casi constante ya que esta depende únicamente de la matriz rocosa y no del contenido de fluidos.

La relación de las velocidades V_p/V_s decrece ante la presencia de gas provocando un cambio en la amplitud relativa de la reflexión de la cima a la base del yacimiento, en función al ángulo de incidencia. Además dicha relación tiene un íntimo significado en la determinación de la litología.

Utilizando las ecuaciones 11 y 12 se puede encontrar una relación en función de σ :

$$\frac{V_s}{V_p} = \sqrt{\frac{1-2\sigma}{2(1-\sigma)}} \quad (18)$$

La cual predice el comportamiento de las rocas reservorio bajo ciertas condiciones de fluidos.

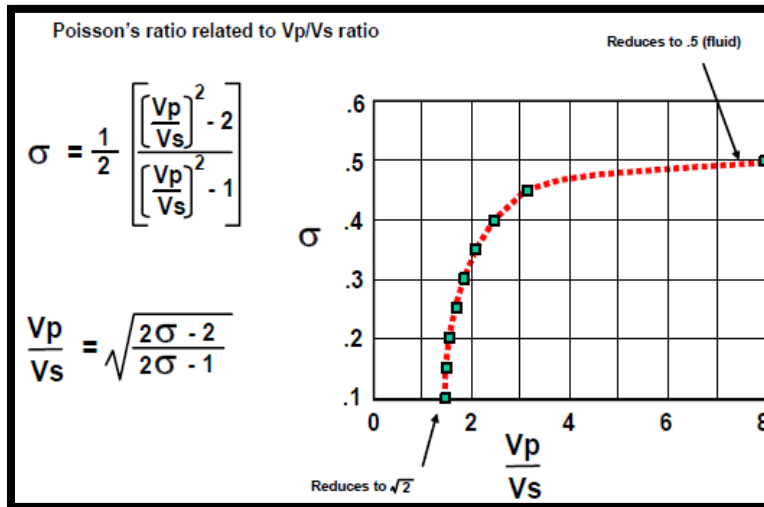


Figura 8. Comportamiento de la razón de Poisson en función a la relación Vp/Vs.

Valor de V_p/V_s	Valor de σ	Caso
$\sqrt{2}$	0	
1.5	0.1	Gas
2	1/3	Agua
∞	0.5	$V_s = 0$

Tabla 1. Valores de Vp/Vs y σ en un gráfico cruzado.

La siguiente Tabla muestra los controles de la velocidad compresional y de cizalla así como la densidad de acuerdo a los parámetros físicos que pueden estar presentes en el yacimiento.

Al incrementar la:	Vp	Vs	Densidad	incompresibilidad	Rigidez
Temperatura	↓	↓	-	↓	↓
Presión	↑	↑	↑	↑	↑
Presión del poro	↓	↓	-	↑	↑
Porosidad	↓	↓	↓	↓	↓
Contenido de arcilla	↓	↓	-	↓	↓
Saturación de Gas	↓	↑	↓	↓	↑

Tabla 2. Controles de Vp, Vs y Densidad

1.5 Aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz

La teoría AVO resulta de la aplicación práctica de un conjunto de ecuaciones deducidas por Karl Bernhard Zoeppritz en 1919, las cuales determinan las amplitudes de las ondas reflejadas y refractadas en una interface plana para una onda P incidente en función al ángulo de incidencia y los modos de conversión resultantes. (Badillo Rivera, 2007)

Estas ecuaciones resultan ser bastante complejas y requieren de un cuidadoso manejo matemático cuya derivación parte de la ley de Snell y los conceptos de conservación de esfuerzo y desplazamiento de la mecánica clásica. Sin embargo las soluciones obtenidas para dichas ecuaciones no explican por completo el comportamiento de las amplitudes y cómo estas varían en relación a las propiedades físicas de las rocas.

En la práctica las ecuaciones utilizadas en el análisis AVO son el resultado de una serie de aproximaciones lineales para pequeños contrastes elásticos y pequeños ángulos de incidencia, realizadas en los años posteriores a la publicación de Zoeppritz de 1919.

A continuación se resume a manera de tabla y cronológicamente el conjunto de dichas aproximaciones para la obtención del coeficiente de reflexión en función al ángulo de incidencia, V_p , V_s y densidad (ρ).

Autor/año	Artículo de publicación	Expresión
Bortfeld, 1961	Geophysical Prospecting, Vol. 9 pp. 485-502	$R(\Theta) \approx \frac{1}{2} \ln \left[\frac{v_{p,2} \rho_2 \cos \Theta_1}{v_{p,1} \rho_1 \cos \Theta_2} \right] + \left(\frac{\sin \Theta_1}{v_{p,1}} \right)^2 (v_{s,1}^2 - v_{s,2}^2) \left[2 + \frac{\ln \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)}{\ln \left(\frac{v_{s,2}}{v_{s,1}} \right)} \right]$
Richards & Frasier, junio de 1976	Geophysics Vol. 41, No. 3, pp. 441-458	$R(\theta) \approx \left[\frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \right] \frac{\Delta v_p}{v_p} - \left[4 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta v_s}{v_s} + \left[\frac{1}{2} (1 - 4 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2 \theta) \right] \frac{\Delta \rho}{\rho}$
Aki-Richards, 1980	Quantitative Seismology, Vol. 1: Theory and Methods	$R(\theta) \approx \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \sin^2 \theta \right]$
Shuey, 1985	Geophysics Vol. 50, No. 4, pp. 609-614	$R_p(\Theta_1) \approx R_p(0) + \left(R_p(0) A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \right) \sin^2(\Theta_1)$

Tabla 3. Aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz (1919).

Nos enfocaremos a la tercera expresión y la más popularizada, ya que ha servido como base para la mayor parte de la teoría AVO. Esta famosa ecuación está escrita en función de tres términos, en su forma completa la ecuación es la siguiente:

$$R(\theta) \approx \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \text{sen}^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \text{sen}^2 \theta) \right] \quad (19a)$$

Sin embargo puede ser simplificada asumiendo que los ángulos de incidencia son menores a 30° (en ese caso el seno vale casi lo mismo que la tangente y de este modo se anula el tercer término) además en la realidad, la mayoría de los estudios sísmicos AVO nunca superan desplazamientos mayores a este rango de ángulos, por lo que se tiene:

$$R(\theta) \approx \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \text{sen}^2 \theta \right] \quad (19b)$$

Definiendo las reflectividades R_P y R_S respectivamente, reemplazando y reordenando, obtenemos:

$$R_P = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (20a)$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (20b)$$

$$R(\theta) = R_P + (R_P - 2R_S) \text{sen}^2 \theta \quad (20c)$$

Si graficamos el coeficiente de reflectividad respecto al ángulo de incidencia obtendríamos una curva similar a como lo muestra la Figura 9.

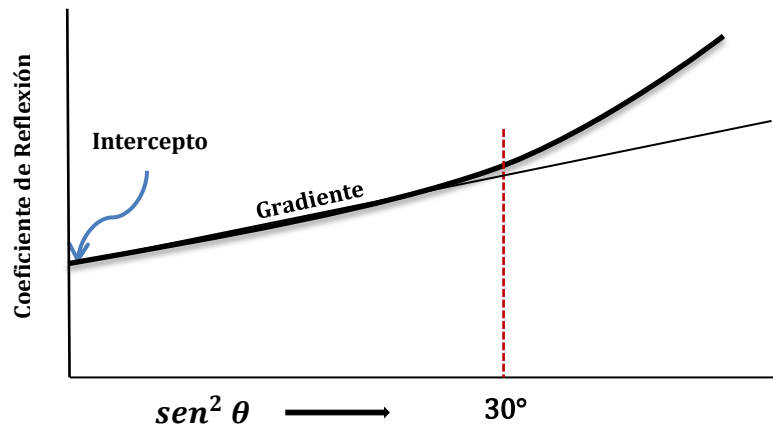


Figura 9. Gráfico AVO. (Análisis de gradiente).

En la Figura anterior la curva graficada representa la variación del coeficiente de reflexión en función al ángulo de incidencia, la pendiente tangente a la curva para ángulos menores a 30° es llamada Gradiente (B) y representa la reflectividad a offsets intermedios. En la práctica es definido como $R_p - 2R_s$. La extrapolación o intercepción de la recta de regresión lineal hacia el origen, define el atributo Intercepto (A) el cual representa la reflectividad para una incidencia normal y es controlado principalmente por el contraste de las impedancias acústicas. El intercepto es igual a R_p de la ecuación 20c.

De tal manera que la ecuación de Aki-Richards para dos términos puede ser simplificada de la siguiente manera:

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2 \theta \quad (21)$$

Donde:

A= Intercepto= R_p

B=Gradiente= $R_p - 2R_s$

Y esta es la forma más conocida de la ecuación 20c dentro de la teoría AVO, y es el algoritmo que usaremos más adelante dentro del programa para realizar los cálculos del coeficiente de reflexión con nuestros datos reales.

La aplicación práctica de estas ecuaciones en datos sísmicos reales se realiza graficando los valores máximos de amplitud para un evento reflectivo de interés con respecto al $\sin^2$ del ángulo de incidencia como se mostró anteriormente. Es decir seleccionamos un grupo de valores de amplitud para un conjunto de trazas-tiempo la cual represente una variación visible de la amplitud con el offset, como lo muestra la siguiente Figura.

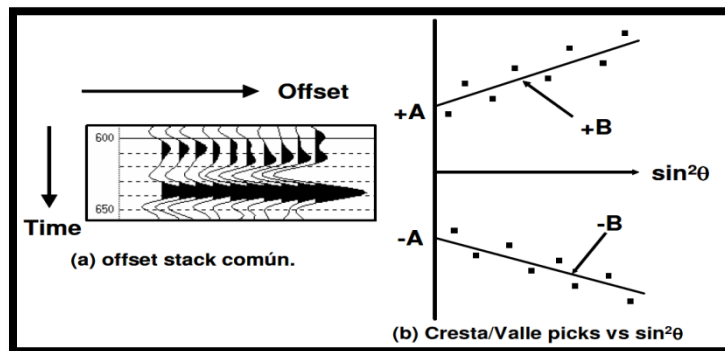


Figura 10. Análisis de gradiente para la estimación de A y B a partir de los datos sísmicos. Modificado de Russell, 2005.

1.6 Respuesta AVO

La Figura 11 muestra una sección apilada de CDP's, para un conjunto de Gathers sísmicos. Si observamos a detalle, es fácil identificar el punto brillante encerrado por el círculo en rojo, asociado al evento sísmico entre los 630-640 ms (línea azul) que ha sido interpretado como la cima de un posible yacimiento. Interpretes años atrás únicamente habrían podido observar dicha estructura y asociarla a una arena gasífera en el CDP 330.

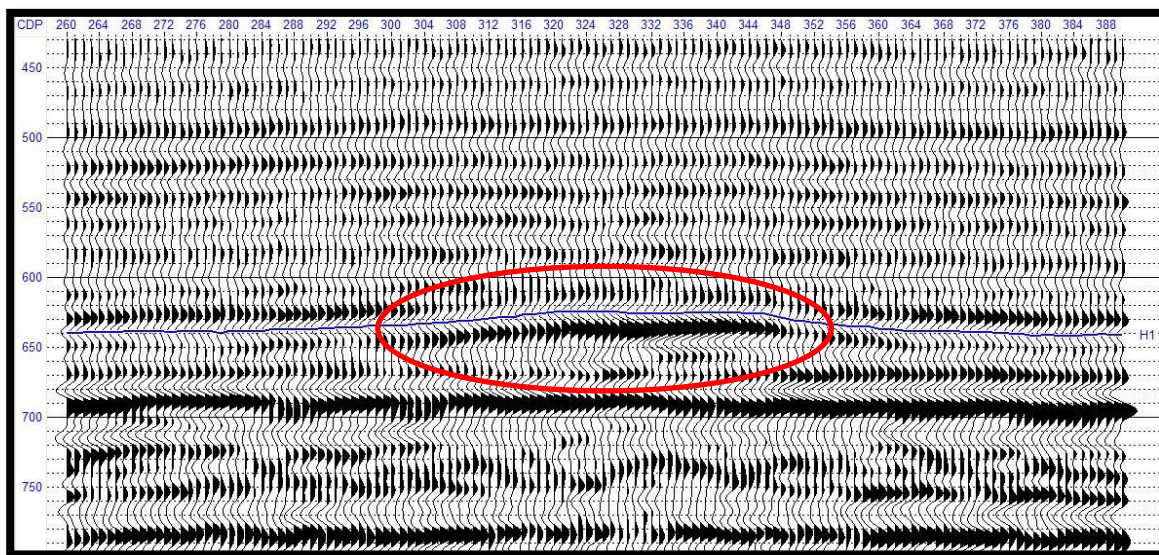


Figura 11. Interpretación de un punto brillante en los años 70's asociado a una arena con gas.
Modificada de Russell, 2005.

Sin embargo como se mencionó antes, algunos de estos puntos brillantes eran producto de marcadas variaciones litológicas debido a los contrastes entre las impedancias acústicas haciendo que la determinación de las zonas productoras asociadas a arenas con gas fuera demasiado austera en los años previos a 1980.

Años antes de la formalización de la metodología AVO, los intérpretes sísmicos únicamente podían guiarse mediante patrones de reflexión anómalos que eran visibles en las secciones sísmicas apiladas. Sin embargo no sabían que cada una de estas anomalías de amplitud correspondía a una clase AVO diferente para arenas con gas, es decir inconscientemente las bases del método AVO, eran aplicadas sin tener conocimiento del fenómeno que lo causaba.

Estas anomalías sísmicas de amplitud corresponderían a los genéricamente llamados Indicadores Directos de Hidrocarburos o IDH's, ya que su identificación en los datos sísmicos proporcionaba una pauta directa para la delimitación de los posibles yacimientos de gas. Sin embargo el margen de error exploratorio seguía siendo muy grande.

Años más tarde, para 1980 Bill Ostrander fue el pionero en la formulación y aplicación de la técnica AVO. Ostrander observó el comportamiento de las amplitudes en datos pre-apilados y demostró que el efecto del incremento de las amplitudes a offsets mayores era producido cuando una capa de arena con gas sobreyacía a una capa de lutitas, produciendo la respuesta AVO típica de arenas clase III.

La Figura 12 exhibe el comportamiento típico de la amplitud para una respuesta AVO clase III, asociada a la cima de un yacimiento de arenas con gas en una ventana de tiempo en CDP Gathers pre-apilados cercanos a la posición del pozo productor.



Figura 12. Respuesta AVO en una ventana de análisis de CDP Gathers pre-apilados. Modificada de Russell, 2005.

Para entonces el AVO quedó establecido como una metodología de análisis de las amplitudes sísmicas en datos sin apilar con los valores originales de dichas amplitudes que mantenían un carácter más real de las verdaderas condiciones estratigráficas y estructurales del subsuelo.

Para entender el comportamiento relativo de la amplitud sísmica en la generación de una respuesta AVO en datos antes del apilado, es necesario comprender el papel que desempeña la impedancia acústica y la razón de Poisson, por ello las siguientes Figuras ilustran un modelo representativo del comportamiento de cada respuesta AVO en función de la variación de dichos parámetros.

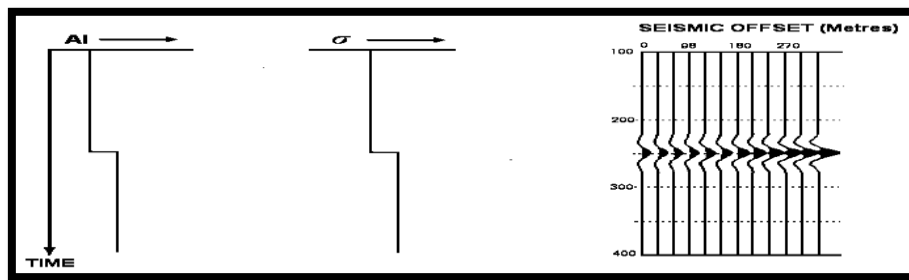


Figura 13 a) Modelo AVO mostrando el efecto de un incremento de la impedancia y la relación de Poisson en el comportamiento de las amplitudes. Respuesta de un tipo de contacto de fluido común

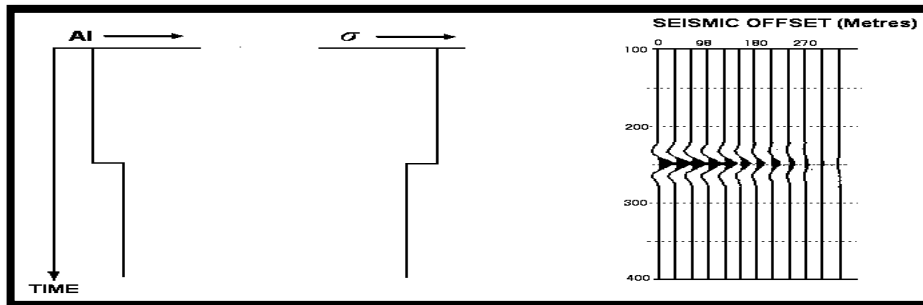


Figura 13 b) Modelo AVO mostrando el efecto de un incremento de la impedancia y una disminución de la relación de Poisson. Respuesta típica de una arena con gas de velocidad alta

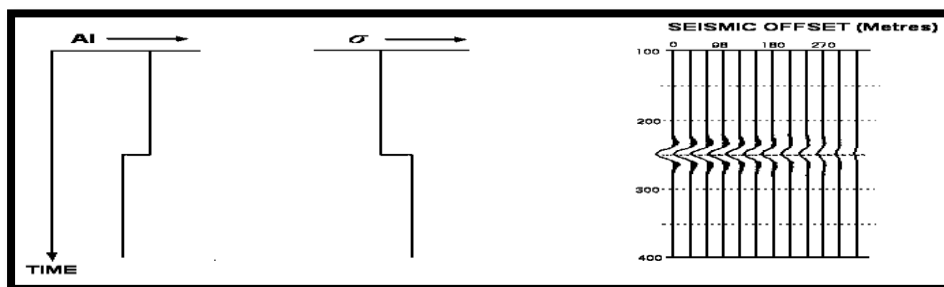


Figura 13 c). Modelo AVO que muestra el decremento de la impedancia acústica y el incremento de la relación de Poisson. La respuesta tipo para la sal o la base de los carbonatos

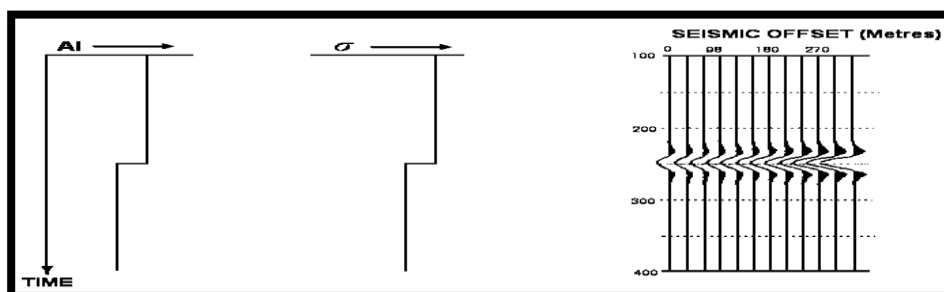


Figura 13 d). Modelo AVO muestra el decremento de la impedancia acústica y la relación de Poisson. La respuesta tipo para la cima típica de una arena con gas de baja velocidad

La Tabla 4 resume las respuestas del intercepto y gradiente esperadas en función de la variación de la impedancia acústica y la relación de Poisson, de acuerdo a los modelos AVO anteriores.

Impedancia Acústica	Relación de Poisson	Intercepto (A)	Gradiente (B)
↑	↑	↑	↑
↑	↓	↑	↓
↓	↓	↓	↓
↓	↑	↓	↑

Tabla 4. Respuesta AVO esperada para combinaciones de impedancia acústica y relación de Poisson.

1.7 Cross-Plotting

Una vez extraídos los valores de A y B mediante el análisis de gradiente, y aplicando la ecuación de dos términos de Aki-Richards (1980), y bajo ciertas consideraciones, se procede a realizar el análisis de gráfico cruzado o Cross-plot de dichos atributos, para visualizar las zonas de anomalías que puedan asociarse a la cima y base de las arenas con gas.

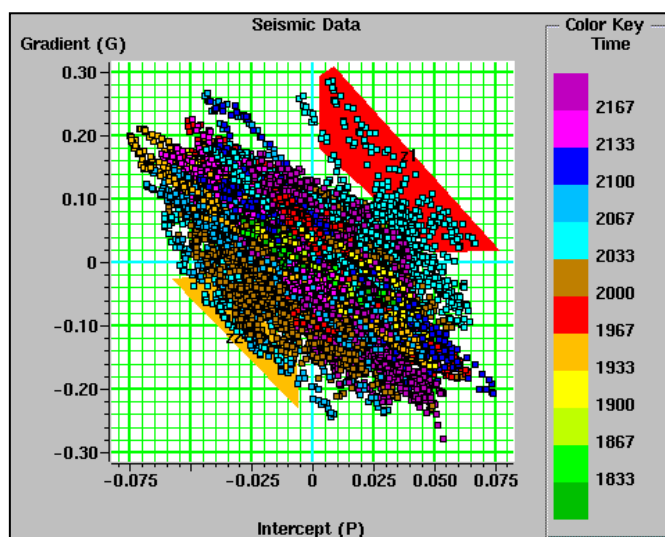


Figura 14. Gráfico cruzado o Crossplot intercepto-gradiente.

La gráfica de A contra B muestra que varios subconjuntos de puntos caen dentro de distintas zonas. La zona más grande es la “tendencia de trasfondo” que muestra la respuesta general de las rocas no almacenadoras y las rocas con presencia de agua. Las zonas anómalas pueden indicar litologías inusuales o fluidos de formación inusuales.

En este ejemplo, las zonas anómalas son la cima (amarillo) y la base (rojo) del yacimiento, como sobresale en la sección.

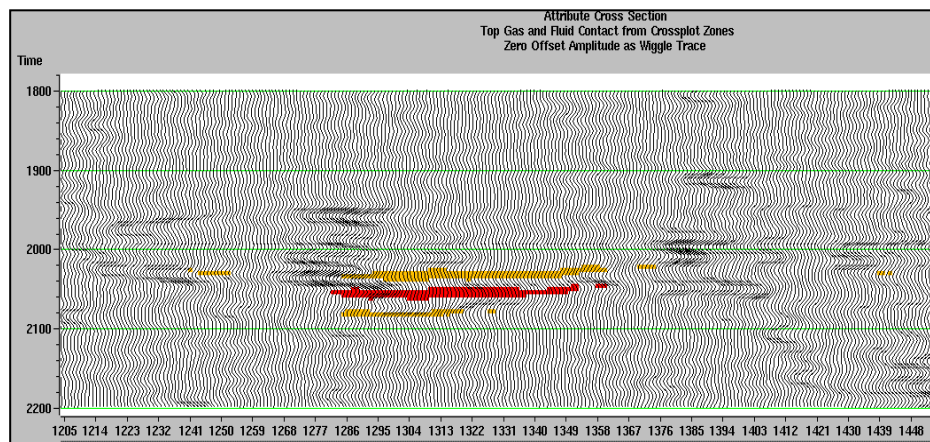


Figura 15. Sección apilada con zonificación de las anomalías identificadas en el gráfico cruzado A-B.

Esto es posible ya que los conjuntos de pares de Intercepto-Gradiente contienen información sísmica en función al tiempo doble de reflejo y es posible visualizar el origen tanto en tiempo (o profundidad si se cuenta con un adecuado modelo de velocidad) como en la posición del volumen sísmico.

Pero ¿Cómo podemos asociar estas anomalías a zonas productoras de gas y discriminar litologías y contenido de fluidos involucrados en un mismo yacimiento?

1.8 Clasificación de respuestas AVO

Según el comportamiento de la curva del gradiente en la gráfica amplitud vs ángulo de incidencia es que se definen cuatro tipos de arenas con gas con características de yacimiento distintas y con una respuesta AVO típica.

- Arenas Clase I. Presenta una reflexión positiva grande a offset cero, la cual decrece conforme se incrementa el offset. Se clasifican como yacimientos de alta impedancia y se observan como Puntos oscuros o “Dim Spots” en datos sísmicos apilados.

- Arenas Clase II. Presenta una pequeña reflexión positiva o negativa a offset cero y llega a convertirse en una reflexión muy pequeña o se puede convertir en una reflexión negativa al incrementarse el offset (incluye también la anomalía de clase III con bajo coeficiente de reflexión). Se clasifican como yacimientos con impedancia cercana a cero, y son expuestos mediante eventos sísmicos que presentan inversión de polaridad.
- Arenas Clase III. Presenta una reflexión negativa a offset cero y se incrementa la reflexión negativa al incrementarse el offset. Este es el clásico comportamiento del AVO. Por ejemplo, una arena con gas de baja impedancia. Son yacimientos de baja impedancia, y los podemos identificar como Puntos Brillantes en secciones sísmicas apiladas.
- Arenas Clase IV. Presenta una reflexión negativa a offset cero, la cual disminuye de amplitud en forma absoluta al aumentar la distancia contra el offset. También son clasificados como yacimientos de baja impedancia acústica e identificados como Puntos Brillantes en sísmica apilada.

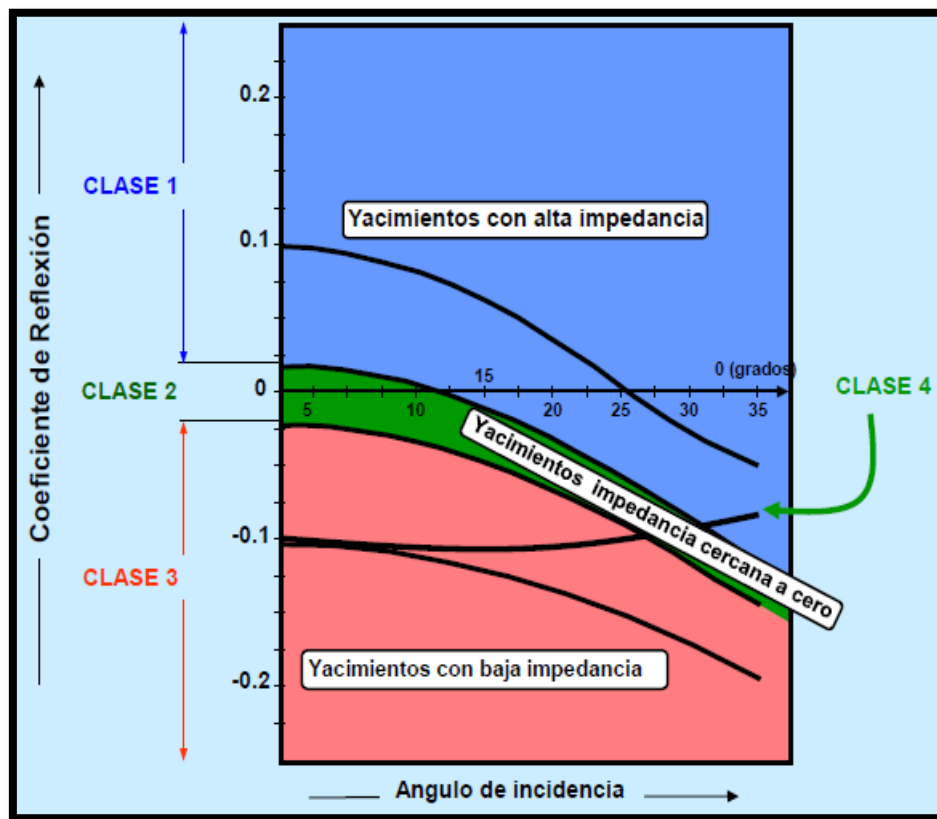


Figura 16. Clasificación de las arenas con gas según su respuesta AVO. Tomada de base de datos PEP.

Las anomalías en un gráfico cruzado o Cross-plot de intercepto-gradiente se pueden clasificar de acuerdo a la posición de los datos en la gráfica. Castagna (1997) definió estas 4 zonas (Figura 17) para un conjunto de datos en función a su respuesta AVO.

- Clase I.- Se presenta en la gráfica con valores de A positivos altos y valores de B negativos y altos. Estas arenas se localizan en el cuarto cuadrante, y decrecen en la magnitud de la amplitud con el incremento del offset más rápido que el tren del background. Estas arenas presentan un contraste de impedancia alto.
- Clase II.- Se presenta en la gráfica con valores A cercanos a cero y valores del B negativos. Esta clase se puede localizar en el II, III o IV cuadrante, debido a que son comunes las inversiones de polaridad. Pueden o no corresponder con anomalías de amplitud en datos apilados. El contraste de impedancia de estas arenas es aproximadamente similar al medio circundante. Generalmente están formadas por arenas consolidadas y compactadas.
- Clase III.- Se presenta en la gráfica con valores de A negativos grandes y valores del B negativos. Esta arena presenta contraste de impedancia bajos. Se localiza en el cuadrante III. Las arenas que caracterizan a esta clase están generalmente poco consolidadas.
- Clase IV.- Se presenta en la gráfica con valores A negativos altos y valores del B positivos. Esta arena cae en el II cuadrante.

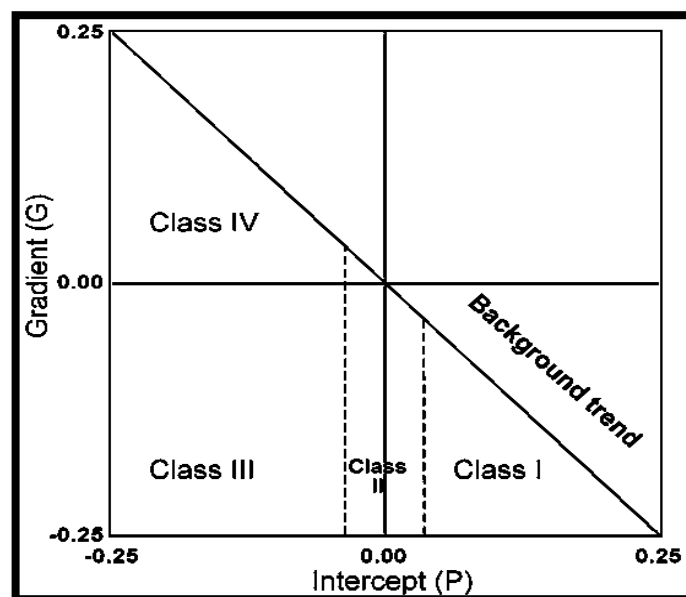


Figura 17. Clasificación de Castagna (1997) para arenas con gas y la distribución de los datos en un gráfico cruzado.

La respuesta AVO puede variar ampliamente, dependiendo del marco geológico del yacimiento y las condiciones petrofísicas de las rocas. El medio encajonante marca una tendencia o “Background trend” que representa la respuesta de las rocas adyacentes generalmente las lutitas encajonantes, por lo que el factor decisivo en la identificación de estas anomalías AVO estará en función del contraste entre esta tendencia de fondo y las respuestas AVO de las arenas.

1.9 Otros Atributos AVO

Otros atributos AVO son derivados mediante combinaciones y relaciones entre el Intercepto, el Gradiente y las reflectividades R_p y R_s , con el fin de generar una sección apilada que contenga valores directamente proporcionales al valor del atributo analizado y cuyas trazas enfatizen visualmente las anomalías de amplitud sísmica que hayan sido previamente identificadas.

Algunos de estos atributos son utilizados según la clase de anomalía AVO que deseemos analizar, es decir, algunos atributos funcionan mejor que otros bajo ciertas clases de anomalías, por lo que la selección y generación de estos atributos estará a criterio de cada intérprete en base al objetivo del estudio y en función de las condiciones geológicas y del tipo de yacimiento con el que se esté trabajando.

A continuación se resume a manera de tabla algunos de los atributos derivados más utilizados dentro del análisis de reconocimiento AVO.

Atributo	Fórmula o Símbolo	Derivado del tipo
Intercepto	A	A/B
Gradiente	B	A/B
Producto	A*B	A/B
Traza de Razón de Poisson	$aA + bB$	A/B
Traza de reflectividad de onda P	$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta v_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$ (22)	R_p
Factor Fluido	$\Delta F = r_{p0} - 1.16 \frac{V_s}{V_p} r_{s0}$ (23)	r_{p0}/r_{s0}

Tabla 5. Tabla de Atributos AVO.

1.10 Modelado AVO

El modelado directo es un paso crucial dentro de la metodología AVO. Los datos de entrada en el modelo, son los registros de pozos y los CDP Gathers previamente corregidos y tratados mediante técnicas de filtrado y otros métodos de procesamiento.

El objetivo del modelado AVO es generar trazas sintéticas mediante la convolución de las series de reflectividad para un modelo de capas del interior de la Tierra, las cuales son obtenidas a partir de los registros V_p , V_s y densidad, junto con una ondícula sísmica (wavelet) o impulso inicial. Dichas trazas sintéticas serán utilizadas posteriormente en el amarre Sísmica-Pozo en busca de una correspondencia o similitud entre los datos reales y los sintéticos mediante una función de correlación.

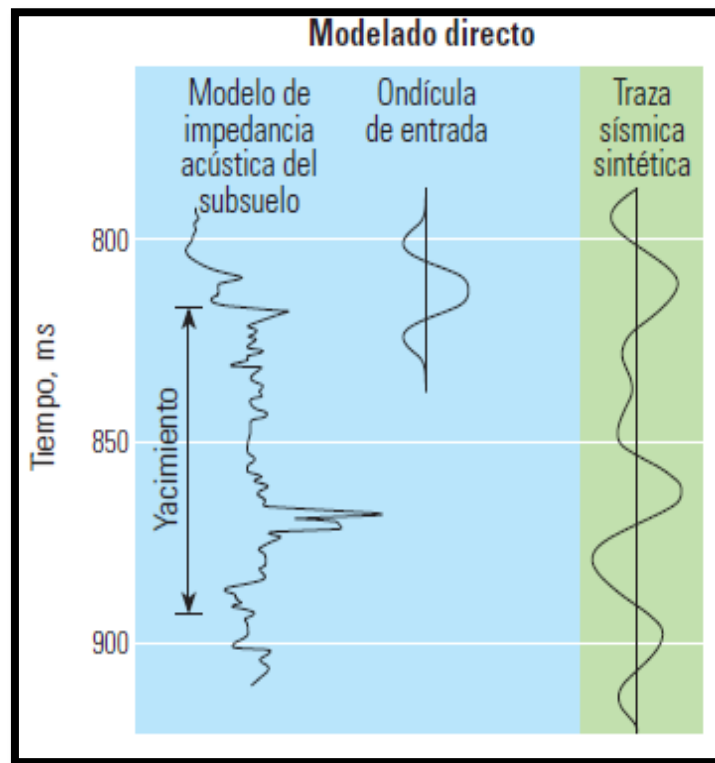


Figura 18. Modelado directo. Modificada de Barclay et al., 2008 "Inversión sísmica; Lectura entre líneas".

El proceso de modelado AVO se basa en el modelo de capas del interior de la Tierra el cual asume que el subsuelo está constituido por n -capas planas y horizontales caracterizadas por ciertos parámetros físicos como la densidad, el espesor, la velocidad de onda P y velocidad de onda S para cada intervalo. En donde para n -estratos existen n -espesores y $n+1$ valores de V_p , V_s y ρ tal que:

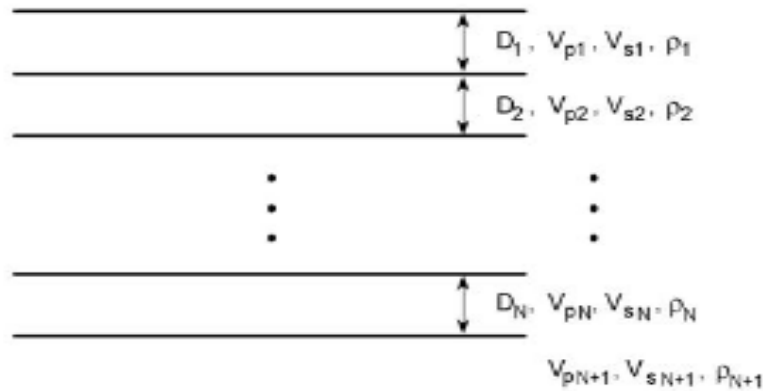
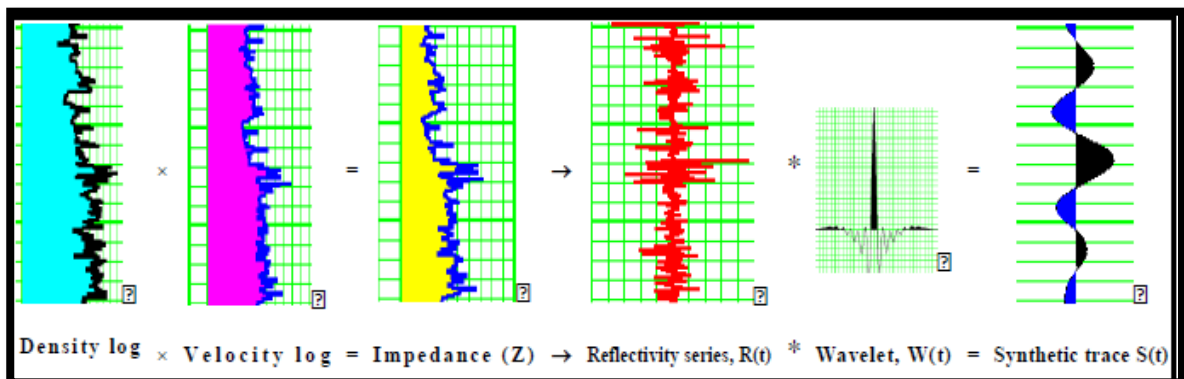


Figura 19. Modelo de capas del interior de la Tierra. Cada capa posee un valor de velocidad, densidad y espesor que la caracteriza.

El modelado AVO se basa en el modelo convolucional unidimensional, el cual asume que una señal sísmica registrada en superficie, resulta de la convolución entre una ondícula fuente y la serie de reflectividad para n-capas del subsuelo con la adición de una componente de ruido.

De tal forma que una traza sísmica puede ser representada de la siguiente manera:



$$\text{Traza Sísmica} = \text{Series de Reflectividad} \ast \text{Ondícula inicial} + \text{ruido}$$

Figura 20. Representación gráfica del modelo de convolución para la generación de una traza sintética. Modificado de Bisaso, 2011.

Sin embargo en la realidad, una traza sísmica resulta ser algo mucho más complejo que una simple convolución entre la ondícula de entrada y las series de reflectividad del subsuelo, esto debido a la gran cantidad de efectos producidos por la anisotropía, dispersión geométrica, absorción y dispersión de la señal sísmica cuando se propaga en el interior de la Tierra, esto sumado a la complejidad tridimensional y heterogénea de los cuerpos geológicos sepultados.

De acuerdo a la figura anterior, un sismograma sintético consiste en una serie de trazas generadas a partir de las series de reflectividad obtenidas de los registros de pozos junto con la ondícula sísmica extraída estadísticamente de los gathers reales, bajo las condiciones de un modelo convolucional y un modelo de capas del interior de la Tierra.

Cada traza es calculada de manera independiente, asumiendo que la fuente sísmica y el receptor se encuentran ambos en la superficie.

De esta manera el modelo convolucional establece que cada traza sísmica sintética estará definida por la siguiente ecuación:

$$S(t) = \sum_i r_i W_{t-T_i} \quad (24)$$

Donde:

$S(t)$ = Traza sísmica registrada en R, en función del tiempo

W_t = Impulso sísmico u ondícula sísmica impartida en S

$\sum_i$ = Suma de todas las posibles trayectorias de reflejo desde la fuente S al receptor R

r_i = Coeficiente de reflexión para la trayectoria i

T_i = Tiempo de viaje total para la trayectoria i , en función del espesor de la capa y V_p

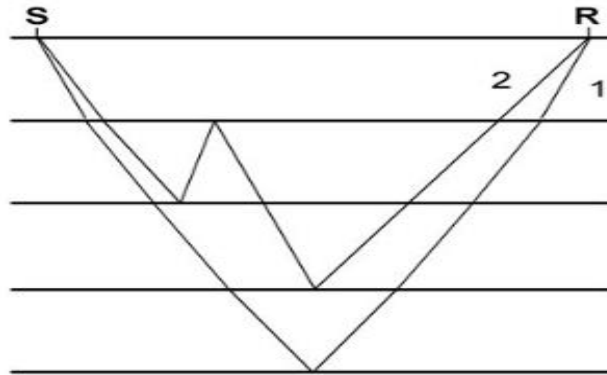


Figura 21. Posibles trayectorias de un rayo sísmico para un modelo de capas del interior de la Tierra.

Según la Ecuación 24, una traza sísmica depende de cada una de las trayectorias de viaje posibles para el rayo sísmico entre la fuente y el receptor, debido a esto resulta ser muy importante el análisis de que trayectorias son válidas y cuáles no.

La Figura 21 ejemplifica esta situación, la trayectoria del rayo 1 corresponde a una reflexión primaria durante la propagación en cuatro de las interfases, mientras que la trayectoria del rayo 2 contiene múltiples reflejos en las interfases 1 y 2. En teoría existen un infinito número de combinaciones para la trayectoria de un rayo sísmico entre cada una de las interfases, es decir reflejos múltiples o simplemente “múltiples”. Si los múltiples son ignorados como es en el caso del AVO, el número de trayectorias es igual al número de capas. Por lo que únicamente nos estaremos concentrando en las reflexiones primarias y en consecuencia el cálculo de todas las trazas del sismograma sintético resulta mucho más sencillo.

CAPITULO II

2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AVO A UN PROSPECTO DE AGUAS PROFUNDAS

2.1 MARCO GEOLÓGICO

2.1.1 Marco Tectónico Estructural

El área de estudio se ubica en la convergencia de tres subprovincias geológicas: Porción Sur de las Cordilleras Mexicanas, el Cinturón Plegado de Catemaco y el límite Oeste de la Provincia Salina del Istmo. La estructura “K-2”, ubicada en el límite Occidental del Cinturón Plegado de Catemaco, es un anticlinal que se formó como parte de un sistema contraccional compuesto por alineamientos con dirección Noreste-Suroeste, los cuales se interpreta fueron generados durante el intervalo de tiempo Mioceno Tardío-Pleistoceno a consecuencia de la interrelación de la contracción debida al evento Chiapaneco y los esfuerzos contraccionales por gravedad de las Cordilleras Mexicanas. A nivel del yacimiento del Mioceno Inferior es un anticlinal asimétrico de 22 kilómetros de largo por 5 kilómetros de ancho, formado como un pliegue debido a la propagación de una falla con dirección hacia el Noroeste.

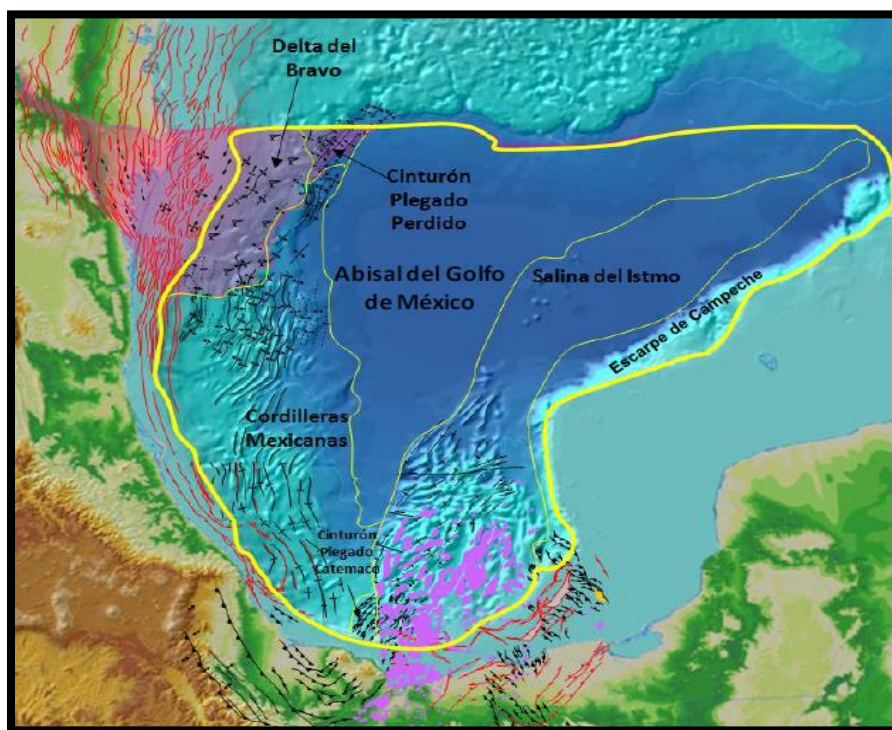


Figura 22. Mapa tectónico estructural de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. Modificada de base de datos PEP.

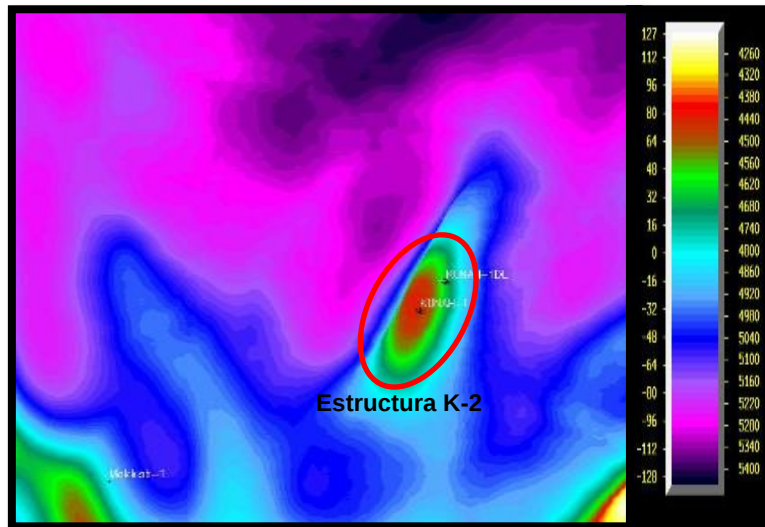


Figura 23. Mapa Sismológico en tiempo para la cima del Mioceno Inferior, mostrando el estilo estructural de la zona de estudio.

Cordilleras Mexicanas

Esta provincia se localiza al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tamaulipas, donde se formó un amplio cinturón plegado desde la parte sur de la Provincia Salina del Bravo hasta el límite noroccidental de la Provincia Geológica del Cinturón Plegado Catemaco, generado como respuesta a la extensión gravitacional de la faja extensional desarrollada en la parte sur de la Cuenca de Burgos y en la Provincia Geológica del Cinturón Extensional Quetzalcoatl. Este cinturón plegado se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 Km² en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 m. Se caracteriza por anticlinales asimétricos largos y angostos, generalmente con dirección al oriente y en algunos casos en sentido opuesto. El sistema ligado extensión - compresión que propicio la formación de la Provincia Geológica Cordilleras Mexicanas se transmite a través de más de una superficie de despegue dentro del Terciario, interpretándose la más importante en el Eoceno superior.

Salina del Istmo

Esta provincia es la extensión hacia aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo y se distribuye desde la isobata 500 m hasta la planicie abisal, es la contraparte sur de la Provincia Geológica Salina del Bravo. Se caracteriza por presentar diferentes estilos de tectónica salina, que en una dirección sur-sureste a norte-noroeste, evoluciona de diapiros comprimidos, algunos colapsados, que están conectados con la sal madre por su origen

asociado a procesos de “downbuilding” y formación de minicuenas, a geometrías de toldos de sal alóctona emplazados cerca del fondo marino y estructuras contraccionales con inflación de sal (Figura 30). Estas estructuras corresponden al acomodo de la extensión gravitacional del Plioceno-Pleistoceno, presente en la Provincia Petrolera Sureste como un sistema ligado (Pindell y Kennan, 2006). Estas fases tectónicas generaron una estructuración continua, al menos, desde el Mioceno al Holoceno, con la creación de un número considerable de oportunidades exploratorias asociadas a trampas combinadas y estructurales desde el Mesozoico al Cenozoico.

Cinturón Plegado Catemaco

Esta provincia se localiza al norte del Complejo Volcánico de los Tuxtlas, en la porción marina profunda. Es un cinturón deformado con pliegues asimétricos con orientación noreste-suroeste e inclinación hacia el noroeste, afectados por fallas inversas y cabalgaduras que despegan de superficies ubicadas en la base del Paleoceno y el Eoceno (Figura 20). De acuerdo con las secuencias de expansión asociadas a la deformación, este sistema plegado se formó durante el Mioceno medio-tardío, contemporáneo a la deformación Chiapaneca y por la orientación de sus ejes parece estar influenciado por el colapso gravitacional del Neógeno. Estos eventos tectónicos estructuraron la columna sedimentaria cenozoica que contiene areniscas de canales y abanicos submarinos en la sección del Oligoceno al Mioceno superior, formando trampas estructurales y combinadas.

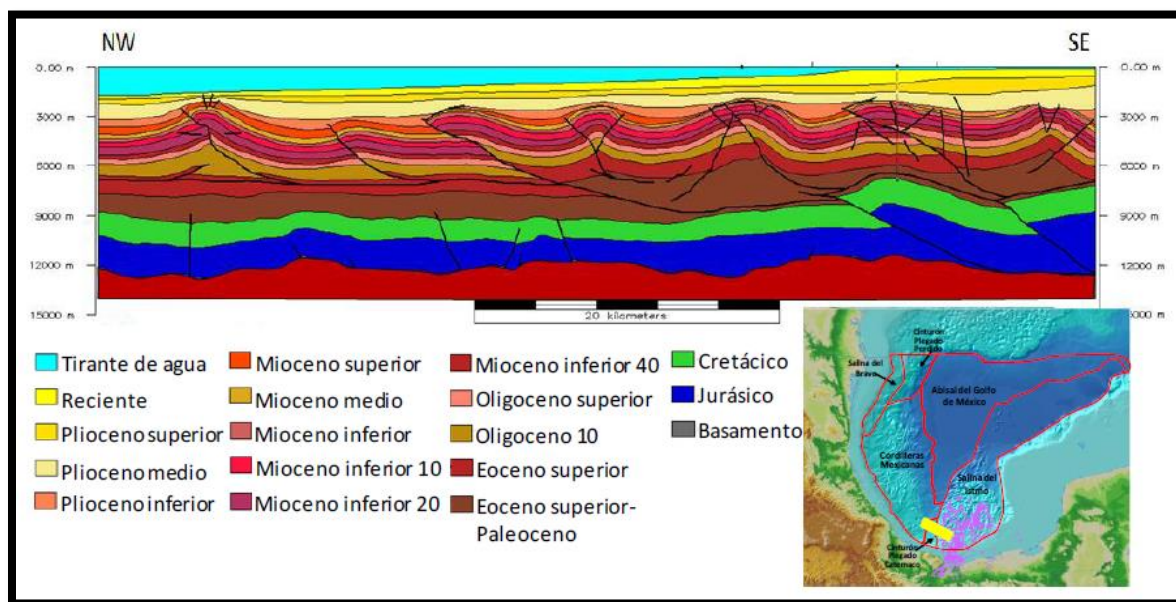


Figura 24. Sección estructural de la zona de estudio. Modificada de Base de datos PEP.

2.1.2 Marco Estratigráfico y Ambientes de Depositación

La columna estratigráfica del pozo K-2 está constituida por rocas siliclásticas que van desde el Oligoceno Superior hasta el Reciente, depositadas por sistemas turbidíticos en ambientes de cuenca y base de talud.

El Oligoceno Superior (4,550-4,447 metros), está compuesto de areniscas compactas de cuarzo, feldespatos y líticos de grano fino a medio, regularmente clasificadas y con matriz arcillosa. Hacia la base, está representado por lutitas en parte arenosas y bentoníticas.

El Mioceno Inferior (3,799-4,447 metros), está integrado por tres paquetes principales. El primero de ellos de la profundidad de 4,261 a 4,447 metros, está formado por areniscas de cuarzo y líticos de grano fino a grueso, moderadamente clasificados e intercalaciones de lutitas. El intermedio, en el intervalo 3,997-4,261 metros, se compone de areniscas de cuarzo y líticos de grano fino a muy grueso, de regular a pobremente clasificados y con intercalaciones de lutitas. El paquete superior, de 3,799 a 3,997 metros, lo constituyen una areniscas de grano fino a medio, de regular a pobremente clasificados e intercalaciones de lutitas y bentonitas. Los yacimientos se ubican en la parte superior y media.

El Mioceno Medio (3,314-3,799 metros), se encuentra dividido en dos zonas; la parte superior en el intervalo comprendido de 3,314 a 3,429 metros, está formado principalmente por lutitas de color gris claro y verdoso, bentoníticas, parcialmente arenosas y calcáreas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio, bien clasificados, ligeramente arcillosas; mientras que la zona inferior de 3,429 a 3,799 metros, se constituye de areniscas de cuarzo, líticos y feldespatos, de grano fino a grueso y en partes conglomeráticas, pobremente clasificados y con intercalaciones de limolitas y lutitas. El yacimiento se ubica en la parte superior. El Mioceno Superior (2,758-3,314 metros), está representado por tres zonas; la superior, en el intervalo 2,758 a 2,845 metros, está constituido de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosas y limolíticas; la parte media comprendida de 2,845 a 3,112 metros, formada por areniscas de cuarzo con grano fino a medio, moderadamente clasificados y sin arcilla, con intercalaciones de lutita; así mismo, la zona inferior está representada por alternancias de lutitas con areniscas de cuarzo de grano fino, moderadamente clasificados.

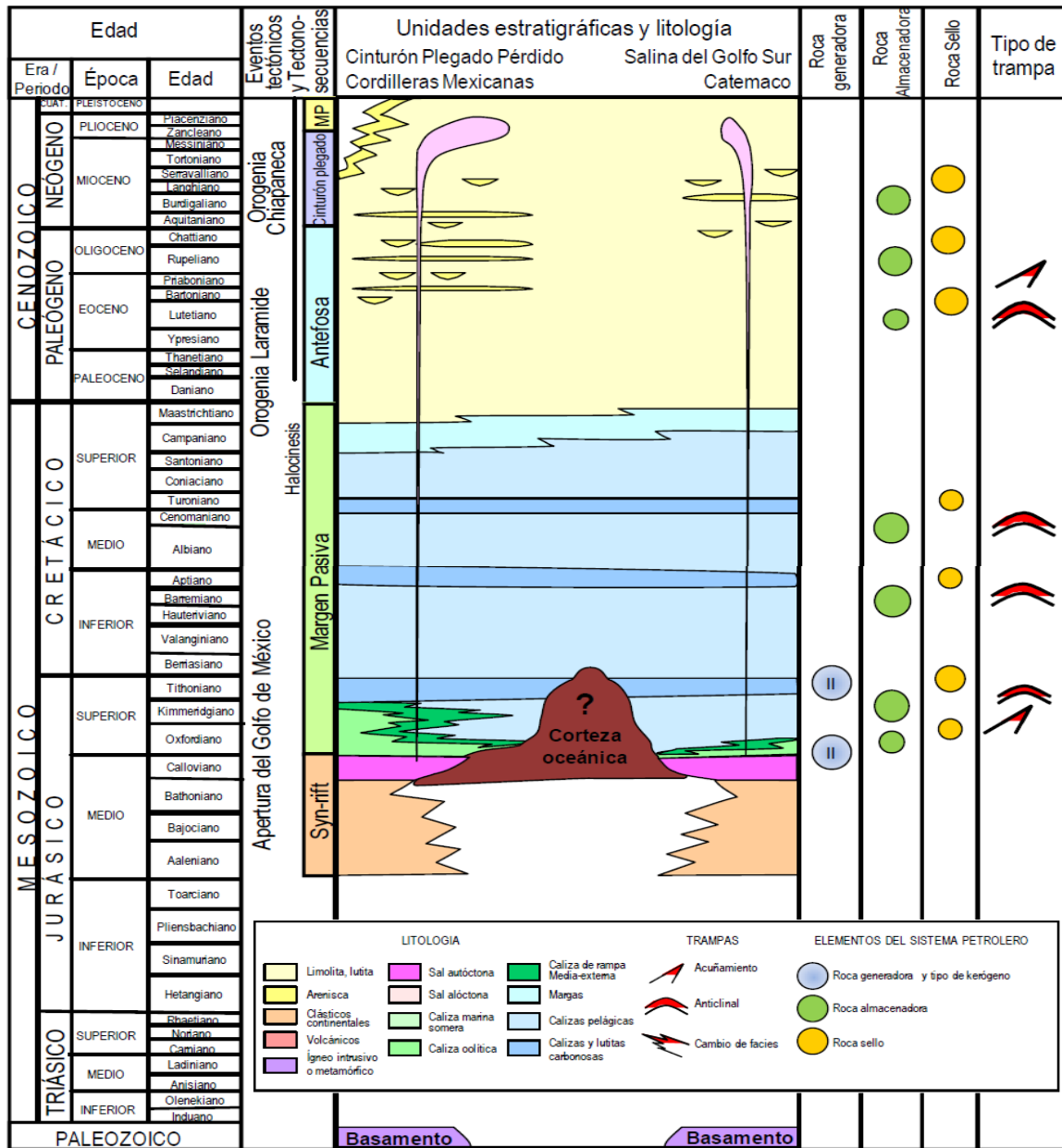


Figura 25. Columna Estratigráfica de la zona de estudio. Tomada de base de datos PEP.

2.1.3 Sistema Petrolero (Play Mioceno Superior)

De manera regional en la zona Holok-Alvarado el pozo que ha probado el potencial de este *Play* es Naal-1, con la prueba de producción en el intervalo 2137-2147 m que resultó productor de gas seco. Al igual, que en el *Play* Mioceno Medio, los espesores en los pozos son muy delgados e incluso en la cima de algunas estructuras anticlinales está ausente. Sin embargo, de acuerdo a la correlación sísmica, los espesores en los sinclinales alcanzan hasta 500 m mientras que los espesores mayores (1500 m), se encuentran en las minicuevas formadas por la sal alóctona. En el área del Cinturón Plegado de Catemaco y en la Provincia Salina estos depósitos se encuentran confinados. No se cuenta con información de núcleos para este intervalo estratigráfico, pero a partir de las muestras de canal y registros se documentó que en el pozo Naal-1 la sección del Mioceno Superior (2130-2225 m) corresponde a una secuencia de areniscas de grano fino intercaladas con limolitas, en capas muy delgadas. Sin embargo, las facies en la porción occidental, pueden variar debido a que en esta área se ha documentado un gran aporte regional de sedimentos desde el Oligoceno. Además las características sísmicas, con base en la calibración del pozo Lk-1 y la presencia de IDH's en estos objetivos y para ambas localizaciones así lo confirman.

Sello

Para todos los yacimientos del Mioceno Superior, las rocas que funcionan como sello corresponden a lutitas calcáreas. En cuanto al sistema de fallas; para el Mioceno Superior, las normales ubicadas en la cresta, son de poca longitud y desplazamiento, por lo tanto, no se considera que dividan al yacimiento en bloques independientes. Finalmente, los tres yacimientos del Mioceno Inferior, que se encuentran limitados al Noroeste contra la falla inversa, presentan buen sello.

Trampa

La trampa corresponde a un anticlinal asimétrico cuyo eje principal se orienta en dirección Noreste-Suroeste. A nivel Mioceno Superior, la trampa presenta cierre natural por echado de capas en cuatro direcciones.

A nivel Mioceno Inferior, el sello de la trampa es por cierre contra falla inversa al Noroeste de la estructura. La complejidad en la distribución de la roca almacén y la variación lateral de propiedades petrofísicas asociadas a los sistemas canalizados de aguas profundas

hacen que la trampa de los yacimientos del Mioceno Inferior y Superior sea clasificada como combinada.

Los límites de los yacimientos fueron establecidos por atributos especiales derivados de la inversión sísmica y los probadores dinámicos de formación.

Roca almacén

Las rocas almacenadoras están constituidas por areniscas depositadas en ambientes marinos profundos, característicos de canales submarinos y abanicos de piso de cuenca. Para los yacimientos del Mioceno Inferior las facies de la roca almacén se interpretaron como de canal y desborde distal, y están constituidos principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio, pobremente clasificados, moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10 a 20 por ciento, con intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso. Los yacimientos del Mioceno Superior, así como el yacimiento del Mioceno Medio, están formados por intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica, con areniscas de cuarzo, micas y líticos gris claro, de grano medio a fino, moderadamente clasificadas, no consolidadas, ligeramente arcillosas, con una porosidad visual intergranular de 10 a 15 por ciento.

Roca generadora

La presencia y madurez de la roca generadora se ha determinado a partir de los hidrocarburos recuperados en los pozos productores del área, cuyos valores isotópicos indican afinidad principalmente con el Jurásico Superior Tithoniano y algún aporte biogénico.

2.2 REVISIÓN DE INDICADORES DIRECTOS DE HIDROCARBUROS (IDH's)

La metodología empleada en el desarrollo de esta investigación constó de 3 análisis principales, según el flujo de trabajo especificado a continuación:

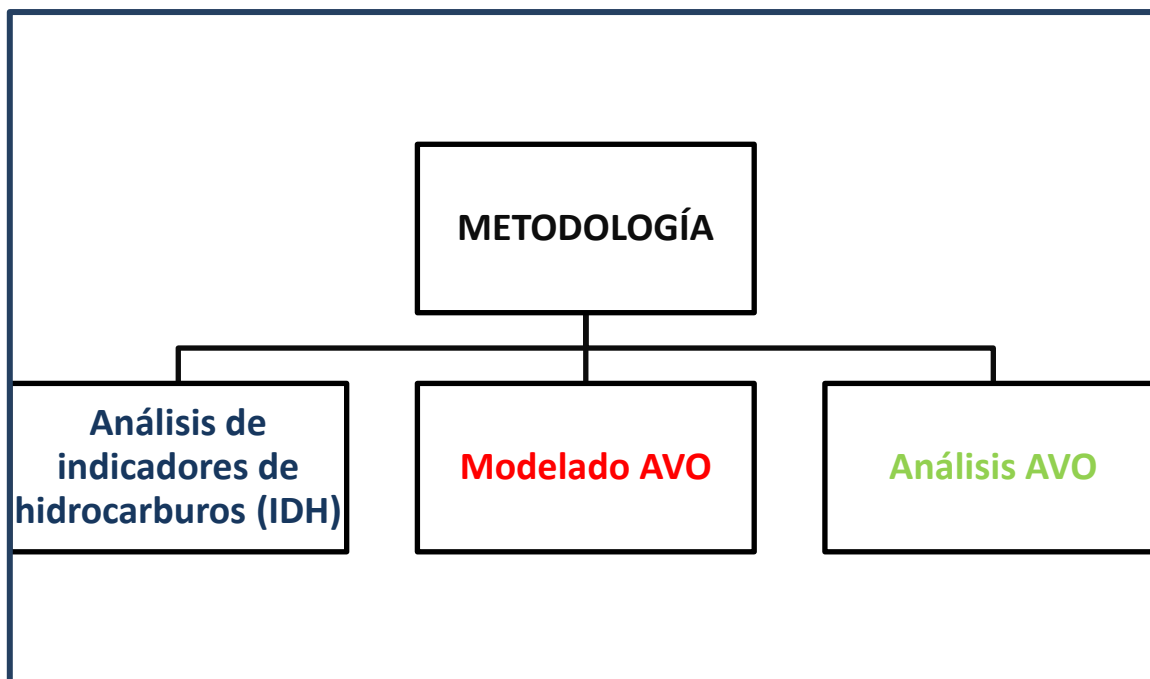


Diagrama 1. Metodología general en el desarrollo del estudio.

El estudio comienza con una revisión preliminar de las anomalías sísmicas de amplitud como indicadores directos de hidrocarburos (IDH's), principalmente Puntos Brillantes (Bright Spots), Puntos Planos (Flat Spots) e inversión de polaridad visualizados en secciones sísmicas apiladas dentro de la secuencia sedimentaria de interés, con el objetivo de identificar los horizontes sísmicos con posible contenido de hidrocarburos.

Posteriormente con el modelado AVO se buscó ajustar los datos sísmicos y de pozos mediante la generación de trazas sintéticas, para obtener una mayor certidumbre en la delimitación y precisa ubicación de la zona de interés a la cual se le aplicaría un posterior análisis de atributos AVO.

El análisis AVO es el proceso final dentro del flujo de trabajo y el más importante, ya que mediante la creación de gráficos cruzados y el análisis de gradiente en los horizontes sísmicos con anomalía de amplitud, se pudo ubicar la cima y la base del objetivo dentro de la secuencia del Mioceno Superior.

En este capítulo se describirá de manera detallada la metodología empleada en el análisis de indicadores directos de hidrocarburos HID's, abordando la secuencia de carga y validación de los datos sísmicos, el despliegue y visualización de los horizontes sísmicos, y la identificación e interpretación de las anomalías sísmicas de amplitud como indicadores de hidrocarburos. A continuación se presenta a manera de diagrama el flujo de trabajo utilizado en las diferentes etapas del análisis.

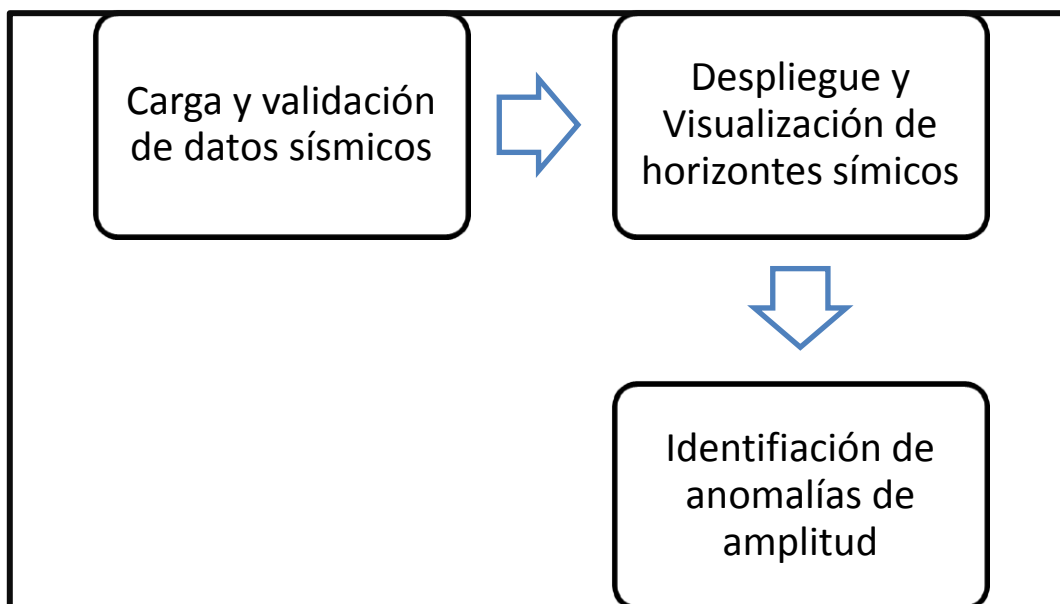


Diagrama 2. Flujo de trabajo en el análisis de indicadores de hidrocarburos.

2.2.1 Carga de datos sísmicos

La importación de datos sísmicos 3D para la interpretación de horizontes se realizó mediante el módulo de Seisworks, donde se seleccionó un Working Set acorde con la estructura objetivo, perteneciente al estudio sísmico Anegada_Labay versión 2011.

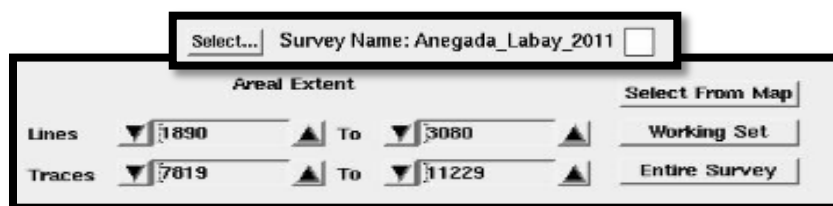


Figura 26. Líneas y Trazas del volumen sísmico utilizado.

Para el propósito de este estudio la carga de los datos sísmicos se hizo en 16 bits con escalamiento en 8 Bits como se muestra en la figura 16. Con estos parámetros, la cantidad de datos y el rango dinámico fueron los adecuados para la interpretación a nivel estratigráfico en la zona de interés, es decir $2^{16} = 65536$ valores de amplitud que van desde el -32768 al 32767 incluyendo el cero, escalados en un rango dinámico de 256 valores para 8 bits ($2^8 = 256$).

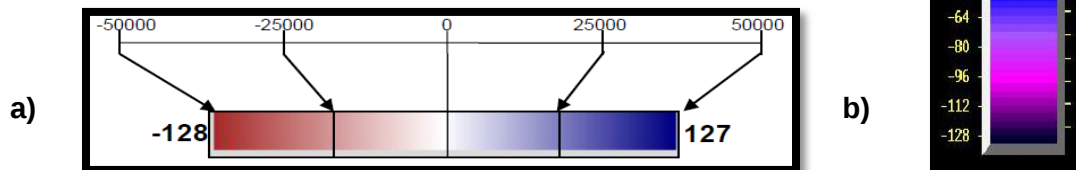


Figura 27. a) Escalamiento de datos de 16 bits para un rango dinámico de 8 bits. b) Escalamiento en 8 bits de los datos sísmicos reales.

2.2.2 Validación de los datos sísmicos

Una vez hecho la carga de los datos sísmicos se procedió a la validación de los mismos. La validación de los datos consiste en una serie de procesos cualitativos cuyo objetivo es el de analizar, verificar e identificar los parámetros utilizados durante la adquisición y el procesamiento de los datos sísmicos, previo a su utilización durante la etapa de interpretación. A continuación se hablará brevemente de cada uno de estos parámetros involucrados en la mejora de los datos sísmicos.

- **Fase**

La primera y una de las características más importantes que hay que tener en cuenta durante la interpretación de nuestros datos, es la fase sísmica.

Durante la interpretación de las interfases sísmicas en una sección, es importante tener claro el concepto de fase y mayor aun el conocimiento de este parámetro en nuestros datos de entrada. Antes de proceder con la interpretación de nuestros horizontes sísmicos, se debe tener en cuenta la magnitud o el valor en grados del desplazamiento hacia adelante o hacia atrás para la ondícula de entrada que se convolucionará a partir de un tiempo inicial en el cual se genera el impulso sísmico.

El valor de la fase es cuantificado según la magnitud del ángulo de desplazamiento que va desde -180° a 180° , y es una medida de la cantidad de tiempo que la onda se adelanta o retrasa con respecto a un tiempo inicial de referencia. La Figura 28 ejemplifica la rotación de fase para una ondícula de entrada en función al tiempo t_0 .

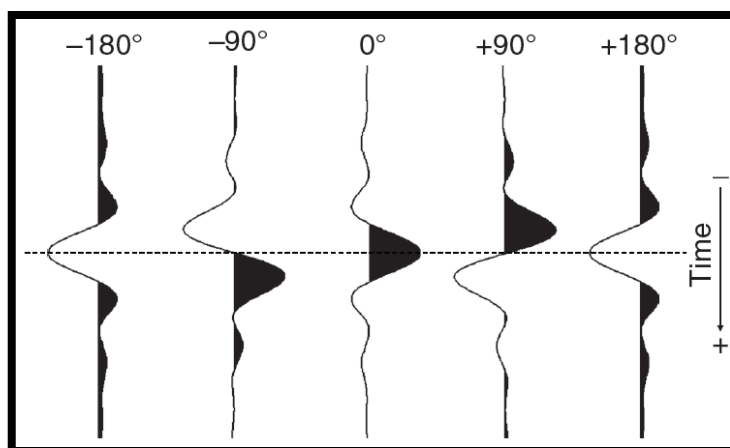


Figura 28. El mismo evento reflectivo con una rotación de fase de 360° en aumentos de 90° . Modificada de Gutiérrez Araiza, 2007.

El desconocimiento del valor de ϕ en nuestros datos sísmicos tiene graves implicaciones en los resultados obtenidos durante el mapeo sísmico, ya que se pueden cometer errores interpretativos a la hora de delimitar la cima y base de cualquier evento sísmico de interés, en el mapeo de fallas y contactos litológicos, en la delimitación del contacto con la secuencia salina o simplemente entre las interfases de fluidos que conforman un mismo yacimiento como por ejemplo aceite- gas, aceite-agua o gas-agua.

Durante la adquisición sísmica es muy común que los datos queden registrados con diferentes valores de fase, sin embargo y por lo general, se recomienda que durante la etapa de procesamiento nuestros datos sísmicos sean ajustados a un valor de fase cercano cero. De esta manera la tarea de interpretación de los eventos sísmicos de interés resulta ser mucho más sencilla, menos ambigua y con una mayor resolución.

Cuando la señal sísmica registrada es simétrica con respecto a un tiempo inicial (t_0) en el punto donde la energía de la reflexión es máxima, decimos que nuestra señal se encuentra en fase cero, es decir que por comodidad ajustamos la respuesta sísmica de la geología a ciertos parámetros de simetría en nuestra ondícula de entrada. Por otra parte, cuando la señal sísmica se encuentra en desfase con respecto a t_0 se dice que se encuentra en fase mínima, tal como lo muestra la Figura 29.

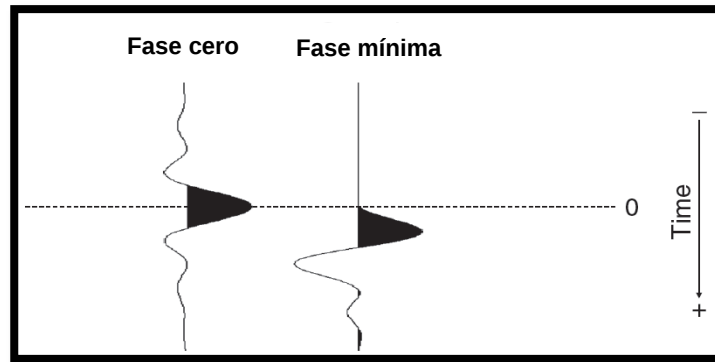


Figura 29. Señal sísmica en fase cero y fase mínima. Modificada de D. Herrón, 2011.

Si la fase de la ondícula se encuentra en cero grados o cercano, los mapeos de eventos sísmicos como por ejemplo la cima o la base de cierto horizonte estratigráfico quedarán bien definidos donde el contacto geológico se ubique en el lóbulo central del pulso. Como en ejemplo de la Figura 30 donde se aprecia con claridad el contacto agua-fondo marino el cual es interpretado como el primer fuerte positivo (reflexión en negro) evidenciando que la sísmica se encuentra en un valor de fase muy cercano a cero.

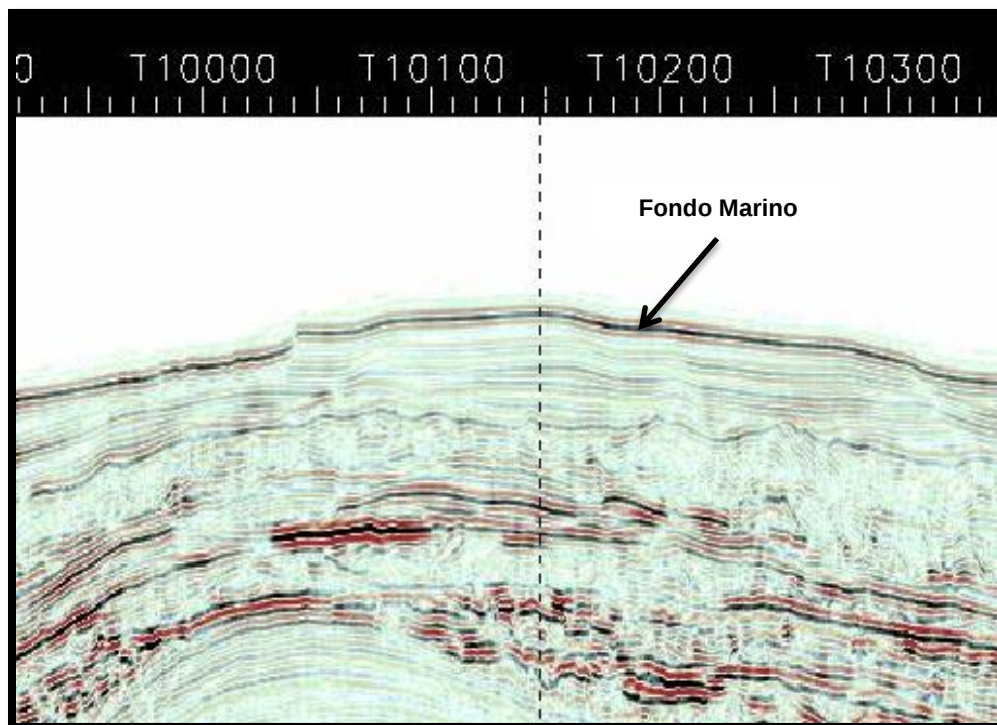


Figura 30. Sección sísmica de la zona de estudio evidenciando el contacto en fase cero del fondo marino, interpretado como el primer fuerte positivo en color negro.

- **Polaridad**

Antes de proceder con las interpretaciones de horizontes y demás, es muy importante conocer la convención de polaridad con la que estamos trabajando. Este proceso consiste en un análisis rápido y sencillo que se basa únicamente en especificar si la respuesta en nuestra señal sísmica es positiva o negativa ante un incremento de la impedancia acústica, es decir qué valor de amplitud (Positivo o negativo) atribuirle a una respuesta de impedancia positiva en la traza sísmica.

Hasta el día de hoy no existe ninguna convención internacional para la polaridad, sin embargo muchos de los trabajos de exploración adoptan la convención propuesta por la Comunidad Petrolera Americana en donde un contraste de impedancia positiva se observara en la sísmica como una amplitud positiva.

La Figura 31 a) muestra la respuesta típica de una señal sísmica en fase cero cuando hace contacto con un reflector de menor impedancia, que de acuerdo con la convención de polaridad americana quedará representado mediante un valle (valores hacia la izquierda y negativos) para la cima y una cresta (valores positivos hacia la derecha) para la base del contacto geológico. Caso contrario cuando estamos trabajando con la convención de polaridad Europea en donde una disminución del coeficiente de reflexión debido a un marcado contraste de impedancias se representa con un valor positivo de reflexión.

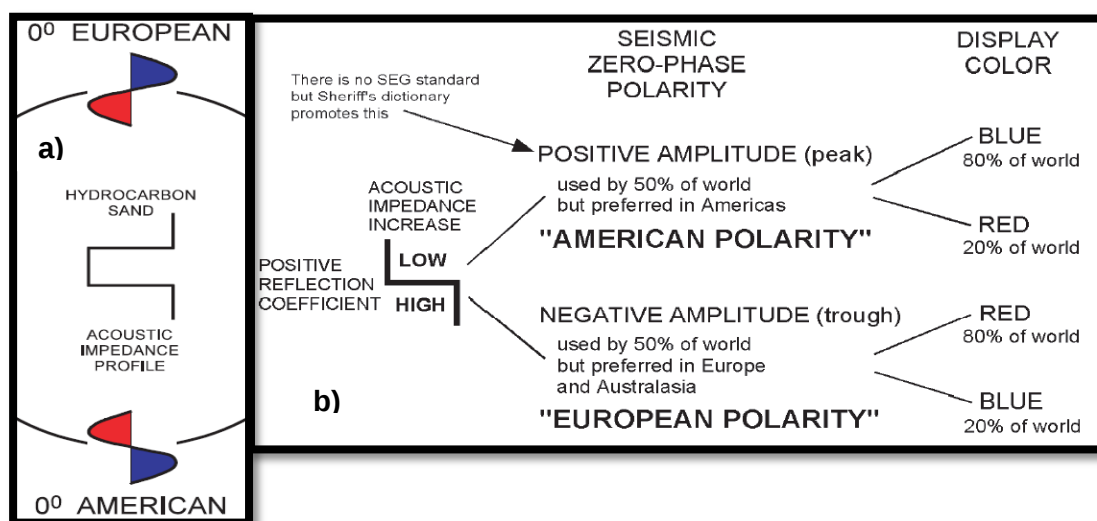


Figura 31. a) Configuración de la polaridad para un valor negativo de impedancia en un contacto de arena con gas. b) Convenciones de color y polaridad (Americana y Europea). Modificado de A. Brown 2004.

Usando los criterios anteriores procedimos a determinar la polaridad contenida en los datos sísmicos del estudio. La manera más sencilla y práctica de hacerlo es mediante la visualización en pantalla de los parámetros de adquisición y procesamiento de nuestros datos, únicamente desplegando cualquier sección sísmica del estudio que contenga algún encabezado con información acerca de la polaridad de la señal.

La otra manera y la más complicada ya que se necesita un poco más de experiencia interpretativa, es detectando los contactos geológicos en los que exista un marcado contraste de impedancia, de tal manera que podamos asociar dichos eventos con las amplitudes sísmicas. Algunos contactos que pueden servir para determinar la polaridad de los datos sísmicos pueden ser los horizontes con contenido de gas, el contacto con la sal o el fondo marino, ya que debido al marcado cambio de la impedancia dará como resultado una gran reflexión que es mucho más fácil de visualizar en una sección sísmica.

La Figura 32 muestra una sección sísmica perteneciente a la zona de estudio, en donde se aprecian algunos contactos geológicos evidenciando grandes contrastes de impedancia acústica. Según la convención de Polaridad Americana un aumento en la impedancia causaría una fuerte reflexión positiva. Este efecto puede observarse en el contacto agua-fondo marino, interfase en la cual existe un marcado cambio de densidad entre el agua y el sedimento, generando un aumento en la velocidad sísmica y por ende en la impedancia de tal manera que queda representado como la primera gran reflexión positiva (color negro).

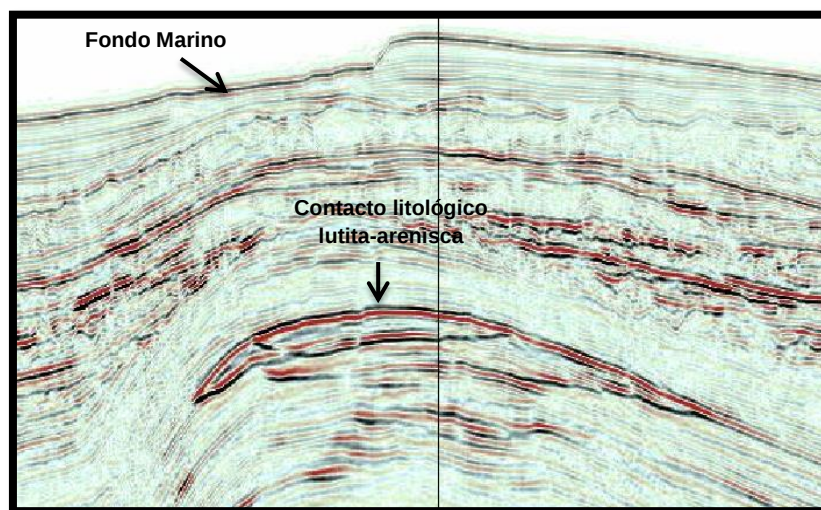


Figura 32. Sección sísmica de la zona de estudio que evidencia la respuesta para los contrastes en impedancias de acuerdo a la configuración de polaridad americana (oscuros positivos y rojos negativos).

2.2.3 Despliegue y visualización de horizontes sísmicos

Una vez realizada correctamente la carga y validación de los datos sísmicos, el siguiente paso en la metodología, es la identificación e interpretación de los horizontes sísmicos de interés mediante información de pozos y correlación regional.

Para ahorrar tiempo y trabajo además de que este caso de estudio es enfocado al análisis AVO, se utilizaron únicamente horizontes sísmicos que habían sido identificados e interpretados previamente, los cuales corresponden a las cimas y bases formacionales de las secuencias que van desde el Plioceno Inferior, hasta el Eoceno (Figura 33). Por lo cual, únicamente procedimos a desplegar las secciones en pantalla de todas las Líneas y Trazas del Working set a fin de corroborar visualmente los horizontes interpretados.

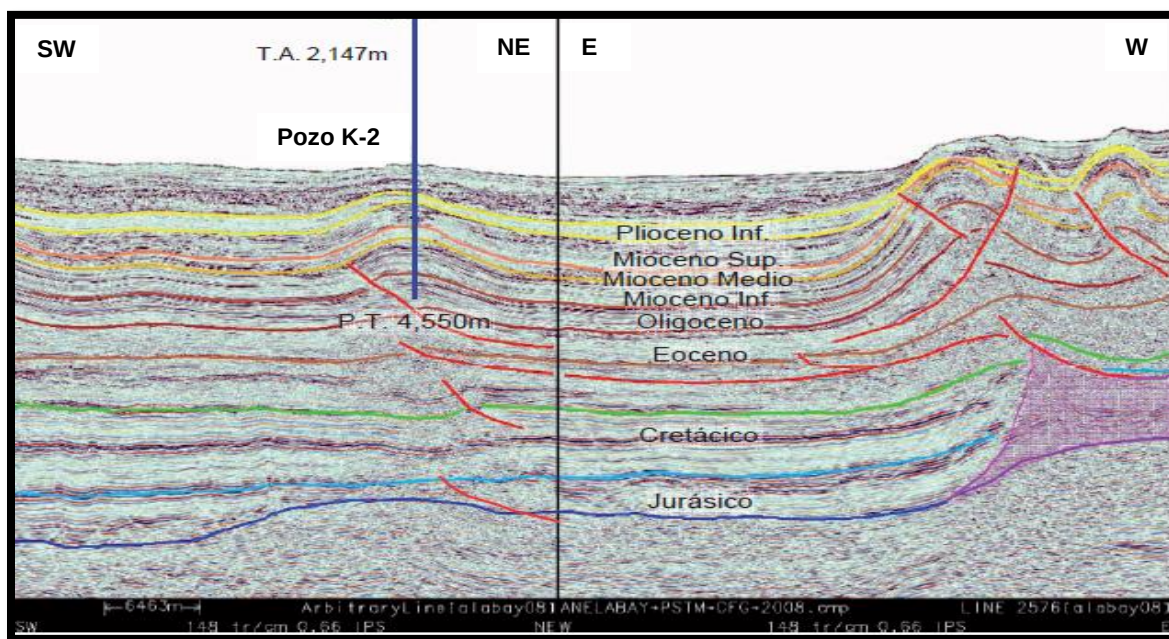


Figura 33. Correlación regional de pozos mediante el empalme de dos líneas sísmicas, mostrando la continuidad lateral y vertical de las secuencias sedimentarias en la zona de estudio.

Debido a que solamente se contó con registros geofísicos de pozos hasta una profundidad de 4500 m, optamos por acotar la zona de interés en un tiempo doble de reflejo menor a los 5500 en nuestros datos sísmicos y así enfocarnos únicamente en las secuencias del Mioceno, específicamente el Mioceno Superior.

La Figura 34 muestra una ventana en tiempo para la línea sísmica 2390 con dirección Oeste-Este, donde se aprecia un acercamiento a las secuencias del Mioceno y Plioceno.

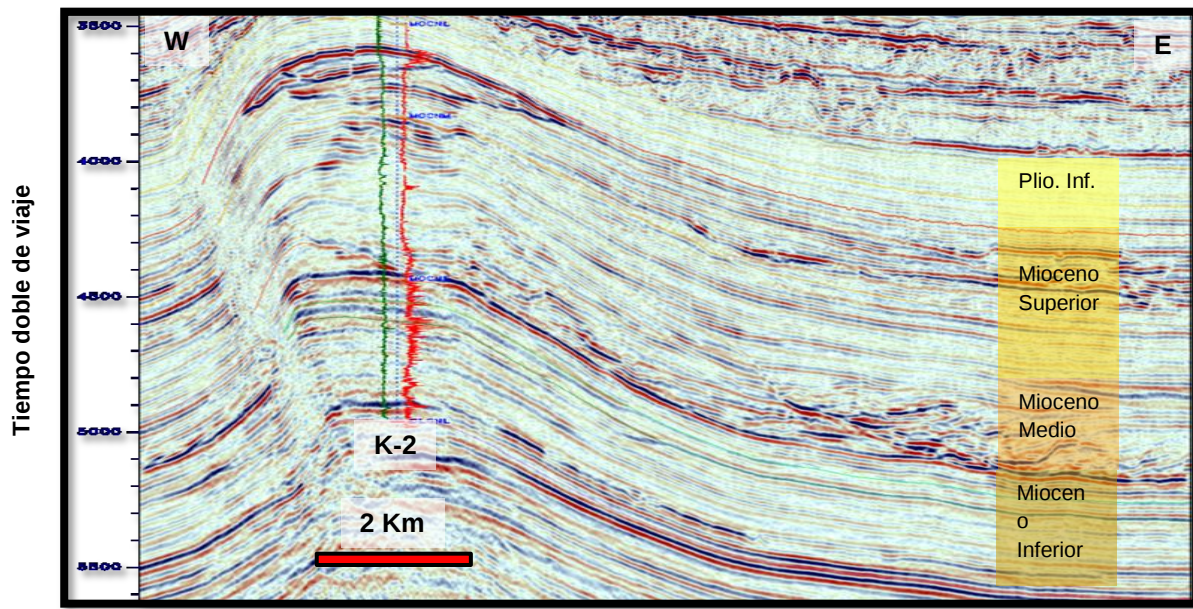


Figura 34. Ventana de tiempo para una línea sísmica mostrando la cima y base de las secuencias del Mioceno.

También se puede apreciar que se han insertado las curvas de rayos Gamma y Resistividad en la localización del Pozo, a fin de correlacionar la respuesta de los registros con la sísmica. En un apartado posterior se comentara a detalle el procedimiento utilizado para el empalme entre ambos regímenes de datos mediante la calibración sísmica-pozo.

2.2.4 Punto Brillante (Bright Spot)

Llegado a este punto en el flujo de trabajo, se procedió con la identificación de las anomalías sísmicas de amplitud como punto de partida en la delimitación de las posibles zonas con saturaciones comerciales de hidrocarburos, específicamente gas.

Durante los procesos anteriores como por ejemplo en el despliegue y visualización de los datos, pudimos notar que ciertas amplitudes sísmicas eran mucho más evidentes o se distinguían en mayor o menor medida según las condiciones geológicas de la zona y a los contrastes entre las impedancias acústicas. Sin embargo y en muchas ocasiones dichas amplitudes sísmicas mostraron además ciertas características o patrones de reflexión anómalos, que como bien sabemos pueden estar relacionados directamente con yacimientos de gas u otros fluidos.

Es por ello que un paso lógico y fundamental en la metodología del estudio fue el de comprobar y validar el sistema petrolero con el cual se estaba trabajando, esto mediante

la identificación de un conjunto de anomalías sísmicas denominadas Indicadores Directos de Hidrocarburos o IDH's para validar la factibilidad de un posterior análisis AVO.

Cualquier atributo sísmico que sea testigo o haga evidencia de la presencia de hidrocarburos puede ser considerado como IDH, sin embargo no todo lo que “brilla” es oro. Muchas anomalías son causadas por litologías y fluidos inusuales en una formación.

Los IDH's comúnmente aparecen como Puntos Brillantes o “Bright Spots”, en zonas donde la impedancia acústica varía dramáticamente productor de la sustitución de fluido por gas, sin embargo los Flat Spots o puntos planos, Dim Spots y las inversiones de polaridad pueden indicar también la posible presencia de hidrocarburos. La clave para identificarlos consiste en entender el comportamiento relativo de las impedancias de las rocas que componen el yacimiento y la profundidad a la que se encuentra.

La Figura 35 muestra estas relaciones de impedancia acústica en función a la profundidad para un yacimiento de gas compuesto por tres tipos de rocas; arena con gas, arena con agua y la lutita encajonante. La curva de impedancia de la arena con gas se muestra en color rojo, la arena con agua en azul y la curva de la lutita aparece en color verde.

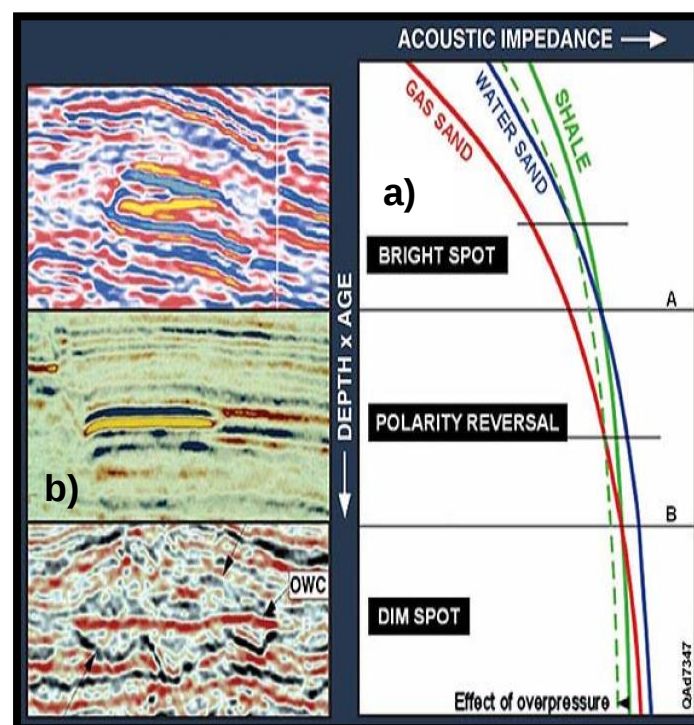


Figura 35. a) Relaciones de impedancia acústica en función de la profundidad para tres tipos de roca indicando los regímenes de indicadores. b) Ejemplos de las respuestas sísmicas para cada tipo de régimen de impedancia. Modificado de A. Brown, 2004.

Estos tres regímenes demuestran el por qué la anomalía que brilla es evidente para ciertas zonas a medida que aumenta la profundidad del yacimiento, el tipo de roca involucrado y el fluido de formación. La zona “A” corresponde al régimen de punto brillante en donde existe un marcado contraste entre las impedancias de la arena con gas y la lutita, son los denominados yacimientos de baja impedancia y corresponden a las anomalías AVO clase III Y IV, para la zona “B” se define el régimen de cambio de polaridad en donde la impedancia de la arena con gas es mayor a la de la lutita encajonante y esta a su vez es mayor a la de la arena con gas, son yacimientos de impedancia cercana a cero como antes se mencionó y corresponden a las anomalías AVO clase II, por último la zona “C” corresponde al régimen de Punto oscuro o Dim Spot en donde las tres curvas de impedancia convergen en profundidad y solo existen pequeños contrastes entre cada una, este régimen es clasificado como yacimientos de alta impedancia y se verifican como anomalías AVO clase I.

Para realizar un estudio de IDH’s debemos tener en cuenta ciertos parámetros que justifiquen su utilización y conlleven a una correcta interpretación e identificación de los prospectos petroleros. Un primer paso importante, es conocer las condiciones lito-estratigráficas que pueden estar presentes en la zona, ya que este análisis se aplica fundamentalmente a secuencias clásticas.

Para el área de estudio, la secuencia típica de depósito corresponde a una intercalación de arenas y lutitas con algunos intervalos productores de gas. En la zona de estudio la secuencia del Neógeno es el intervalo de interés en el que encontramos sedimentos silisiclásticos y en donde previamente habíamos acotado la zona de interés. Nos enfocaremos a este intervalo para realizar dicho análisis.

Es importante también tener en cuenta la polaridad en la que se encuentran nuestros datos sísmicos ya que ésta nos definirá si el patrón de reflexión negativo corresponde a un valor positivo o negativo de la impedancia, siendo la característica principal de estos indicadores, una respuesta sísmica compuesta por un par negativo-positivo.

Para este caso de estudio y como antes se determinó, los datos sísmicos utilizados se encuentran desplegados con una convención de Polaridad Americana y cercanos a fase cero, a menos que se indique lo contrario.

Como ya sabemos las amplitudes sísmicas son la forma en la que la geología se manifiesta en nuestros datos, por lo que cambios en las amplitudes reflejan cambios en la geología. En nuestros datos sísmicos se exhibe una gama de amplitudes que revelan una tendencia general de las propiedades de las rocas y fluidos característicos de la zona de estudio, donde los valores extremos de este rango de amplitudes son considerados anomalías. Estas anomalías son causadas por el decrecimiento de la velocidad y la densidad y por tanto la impedancia acústica, tal es el caso de una onda sísmica cuando alcanza una interfase clástica saturada con gas, cuyo efecto es una reflexión negativa donde la amplitud de dicha reflexión varía con el ángulo de incidencia. A estas anomalías se les denomina Puntos Brillantes y pertenecen al primer régimen de impedancias según la Figura 35.

La zona de anomalías en “A” de la Figura 35 correspondiente al régimen de “Bright Spot” se caracteriza por el alto contraste entre las impedancias de la roca almacén y la roca sello, haciendo posible la visualización de los Puntos Brillantes en las capas más jóvenes de la secuencia analizada.

La Figura 36 muestra una sección sísmica cercana al pozo K-2 donde se exhiben algunos Puntos Brillantes en sedimentos relativamente jóvenes, mostrando el par negativo-positivo sugiriendo la posible acumulación de hidrocarburos en la zona.

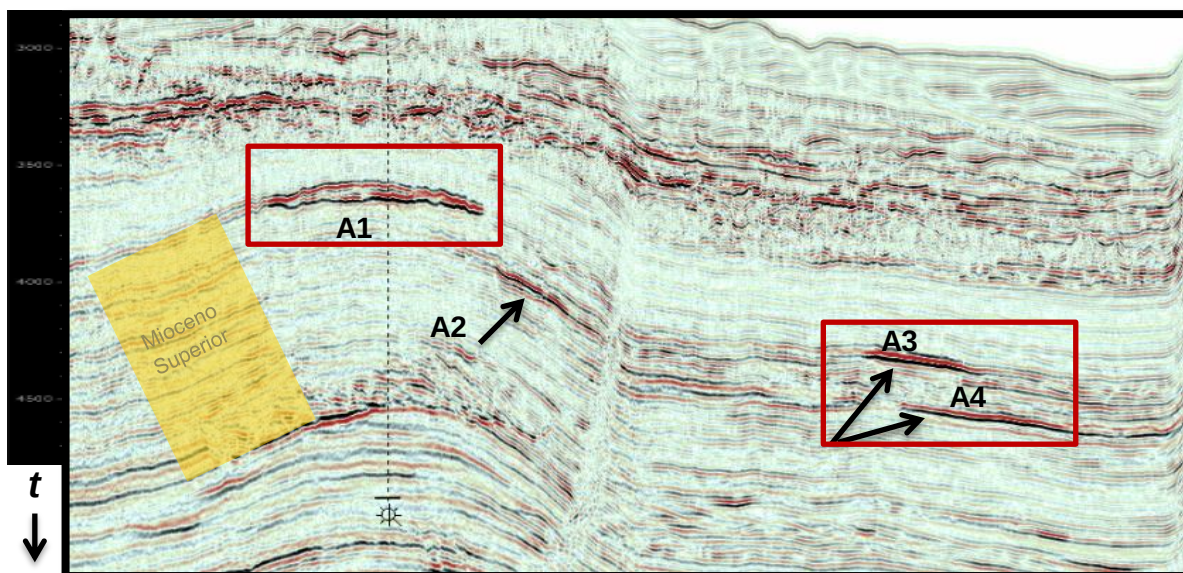


Figura 36. Sección de una traza sísmica mostrando anomalías de amplitud como puntos brillantes, evidenciando una posible acumulación de hidrocarburos en la zona de estudio.

La figura anterior muestra una sección de Crossline cercano a la zona de estudio que evidencia la presencia de anomalías de amplitud para la secuencia clástica del Mioceno Superior. Se identificaron cuatro zonas de anomalías asociadas a puntos brillantes dentro del intervalo Mioceno Superior mostradas en la figura como los eventos A1 a A4. De acuerdo al resultado del estudio petrofísico para el pozo K-2, el intervalo perteneciente al Mioceno Superior está compuesto por lutitas arenosas y limolíticas en la parte superior de la secuencia, intercaladas con areniscas cuarcíferas de mediana porosidad en la porción central entre los 3.7 segundos y los 4 segundos, esto nos dio una pauta para seguir analizando dicho intervalo.

La anomalía A1 visualizada en el Crossline 10178 se caracteriza por estar al tope de la estructura anticlinal y por la presencia de múltiples eventos de amplitud anómala, se observa una reflexión positiva-negativa para el primer evento anómalo, asociado a un contraste entre los sedimentos del Plioceno Inferior y la capa subyacente de lutitas compactas en la cima del Mioceno Superior. Sin embargo se puede observar que debajo de esta anomalía se identifica un evento plano mostrando un par negativo-positivo que pudiera estar asociado a efectos de fluido.

Las anomalías A2, A3 Y A4, se observan hacia los flancos de la estructura anticlinal correspondientes a la porción central de la secuencia entre los 4 y 4.5 segundos caracterizadas por presentar una respuesta típica de Punto Brillante (Par Negativo-Positivo). Figura 37.

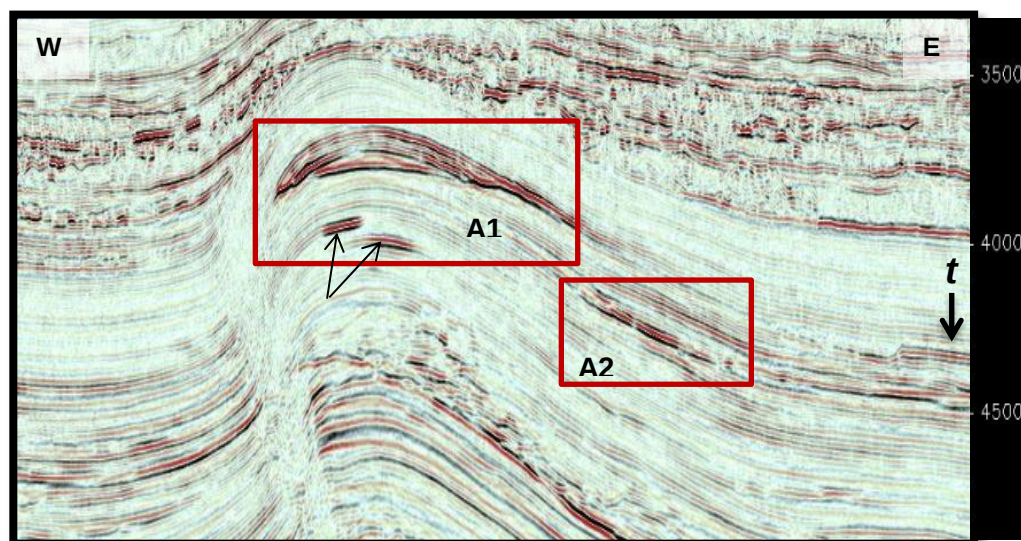


Figura 37. Ventana de análisis para una sección de línea sísmica mostrando las anomalías A1 y A2.

La figura anterior revela nuevamente las múltiples anomalías de la cresta anticlinal, esta sección vertical corresponde a una línea sísmica (Inline) ortogonal al Crossline de la Figura 36. El corte transversal de la estructura sigue mostrando evidencias de los eventos anómalos A1 y A2 previamente identificados, así como dos eventos a mayor profundidad hacia el centro del anticlinal, indicados por las flechas negras. El evento A2 muestra un claro efecto del contacto entre las lutitas y una capa de arenas de baja impedancia que se correlacionan con las anomalías de la porción central en A1 indicada por las flechas.

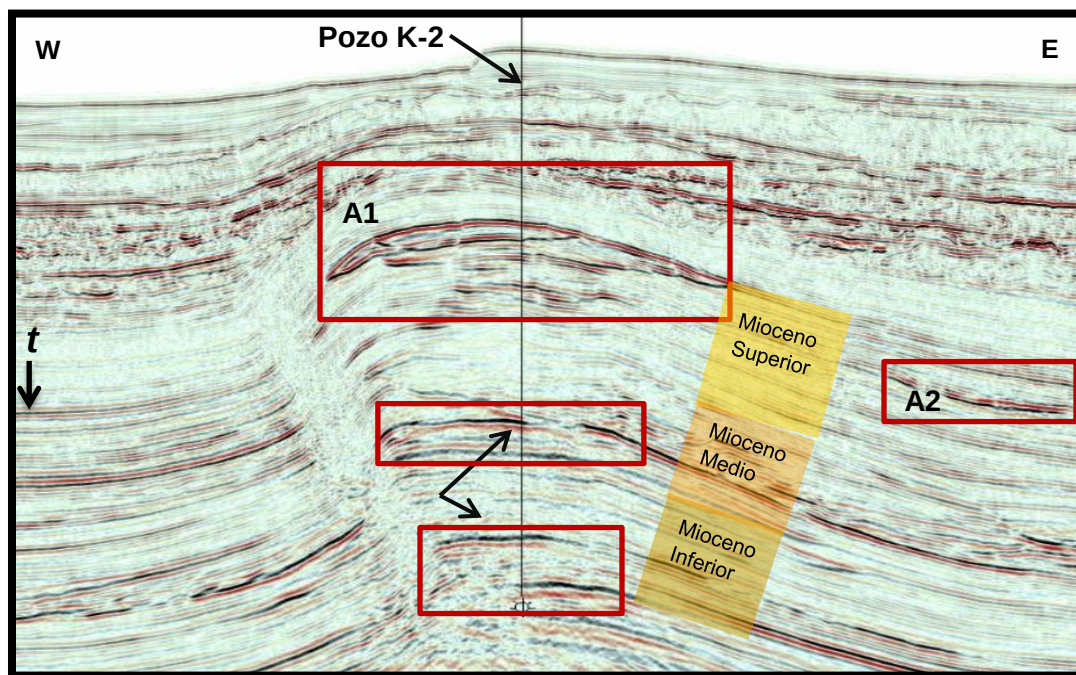


Figura 38. Línea sísmica que pasa por la posición del pozo K-2. Se puede visualizar el mismo patrón de puntos brillantes y eventos planos hacia los flancos y por debajo del evento A1.

La línea sísmica que intersecta la localización del pozo mostró 4 conjuntos de anomalías sísmicas de amplitud distribuidas en los flancos y hacia el interior del anticlinal en los sedimentos más profundos y mayor consolidados. Las anomalías más profundas identificadas, corresponden a los intervalos Mioceno Medio y Mioceno Inferior indicadas por las flechas en negro (Figura 38). Sin embargo por motivos de ciertas limitaciones en el estudio, se tomaron en cuenta únicamente las anomalías del Mioceno Superior, las cuales presentaron una mejor respuesta y por ende una mejor visualización y cuya interpretación resultó ser más sencilla.

2.2.5 Inversión de Polaridad

La identificación de puntos brillantes puede o no significar la presencia de hidrocarburos, sin embargo una inversión de polaridad en las anomalías presentes, puede confirmar el contacto entre fluidos de saturación (gas-agua) para una misma roca almacén.

La inversión de polaridad ocurre cuando la impedancia acústica de la arena es ligeramente mayor que la impedancia de la lutita encajonante y cuando el valor de impedancia acústica para la arena se reduce a causa de la sustitución del agua salada por hidrocarburos, este simple hecho hace que la polaridad en las reflexiones se invierta de un positivo a una negativo. (Gutiérrez Araiza, 2007)

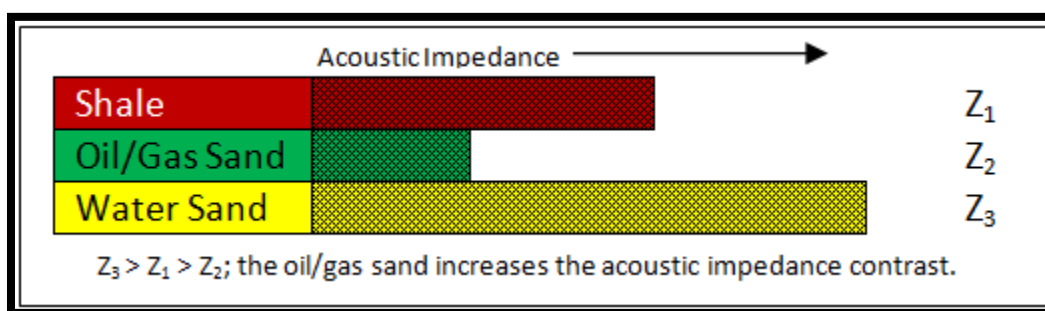


Figura 39. Relaciones de impedancia acústica en un yacimiento de gas/aceite para la ocurrencia de una inversión de polaridad.

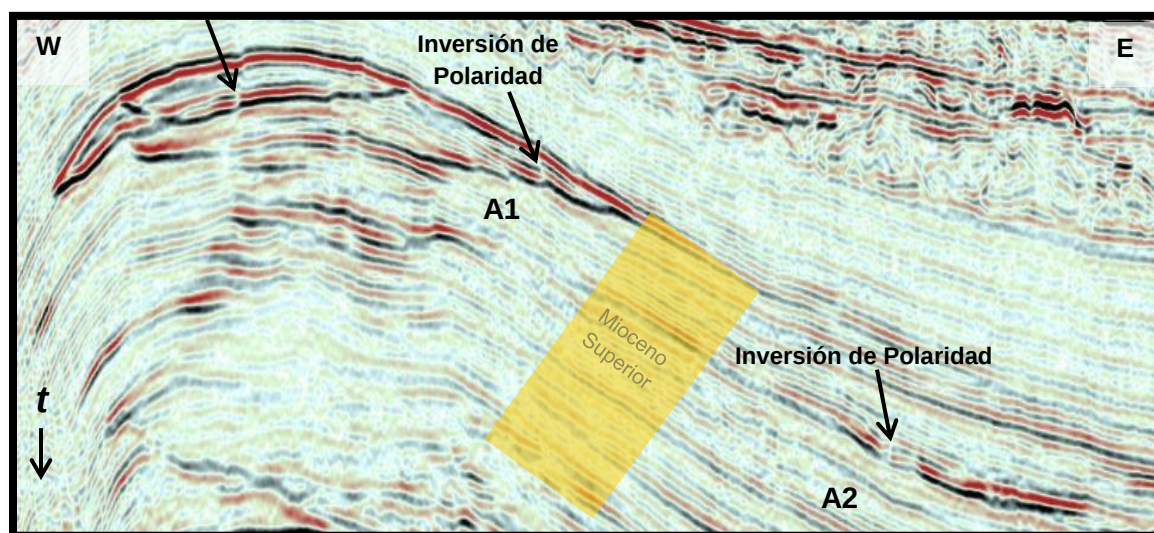


Figura 40. Sección de una línea sísmica cercana al pozo K-2, mostrando cambios de polaridad para dos horizontes del Mioceno Superior indicando el posible contacto entre dos fluidos.

En la Figura 40 se muestra una sección de línea sísmica cercana al pozo K-2, donde se aprecia la inversión de polaridad en dos zonas asociadas en ambos casos a los eventos anómalos A1 Y A2 de Punto Brillante, evidenciando el probable contacto entre fluidos. (gas-agua o agua-aceite).

2.2.6 Punto plano (Flat Spot)

Los flat spots o punto planos son considerados como indicadores adicionales que en conjunto con los puntos brillantes, los dim spots y la inversión de polaridad proporcionan una mayor certidumbre en el análisis de IDH's en un prospecto petrolero.

Los Flat Spots son anomalías sísmicas de amplitud que aparecen como reflectores planos “horizontales” con un buzamiento diferente al background del echado sísmico de las reflexiones adyacentes, sugiriendo que el aplanamiento de estas reflexiones corresponde a una interfase entre fluidos, como por ejemplo gas-agua.

Estas anomalías aparecen cuando se presenta un decremento en la impedancia acústica, esto es, cuando la ondícula sísmica alcanza una capa de arena con gas superpuesta a una capa de arena con agua salada cuya impedancia es mayor debido a los efectos de la saturación del agua, provocando así reflexiones planas que delimitan el contacto entre los fluidos.

Para la zona de estudio la identificación de los eventos planos presentes en el yacimiento fue una tarea sencilla, debido a que las reflexiones sísmicas que describían el entorno estructural de la trampa con cierto ángulo de echado diferían de la tendencia aplanada para dichos eventos, evidenciando un posible contacto entre diferentes fluidos de saturación.

La Figura 41 muestra una sección de una línea sísmica cercana al pozo K-2 que exhibe múltiples eventos planos asociados a la zona de anomalías de punto brillante A1, cercanos a la cresta anticlinal, en donde se observa un cambio en el echado de las reflexiones que delimitan la estructura con respecto a las reflexiones discordantes del punto plano que indican el probable contacto gas-agua. Las cimas para cada horizonte saturado de gas corresponden a eventos negativos, caso opuesto para la polaridad de los puntos planos, ya que por regla, la polaridad de un evento plano siempre es opuesta a la cima del yacimiento. Considerando esto se identificaron cuatro flat spots o puntos planos asociados a las anomalías múltiples en A1 para el Mioceno Superior.

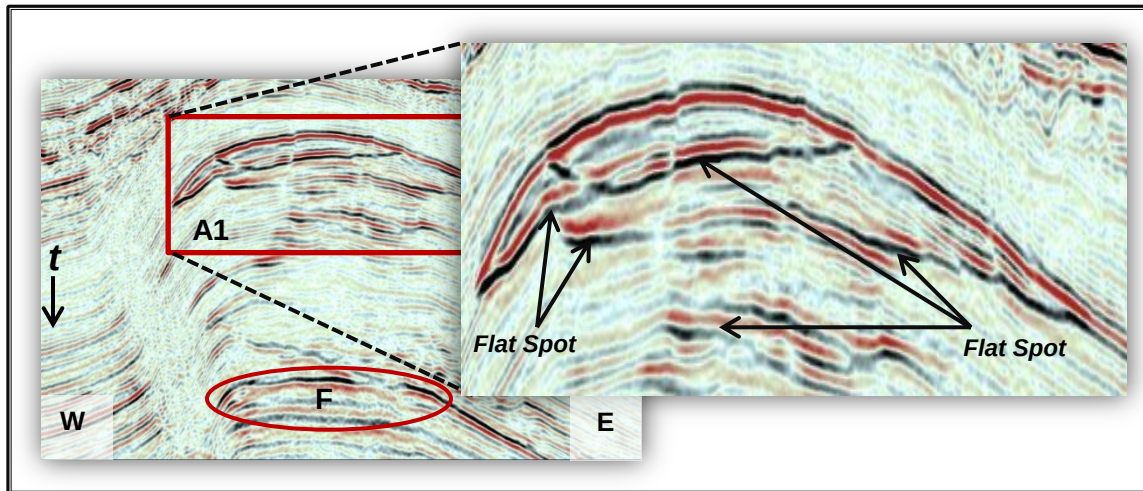


Figura 41. Acercamiento de una ventana de tiempo para una línea sísmica, mostrando la presencia de múltiples eventos planos asociados a una zona con anomalías de punto brillante.

En la figura anterior se aprecia también un marcado punto plano en el punto “F” encerrado por el círculo en rojo hacia el interior del anticlinal, que contrasta con el echado de las reflexiones buzantes en las capas de sedimentos plegados de la estructura, sin embargo dicho evento queda fuera del objetivo de este análisis debido a que únicamente nos enfocamos en las anomalías de la cima anticlinal. Otra figura que ilustra claramente una respuesta típica de punto plano es la Figura 42, la cual contiene una ventana sísmica para una sección de Crossline que cruza la ubicación del pozo.

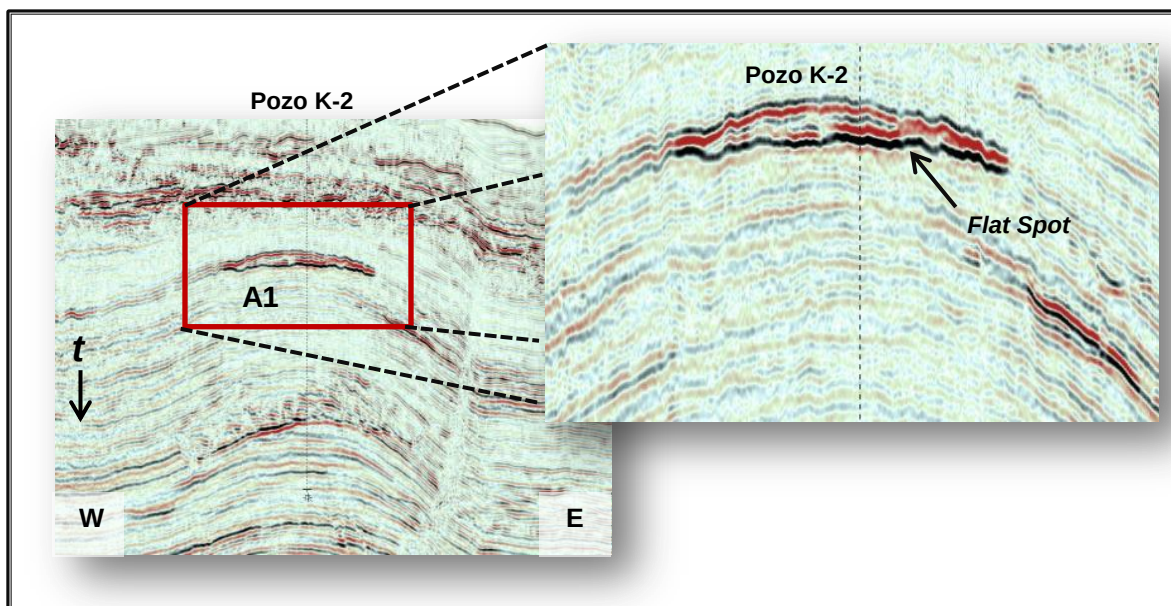


Figura 42. Ventana de tiempo para una sección de Crossline. Se puede apreciar con claridad un evento plano con polaridad positiva, inversa a la cima del yacimiento, asociada al punto brillante A1.

PROCESO AVO

Basándonos en la identificación previa de las anomalías sísmicas de amplitud mediante el análisis de indicadores de hidrocarburos en la secuencia clástica del Mioceno Superior, se validó el siguiente paso en el flujo de trabajo; El análisis AVO.

Este análisis consta de una serie de procesos que involucran información de pozos y datos sísmicos, con los cuales se delimitó la zona saturada con contenido de hidrocarburos, en función a las amplitudes sísmicas, cuando estas son modificadas al aumentar la distancia fuente receptor o el ángulo de incidencia para una onda P incidente.

La metodología básica de un estudio AVO contempla los siguientes pasos:

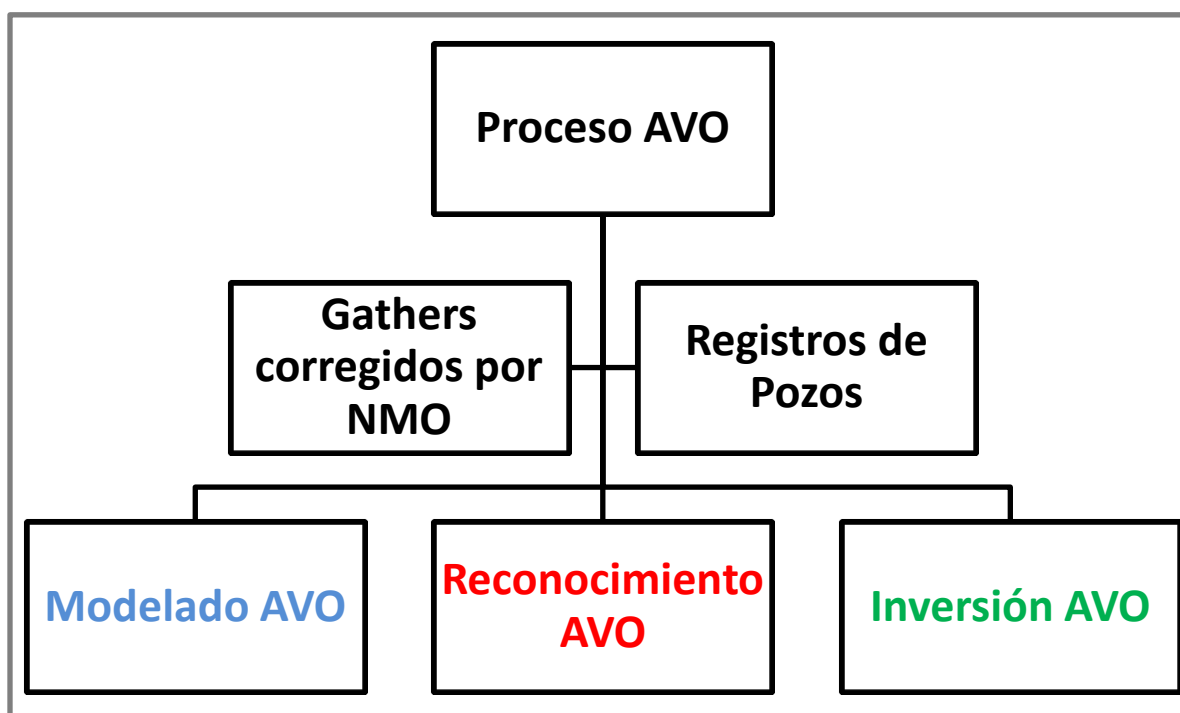


Diagrama 3. Metodología en el proceso AVO

En nuestro caso, únicamente se realizaron los procesos de modelado y reconocimiento AVO, con los cuales fue identificada una zona de interés exploratorio en la cual, el comportamiento de los gathers y las respuestas en las curvas de los registros indicaron la posible acumulación de hidrocarburos en un yacimiento perteneciente al Play Mioceno Superior, secuencia en la cual se identificaron algunos conjuntos de anomalías sísmicas asociadas a Puntos Brillantes y Flat Spots.

Es importante mencionar que tanto el análisis de reconocimiento como el modelado AVO fueron realizados mediante la ayuda del módulo “Geoview”, incluido en el software Hampson-Rusell que provee la compañía CGG Veritas en una estación de trabajo (Workstation) dentro de las instalaciones del Activo de Exploración Aguas Profundas Sur (AEAPS) de PEMEX Exploración y Producción. Los datos de pozos y los gathers sísmicos fueron proporcionados desde una base de datos general perteneciente al AEAPS, en donde se encuentra disponible toda la información geofísica del activo que ha sido adquirida en campo.

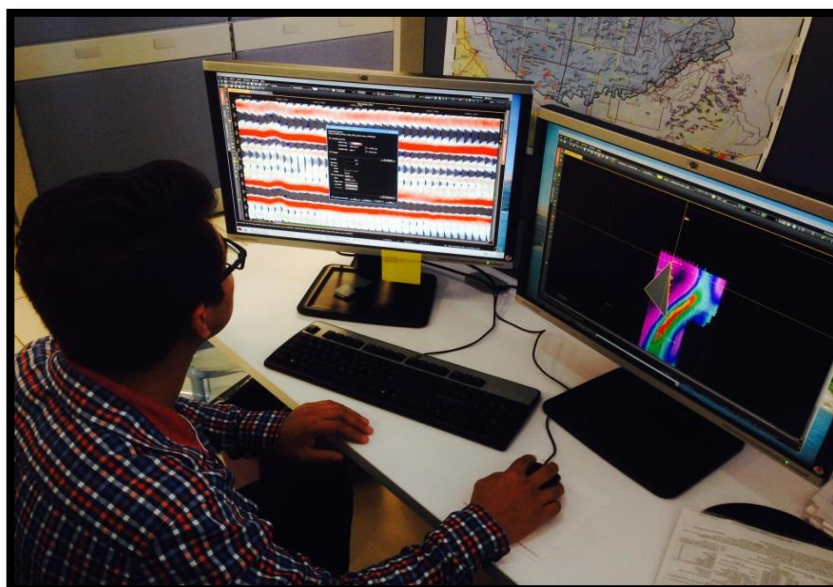


Figura 43. Estación de trabajo (Workstation) o sistema de interpretación interactivo utilizada durante la realización del presente trabajo de tesis.

Generalmente la ubicación de una oportunidad exploratoria en un prospecto de aguas profundas, viene acompañada por una campaña de perforación de pozos exploratorios distribuidos estratégicamente a lo largo de toda la extensión de un yacimiento. Un paso importante en la localización de reservas de hidrocarburos es la caracterización de dichos yacimientos, proceso en el cual se estiman las propiedades petrofísicas de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo a diferentes niveles estratigráficos como son la porosidad, mineralogía, granulometría y el contenido de fluidos. Esto se logra únicamente mediante la adquisición de registros geofísicos de pozos de diversos tipos, los cuales proveen información valiosa a cerca de las rocas que componen el yacimiento y mejor aún, proporcionan información directa a cerca de la profundidad de donde provienen.

2.3 MODELADO AVO

Para entender la extensión, el contenido y la litología asociada a un yacimiento es necesario integrar información de sísmica de superficie con registros geofísicos obtenidos verticalmente dentro de las paredes del pozo exploratorio, a fin de correlacionar algunas propiedades petrofísicas con algunos atributos sísmicos.

La importancia de los registros geofísicos de pozos dentro de la metodología AVO es que podemos ajustar nuestras interpretaciones indirectas a cerca de la posición de una zona con hidrocarburos mediante datos sísmicos, con valores reales o mediciones directas de una formación mediante un conjunto de técnicas geofísicas en el interior del pozo, a fin de aumentar el éxito exploratorio y disminuir la incertidumbre del prospecto.

El flujo básico de trabajo utilizado para la correlación entre ambos regímenes de datos es mostrado por el diagrama 4.

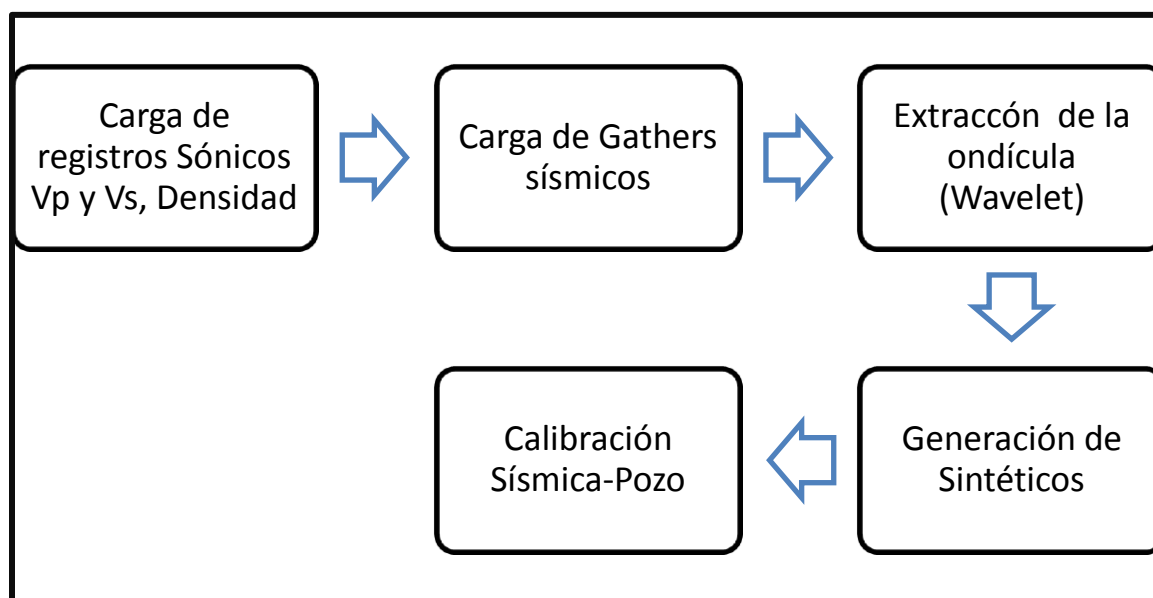


Diagrama 4. Flujo de trabajo realizado en el modelado AVO.

Es importante mencionar que durante el proceso de modelado AVO fueron utilizados datos de pozos, gathers y horizontes sísmicos pertenecientes al Pozo K-2, los cuales se importaron desde la base de datos del Activo de Aguas Profundas Sur, hacia una carpeta dentro de la estación de trabajo para su utilización en los módulos interactivos. Una vez generadas las carpetas con la información sísmica y de pozos, dentro del módulo Geoview se creó un nuevo proyecto de trabajo en el cual se llevó a cabo el proceso de modelado AVO según el Diagrama 4.

2.3.1 Carga de datos de pozos

El primer objetivo de la adquisición de registros de pozos en un área de exploración es la localización de hidrocarburos en ciertos niveles estratigráficos atravesados por el pozo. Estas mediciones proporcionan información valiosa acerca de las propiedades físicas del yacimiento como la densidad de la roca, la porosidad, el relleno de fluidos, saturaciones de agua, gas o petróleo así como el espesor de la zona productora. Dichas propiedades se encuentran implícitas en las curvas de los registros, por lo que su correcta lectura e interpretación son fundamentales en la correlación con los datos sísmicos.

Antes de obtener cualquier información derivada directamente de cualquier registro, es importante conocer las propiedades intrínsecas de cada uno de estas curvas, ¿Cómo son interpretadas?, ¿Qué información nos brindan acerca de las propiedades de la formación? y ¿Qué tipo de respuesta anómala esperamos observar que puedan indicar la presencia de hidrocarburos? Estas preguntas deberán ser respondidas antes de proceder con las conclusiones acerca de la presencia de hidrocarburos en algún nivel del pozo.

El siguiente diagrama muestra algunos de los registros más comunes que pueden estar disponibles en un pozo exploratorio y que pueden llegar a ser de mucha utilidad en un estudio AVO.

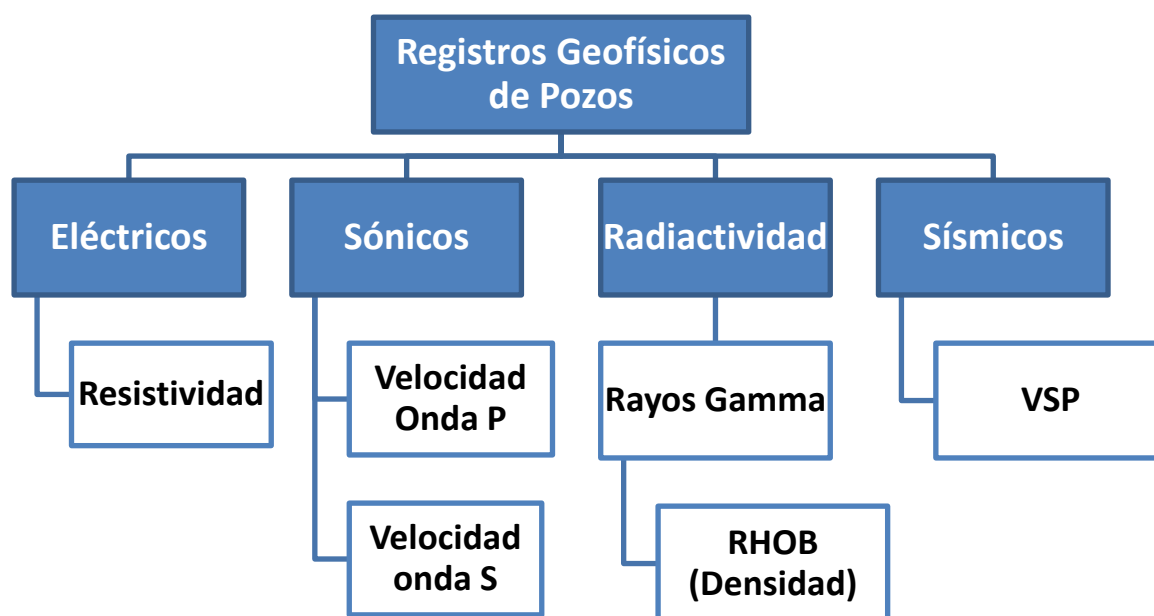


Diagrama 5. Registros disponibles en un pozo exploratorio.

Los registros disponibles para el Pozo K-2 son mostrados en la siguiente tabla.

Nombre del pozo: K-2			
Tipo de registro	Nombre del registro	Unidades	Intervalo de medición (TVD)
Sónico	P_Wave_1	m/s	2740-4450 m
Sónico	S_Wave_1	m/s	2740-4450 m
Radiactivo	Density_1	g/cc	2740- 4450 m
Radiactivo	Gamma Ray_1	Grados API	2600-4450 m
Eléctrico	Resistivity_1	Ω .m	2600-4450 m
Radiactivo	V_Clay (Arcillosidad)	%	2760-3250 m
Radiactivo	Water Saturation_1	%	2760-3250 m

Tabla 6. Registros disponibles en el área de estudio. Nota: todas las curvas tienen como nivel de referencia la elevación del Kelly Bushing (KB).

La carga de todos los registros se realizó bajo el formato .LAS, formato estándar en un gran número de sistemas de interpretación petrofísica utilizado por muchas compañías petroleras debido a la calidad superior sobre su antecesor fichero ASCII. Cada archivo de registro cuenta con un encabezado o Header con información acerca del nombre y ubicación del pozo, intervalo del registro, nivel de referencia o datum de la medición, valores de medición y sus respectivas unidades.

Cada uno de estos registros mide propiedades físicas diferentes de las formaciones relacionadas directamente con la mineralogía, la matriz rocosa y el contenido de fluidos. Los registros sónicos miden el tiempo de tránsito de una onda acústica compresional que viaja en el interior del pozo que es reflejada al pie de una formación a profundidad conocida. Conociendo el tiempo de viaje y la profundidad de reflejo, se puede derivar inversamente la velocidad de onda P para cierto nivel del pozo. También es una medida indirecta de la porosidad del medio y por lo tanto de la densidad. El registro de rayos gamma proporciona una medida del espectro de radiación gamma natural de las formaciones que son producidas principalmente por litologías con alto contenido de arcillas (lutitas), por lo que el registro gamma representa una medida indirecta del grado o contenido de minerales arcillosos de una formación.

El registro de resistividad es una medida de la capacidad de la formación y su contenido de fluidos para oponerse al paso de la corriente eléctrica, pudiéndose identificar altos resistivos en formaciones con contenido de hidrocarburos.

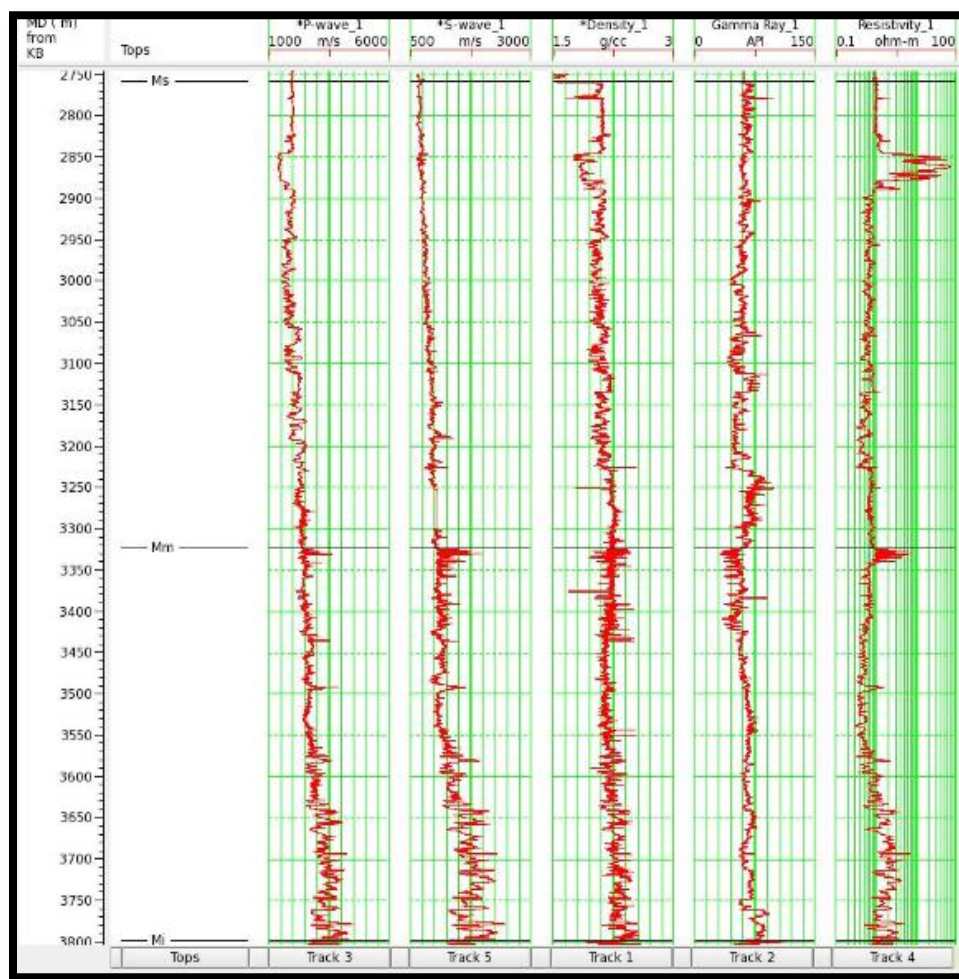


Figura 44. Despliegue de algunos de los registros disponibles para el Pozo K-2 junto con las cimas formacionales del Mioceno Superior (MS), Medio (Mm) e Inferior (Mi)

La figura anterior muestra las curvas que fueron desplegadas en pantalla, de izquierda a derecha observamos la curva de Vp, seguido de la curva de Vs, densidad, rayos gamma y por último el de resistividad. Las curvas se encuentran en función de la profundidad o “True Vertical Depth”, (TVD), que para este caso se encuentran a partir del Kelly Bushing (KB), como lo especifica el Header de cada registro.

El Mioceno Superior (intervalo de interés) en el pozo K-2 se encontró aproximadamente a los 2760 m para su cima y a los 3325 m en su base.

Una vez desplegados los registros seleccionados se procedió a establecer las cimas formacionales para cada unidad estratigráfica mediante marcadores visibles en los registros con el fin de delimitar la continuidad a profundidad de cada secuencia

sedimentaria. Algunas otras curvas disponibles como saturación de agua, contenido de arcillas y razón de Poisson fueron desplegados posteriormente.

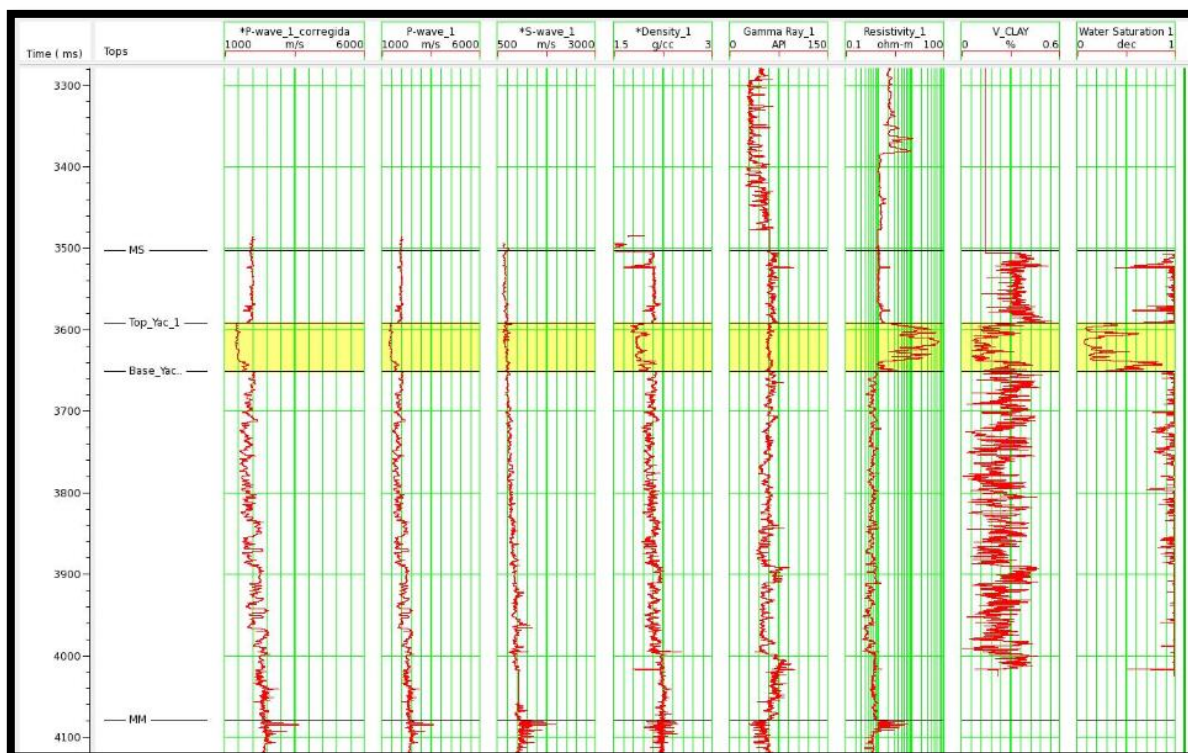


Figura 45. Delimitación de la zona de interés en base a las respuestas de los registros analizados.

La curva de V_p presentó una disminución significativa en el intervalo a profundidad cercano a los 2840-2885m ocasionado por la posible presencia de gas en dicho intervalo, al igual que la curva de densidad, V_s no presentó alguna variación visible. La curva de rayos gamma en grados API mostró cierto grado de disminución debido a un posible aminoración en el contenido de arcillas de la roca almacén, hecho corroborado por la respuesta del registro V_CLAY o contenido de arcillas ya que se observó un descenso considerable en los valores de arcillosidad para el mismo intervalo. La curva de resistividad mostró una respuesta anómala para la misma zona a profundidad con valores extremadamente altos debido a la posible presencia de gas. La curva de saturación de agua fue el registro decisivo para la delimitación de la zona de interés, ya que se observó una gran disminución en el contenido de agua salada en la zona del yacimiento.

Se concluyó que existe un intervalo de interés que puede estar asociado a un posible yacimiento de gas, según lo indicó la zona de anomalías en común (amarillo) evidente en la mayoría de los registros. Figura 45.

2.3.2 Carga de datos sísmicos

Los datos sísmicos son indispensables para el modelado AVO, ya que a partir de ellos se extrae la ondícula sísmica, son utilizados en la calibración del pozo y la sísmica para la optimización de las relaciones tiempo-profundidad. Además de que al final, serán comparados con las trazas sintéticas obtenidas del modelado AVO.

Es importante mencionar que los CDP Gathers sísmicos que se nos proporcionaron y que se utilizaron en la realización de este trabajo, han sido tratados previamente por las compañías de procesamiento contratadas por PEMEX, en donde se les han aplicado correcciones estáticas, dinámicas, migración, y cualquier otra técnica de filtrado, a fin de contar con datos sísmicos adecuados que cuenten con la mayor resolución posible en preservación de la amplitud y que describan las verdaderas condiciones estratigráficas del subsuelo.

Una vez desplegadas las curvas de los registros de pozos, procedimos con la carga de los CDP Gathers disponibles en el área de estudio bajo el formato estándar .SEG-Y. Una vez seleccionados los archivos que contienen la información sísmica se definieron los parámetros de carga de los mismos. La Figura 46 muestra la ventana de especificaciones geométricas del volumen sísmico, definiendo cada una de las líneas y trazas del estudio.

Specify SEG-Y format of the file:

Trace Header Byte Specification: Trace Data Format: Trace Header Format:

X & Y coordinates:

Note: A negative coordinate scaler means division.

	Name	Start	# of bytes	Data type	Value	Scaler
1	inline:	101	4	INTEGER	7030	
2	Xline:	185	4	INTEGER	18310	
3	CDP_X:	73	4	INTEGER	296162	1
4	CDP_Y:	77	4	INTEGER	2154274	1
5	CDP	21	4	INTEGER	18310	
6	Offset:	37	4	INTEGER	225	
7	Receiver_X:	73	4	INTEGER	296162	1
8	Receiver_Y:	77	4	INTEGER	2154274	1

Buttons: Detail Specification..., Header Editor..., Apply Format to all files..., Load Format from file..., Save Format to file...

Number of: Inlines: Cross-lines: # of Traces 68634

Start Number:

Increment:

Spacing:

Xline Direction:

Orientation:

Origin (UTM): X: Y:

Length Units: ☒ Meters ☐ Feet

Diagram: A rectangular area representing the seismic volume. The top-left corner is labeled 'P3'. The bottom-left corner is labeled 'Line 18310'. The bottom-right corner is labeled 'Line 18310'.

Figura 46. Especificaciones geométricas para la carga de gathers del proyecto.

Se contó con información sísmica correspondiente a CDP Gathers localizados en una zona aproximada de 300 km^2 alrededor de la ubicación del Pozo K-2.

Se proporcionaron un total de 31 Líneas sísmicas espaciadas cada 18 m entre cada una y 41 trazas a cada 12.5 m, de tal manera la localización del pozo fue ubicada en la posición central de la mall.

La Figura 47 muestra el despliegue de los CDP Gathers más cercanos al pozo, en donde se añadió la curva de Vp para la visualización de la respuesta sísmica en conjunto con los datos de pozo, sin embargo esta curva puede ser intercambiada por cualquier otro registro que haya sido previamente cargado y esté disponible en la base de datos del proyecto, como por ejemplo las curvas de densidad, rayos gamma, resistividad o incluso saturación de agua y arcillosidad.

En la misma figura se puede apreciar claramente que la curva de densidad contiene información por encima del fondo marino, algo ilógico ya que por encima de este nivel de referencia el agujero del pozo no atraviesa ninguna formación y por lo tanto la curva de densidad no debería exhibir un comportamiento como tal. Esto es debido a que los datos sísmicos y las curvas de los registros, se encuentran desfasados entre sí, es decir la respuesta en tiempo y profundidad para un mismo evento o en nuestro caso la zona de anomalías no es coherente en ambos regímenes de datos.

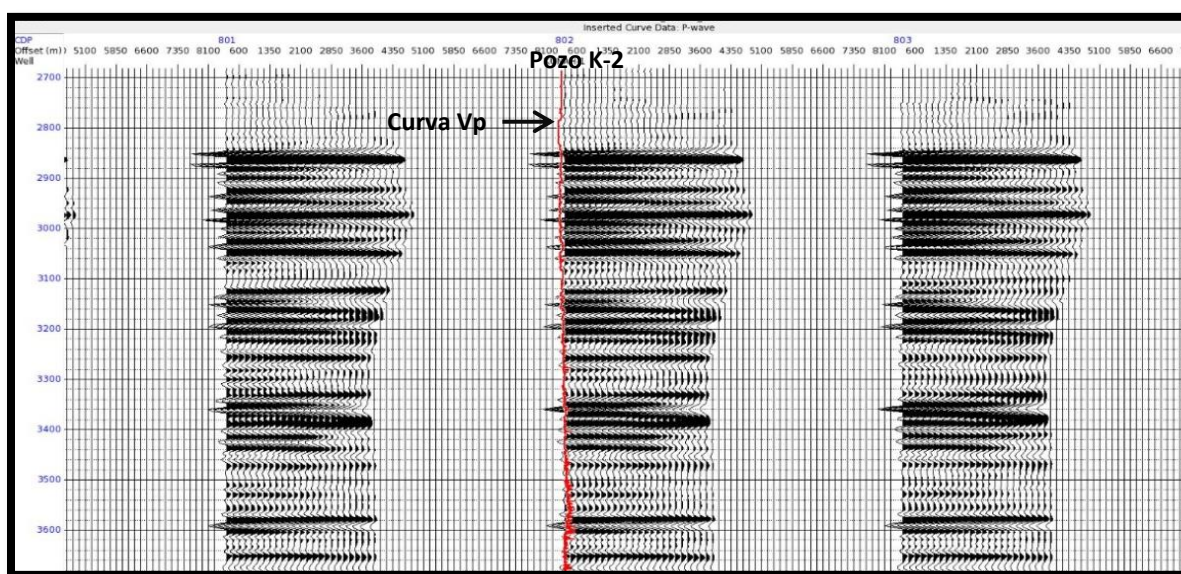


Figura 47. Visualización de los CDP Gathers cercanos al Pozo K-2. Se ha insertado la curva de densidad en la ubicación del pozo.

Note que la respuesta del fondo marino corresponde al primer fuerte positivo según la convención americana de polaridad, dicho evento se encuentra cercano a los 2865 ms en tiempo doble de reflejo (TWT), sin embargo la curva de densidad muestra una respuesta oscilante indicando variaciones de la densidad por encima de este evento, algo erróneo ya que no tiene ningún sentido un comportamiento como tal de la densidad dentro del tirante de agua.

Dicho desplazamiento se deriva del hecho de que los datos sísmicos se encuentran en función del tiempo en comparación a los datos de pozos que están en el dominio de la profundidad, este hecho nos llevó a realizar un procedimiento de ajuste tiempo-profundidad para la correlación de los eventos sísmicos con las respuestas en los registros, de tal manera que ambos regímenes de datos, describan el mismo evento geológico de interés.

La Figura 48 muestra el “desfase” que tienen los datos sísmicos con los registros de pozos de acuerdo a la cima de la zona de anomalías (amarillo) con respecto al reflector sísmico con anomalía AVO (azul). Este grado de desfase es corregido mediante la calibración Sísmica-Pozo.

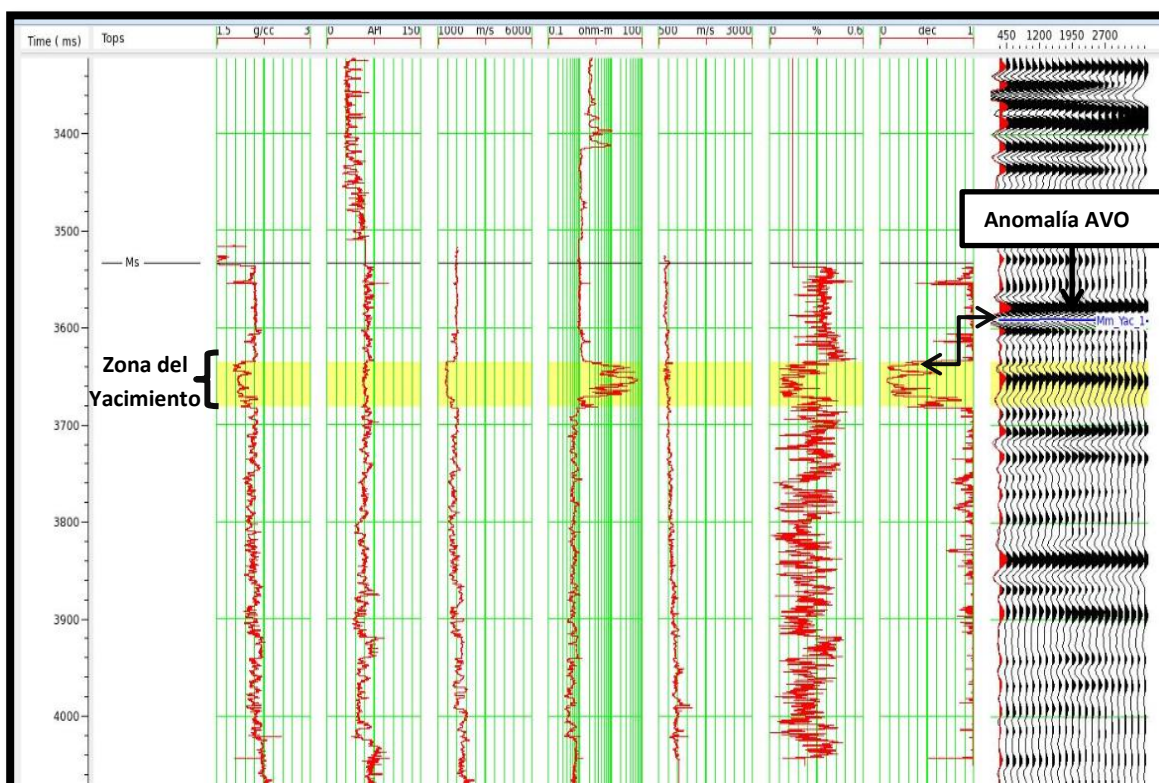


Figura 48. Desfase para un mismo evento entre los datos de pozos y sísmicos. Las curvas de los registros indicaron una posible zona yacimiento análogo al reflector AVO en las trazas sísmicas.

La zona del yacimiento tiene su cima a una profundidad aproximada de 2840 m según los datos de pozo, la cual difiere con la cima de la anomalía AVO identificada en la sísmica, el proceso de ajuste entre ambos implica que estas dos zonas, concuerden en único evento en tiempo y profundidad equivalente.

Este procedimiento se basa en el ajuste y calibración de las trazas sintéticas construidas a partir de los registros geofísicos que contienen información propia del pozo con valores reales de profundidad, a la cual es ajustada la sísmica de superficie que se encuentra función del tiempo, de esta manera estaremos referenciando nuestras respuestas sísmicas con las trazas modeladas.

2.3.3 Extracción de la ondícula (Wavelet)

El vínculo existente entre los datos de pozos y la sísmica, es la ondícula (Wavelet), por lo que su extracción es importante en el amarre Sísmica-Pozo, además de que juega un papel clave en la obtención de los sintéticos mediante el modelo de convolución, de tal manera que la ondícula equivalente que se obtenga, será la de mayor resolución y la que mejor describa y se ajuste a las características de la sísmica *in situ*.

Existen dos métodos básicos empleados en la extracción de la ondícula sísmica:

- El primer método utiliza los registros de pozos y puede proporcionar un buen estimado del espectro de fase y amplitud de la ondícula. Sin embargo este método no puede ser utilizado hasta que se hallan determinado correctamente las relaciones de tiempo-profundidad para el pozo. Este método se basa en la extracción de la ondícula mediante la deconvolución de la traza con el conjunto de coeficientes de reflexión del sismograma sintético, proceso también conocido como extracción determinística de la ondícula.
- El segundo método es llamado estadístico y utiliza la sísmica para la extracción de la ondícula. Sin embargo este método solo puede estimar el espectro de amplitud, ya que con respecto a la fase asumimos que esta corresponde a fase cero.

El método estadístico provee una ondícula extraída a partir de un conjunto de trazas sísmicas alrededor del pozo y con la suposición de que se tiene una fase cero, dicha ondícula contiene el mismo espectro de amplitud que las trazas sísmicas involucradas.

Para resumir el proceso de extracción de la ondícula sísmica de tal manera de que al final se obtenga un filtro u pulso inicial que ajuste con la mayor precisión posible los datos sintéticos con los reales se deben realizar el siguiente procedimiento iterativo:

- Asignar la fase de la ondícula (Fase mínima o Fase Cero).
- Seleccionar la ventana de análisis en la sísmica.
- Extraer la ondícula estadísticamente.
- Correlacionar el sismograma sintético con la sísmica real.
- Extraer de nuevo la ondícula una vez que se ha hecho la calibración Sísmica-Pozo
- Iterar el proceso de correlación y extracción de la ondícula las veces que sea necesario.

Una vez discutido lo anterior, se procedió a seleccionar la ventana de análisis para la extracción de la ondícula en la zona de interés, en nuestro caso se seleccionó una ventana temporal envolvente a la zona de anomalías previamente definida, en un rango de tiempo entre los 3500 ms a los 4200 ms aproximadamente. Dicha ventana contiene al reflector AVO de los gathers sísmicos. Un parámetro importante en la ondícula de entrada es su tamaño en tiempo, es decir la duración del pulso inicial, en este caso se propuso un valor de 200 ms, como se muestra en la siguiente figura.

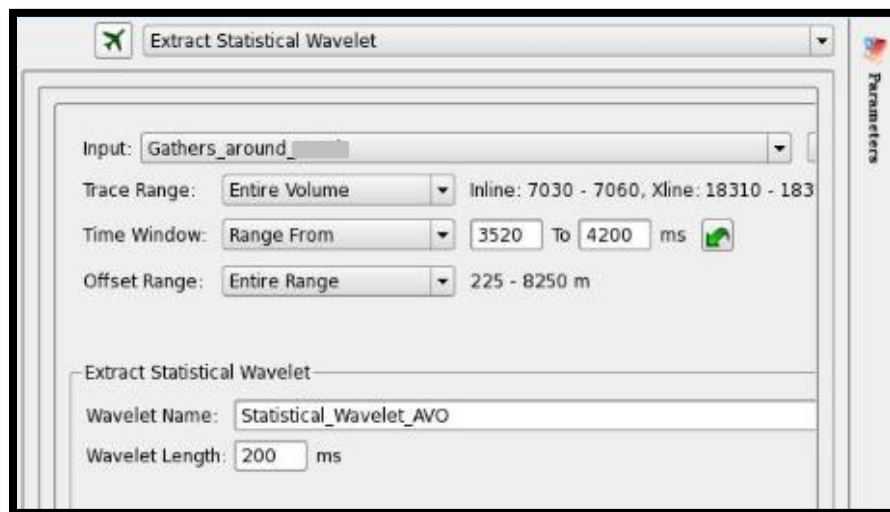


Figura 49. Selección de la ventana de tiempo y tamaño de la ondícula estadística obtenida.

La determinación del tamaño de la ondícula se determina según el valor temporal correspondiente a mas-menos la mitad de la ventana de extracción. Motivo por el cual se tomó el valor igual a 200 ms.

Varios autores sugieren que la ventana de tiempo de extracción no supere los 500-700 ms, debido a los efectos de dispersión y atenuación que pueden influenciar en el cálculo de los sintéticos. Generalmente la ventana de tiempo estará definida por la dimensión de la zona del yacimiento desde la cima hasta la base con un rango de tolerancia de 100 ms arriba y debajo de dicho intervalo.

La Figura 50 muestra la respuesta en tiempo y el espectro de amplitud y fase según la ondícula obtenida.

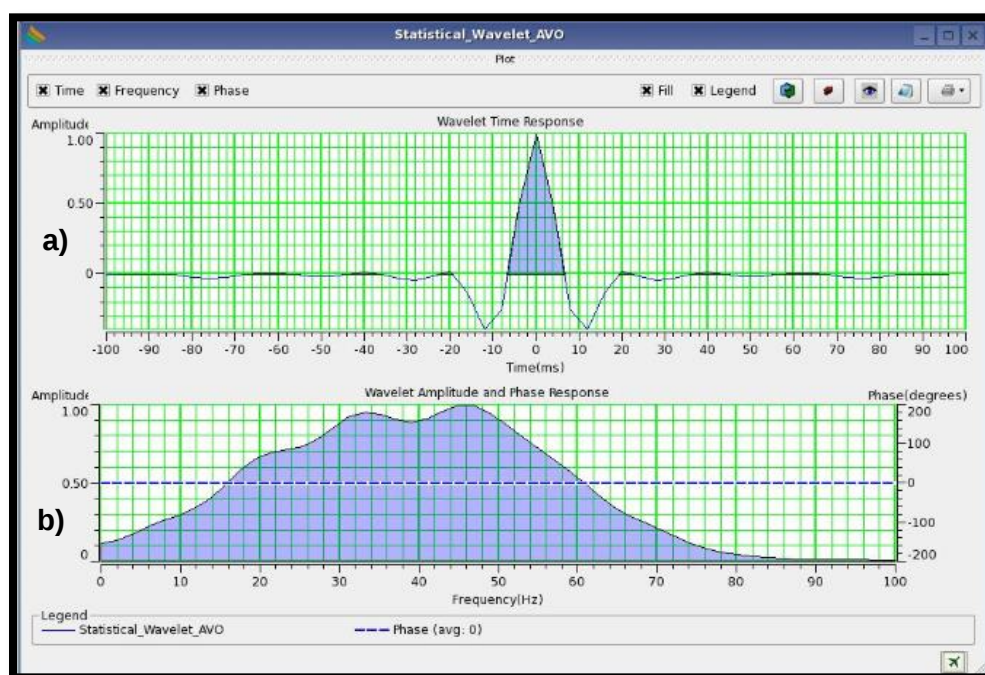


Figura 50. a) Respuesta en tiempo. b) Espectro de amplitud y fase de la ondícula estadística extraída.

La respuesta en tiempo demostró el carácter de la fase de la ondícula extraída con un valor cercano cero contenida en los datos sísmicos de entrada, congruente con una ondícula equivalente del tipo Ricker.

El espectro de fase y amplitud de la ondícula justificó la respuesta en tiempo ya que justo cuando el valor de fase está cercano a cero grados la distribución del espectro de amplitud para la ondícula sísmica es casi simétrico a ambos lados con una frecuencia central de 40 Hz.

2.3.4 Calibración Sísmica-Pozo

Un paso importante dentro del análisis AVO es la generación de un modelo de velocidades que permita calibrar el perfil acústico a la sísmica. Es recomendable tener siempre en cuenta el conocimiento y el control de las velocidades sísmicas dentro de cada intervalo del pozo, esto mediante la construcción de un buen modelo de velocidad. El hecho de tener perfectamente ajustados ambos regímenes de datos permitirá el desarrollo de numerosos procedimientos que involucren datos precisos de V_p y V_s .

Antes de construir el modelo de velocidad es necesario atar los datos de velocidad medida en pozos (en profundidad) con los datos sísmicos. Para ello se emplean los métodos usuales de calibración por sismogramas sintéticos, es decir calibración utilizando las interpretaciones en profundidad (topes geológicos o cimas formacionales) con las interpretaciones en tiempo de ida y vuelta (horizontes sísmicos), este procedimiento es al que llamamos calibración sísmica-pozo.

Una vez extraída la ondícula sísmica, las series de reflectividad $S(t)$ calculadas a partir de los registros V_p , V_s Y densidad y mediante el modelo de convolución (Ecuación 24), se generaron las trazas sintéticas, las cuáles fueron utilizadas en el análisis de correlación con la sísmica *in situ*.

El proceso de correlación de pozo examina la conversión tiempo-profundidad y ajusta los sintéticos hasta coincidir de manera óptima con la sísmica. Esto es necesario porque la curva de tiempo-profundidad derivada del registro sónico rara vez es suficiente para un amarre preciso.

La traza sintética generada es ajustada con respecto a la denominada traza compuesta extraída de los datos sísmicos reales. Dicha traza es generada a partir de un promediado de líneas y trazas sísmicas contenidas en un vecindario próximo a la localización del pozo, en saltos de 1 Inline o Crossline.

Una vez extraída la traza compuesta, se realizó el ajuste entre ambos (sintéticos y traza compuesta), mediante la correspondencia o similitud cuantificada por un coeficiente de correlación. Esta correlación es útil para determinar el mejor filtro u ondícula de entrada que pueda ser aplicada a los datos, también para conocer el grado de fase y desplazamiento ("shift") total para amarrar los datos sintéticos con los datos sísmicos.

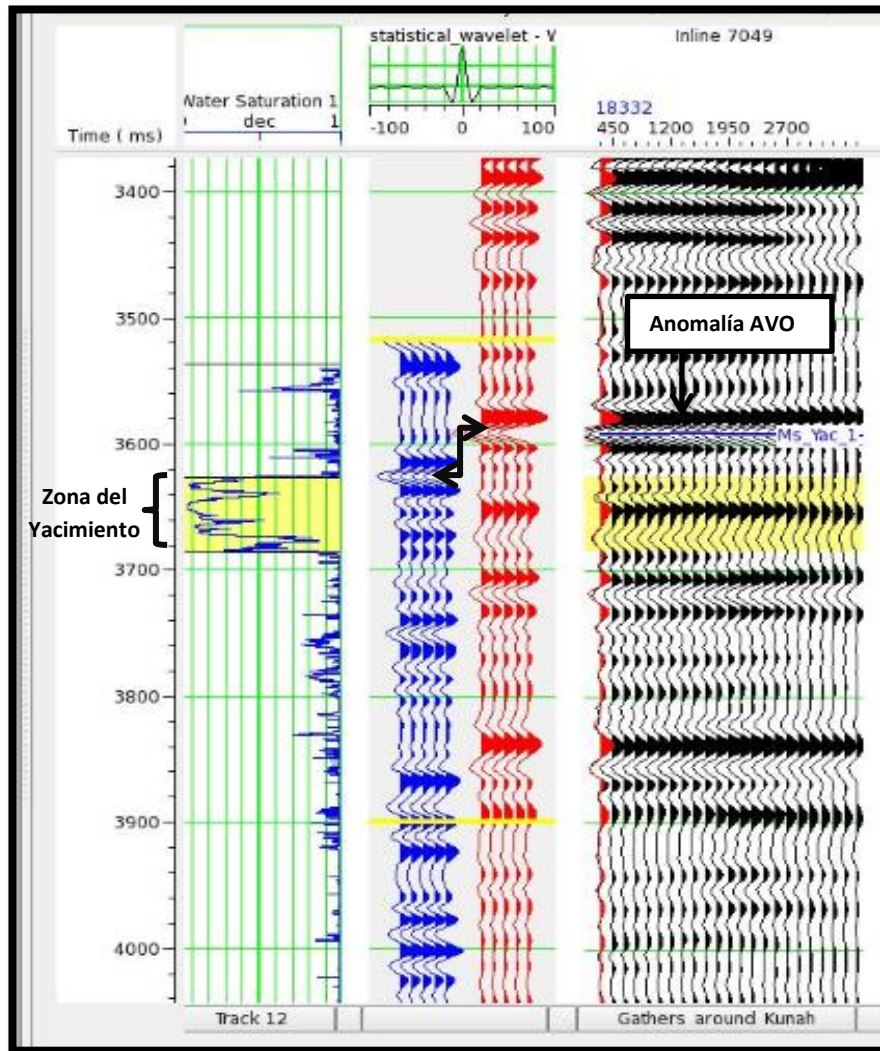


Figura 51. Ventana de Correlación y ajuste de sintéticos con la sísmica real.

La Figura 51 muestra en conjunto las trazas sintéticas (azul) y la traza compuesta que ha sido repetida 5 veces (rojo) adyacentes a las trazas reales en la ventana de análisis contenida por los límites superior e inferior en color amarillo. Es evidente el desfase en tiempo para un mismo reflector en ambas trazas y también con respecto a la zona del yacimiento (amarillo). La zona del yacimiento esté definida en el intervalo donde la curva de saturación de agua disminuye considerablemente hasta valores cercanos a cero, lo cual indica la sustitución de fluido por hidrocarburo (gas), como fue discutido previamente.

El desplazamiento en tiempo necesario para ajustar ambos conjuntos de trazas es denominado "Time Shift" y el grado de similitud entre ellas está dado por el coeficiente de correlación, definido como el grado de semejanza, coherencia o correlación que existe entre los datos sintéticos y la traza compuesta.

La doble flecha en color negro indica el mismo evento sísmico desplazado en tiempo para ambos conjuntos de trazas, correspondiente a la cima del yacimiento. Usualmente estos “Time Shifts” corresponden a pequeños “saltos” en tiempo de algunos milisegundos para ambos reflectores entre las trazas compuestas y los sintéticos, en nuestro caso este valor de Time Shift fue igual a 1 ms, es decir fue necesario únicamente un “salto” en tiempo equivalente a 1 ms para emparar los sintéticos con la sísmica real.

Cuando el sintético contiene una ondícula de fase cero aplicada como filtro, la función de correlación es la ondícula contenida en los datos sísmicos. Así, la función de correlación es el filtro que debería hacer que el sintético se parezca a los datos sísmicos. (*Anderson Peña Ortiz 2012.*)

Teniendo en mente que la correlación cruzada nos indica la medida de similitud entre las trazas compuestas y los sintéticos, siendo 1 el valor para un amarre perfecto en polaridad normal, se obtuvo un valor de Cross-correlación de 0.741148 para los sintéticos generados con la ondícula que se extrajo previamente (Figura 52).

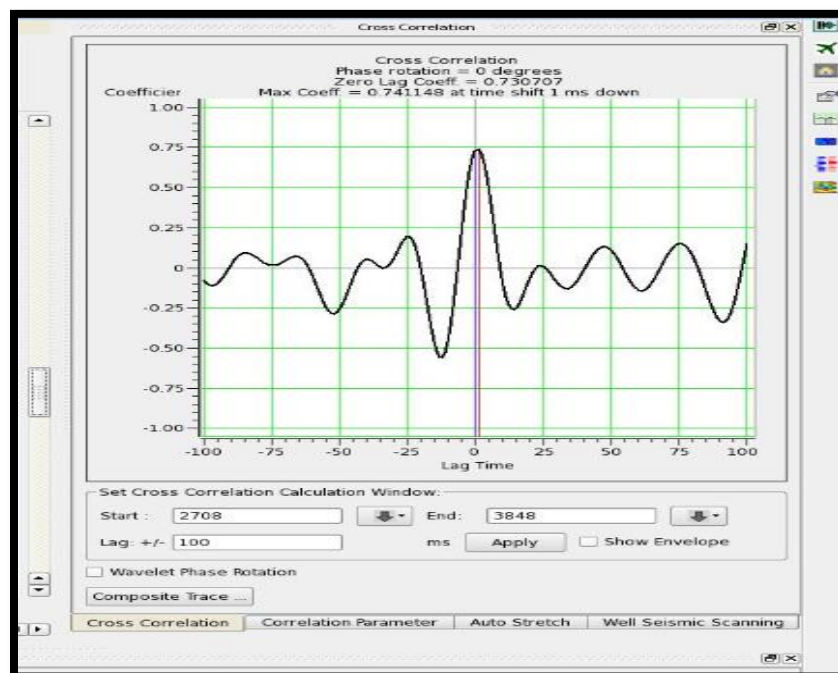


Figura 52. Ventana de Cross-correlación para las trazas sintéticas y la traza compuesta.

La función de correlación de la imagen anterior, indicó una buena correspondencia entre ambas trazas, ya que se obtuvo una buena simetría con respecto al origen (Zero lag time), con el valor máximo de correlación (0.74) centrado en el desplazamiento de tiempo de 1 ms entre la línea roja y azul según la figura anterior.

Valor aceptable para nuestro caso ya que la obtención de un coeficiente de correlación mayor implica un número indefinido de procesos de iteración que comienza con la asignación de fase, la extracción nuevamente de la ondícula etc.

La Figura 53 muestra el resultado final de la calibración Sísmica-Pozo.

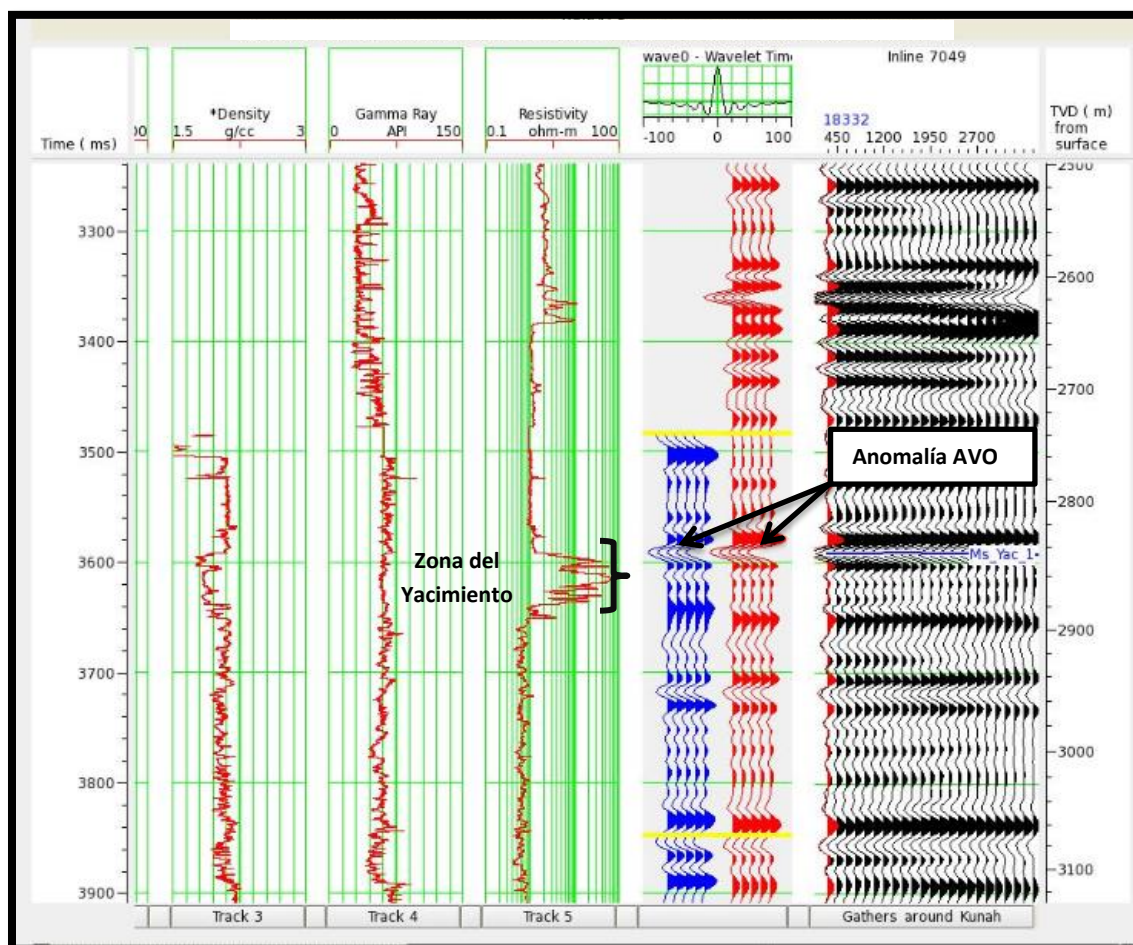


Figura 53. Resultado del amarre Sísmica-Pozo para la zona de yacimiento en el Mioceno Superior

El resultado de la calibración sísmica-pozo dio como resultado un registro sísmico Vp corregido, bajo el nombre de P-Wave_1_corregida (Figura 54) el cual ajusta con la mayor precisión los datos de pozos a la sísmica, para un amarre estrecho entre el tiempo y la profundidad.

La imagen final obtenida en este proceso muestra el número total de registros cargados y desplegados adyacentes a los datos sísmicos calibrados entre sí con respecto a la cima y base del yacimiento correspondiente estratigráficamente al tope de la estructura anticlinal de K-2 en el Play Mioceno Superior.

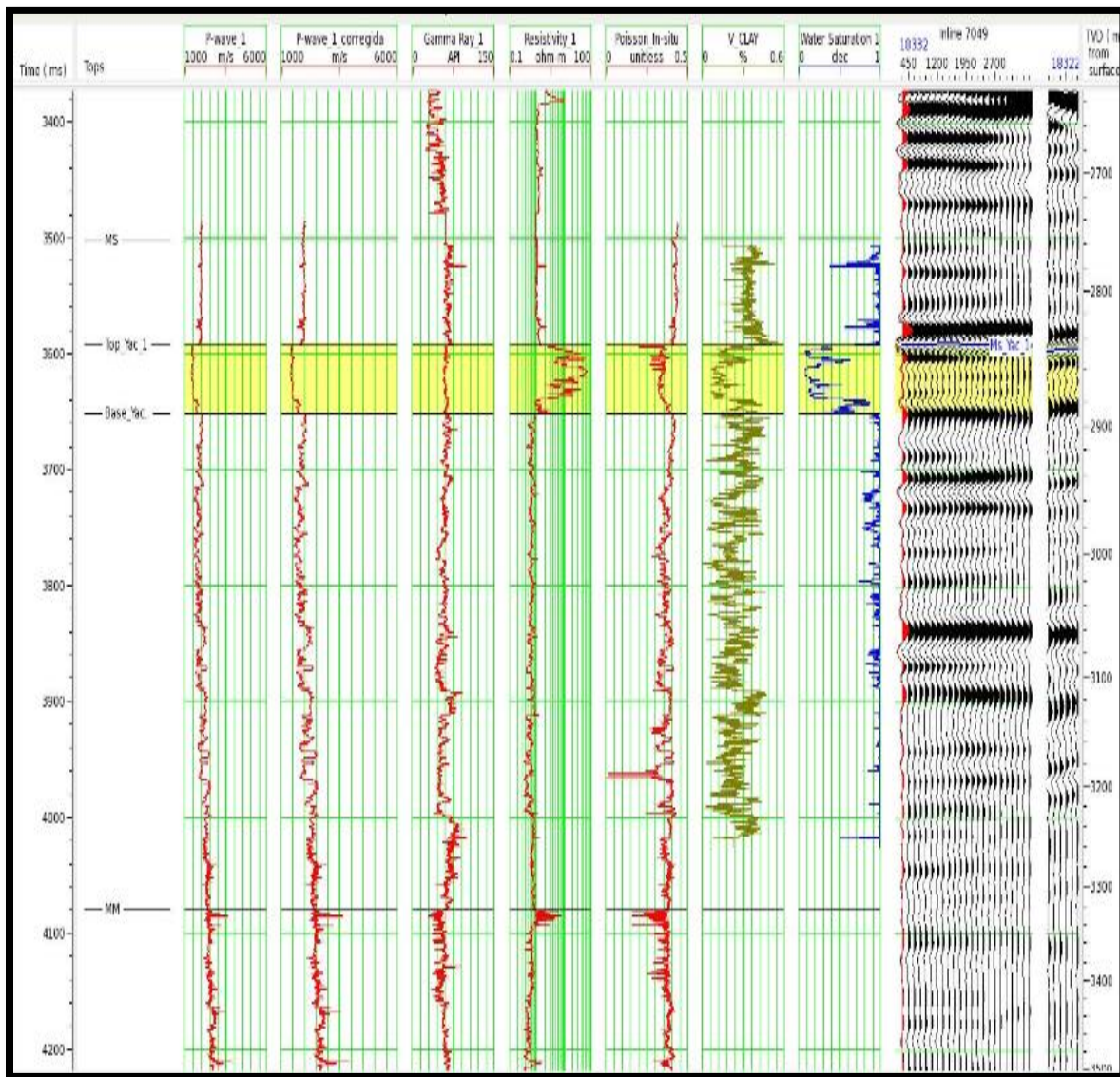


Figura 54. Resultado de la calibración Sísmica-Pozo. Se ha agregado a la derecha del registro de “P-wave” una versión corregida durante en el proceso de ajuste tiempo-profundidad en la calibración de la sísmica y los registros.

2.4 ANÁLISIS AVO

El análisis de reconocimiento AVO es el segundo paso dentro de la metodología de trabajo. En este análisis, es muy importante que los datos de entrada proporcionados después de su respectivo tratamiento o procesamiento se tengan como producto final, Gathers con migración pre-apilamiento en tiempo (PSTM), corregidos por NMO y en fase cero donde se conserve la amplitud. Es por lo anterior que el análisis AVO es considerado como un estudio de las amplitudes sísmicas antes del apilado, “Pre-Stack Amplitud Analysis” (Russell, 2005).

Este proceso involucra datos sísmicos ordenados por un conjunto de trazas de un punto de reflejo común, a los cuales se les realizará un análisis de gradiente para los horizontes sísmicos que presentan cualquier clase de respuesta AVO que pueda ser considerada como anomalía, a fin de determinar los cambios en el coeficiente de reflexión a medida que aumenta el valor del ángulo de incidencia para una onda P incidente.

El objetivo del análisis de gradiente es obtener valores de los atributos Intercepto (A) y Gradiente (B) en una ventana de tiempo que contenga el horizonte sísmico de interés interpretado como la cima o base de un posible yacimiento de gas, cuya caracterización será hecha en función al comportamiento relativo de ambos atributos, es decir que podremos saber la clase de arenas con gas esperamos encontrar según su respuesta sísmica.

Otro objetivo importante es el de estimar la posición de la cima y la base del posible yacimiento, esto mediante la discriminación de conjuntos de valores de intercepto y gradiente que no estén asociados al contenido de hidrocarburos en base a la zonificación de tendencias establecidas en un gráfico cruzado.

Es importante mencionar que la cantidad de datos sísmicos y de pozos usados anteriormente en el modelado AVO, fueron los mismos que se utilizaron durante la aplicación de este análisis. Así como también, el resultado de la corrección del registro de onda P (P-Wave_1_corregida), fue empleado en la generación del modelo de velocidad para el Pozo K-2. Este modelo de velocidad fue muy importante en los procesos de relación entre el dominio del offset y el dominio de ángulos de incidencia, esto mediante relaciones matemáticas que involucran información de pozos y velocidades sísmicas.

El flujo de trabajo utilizado en la aplicación del análisis de reconocimiento AVO quedó como se muestra a continuación:

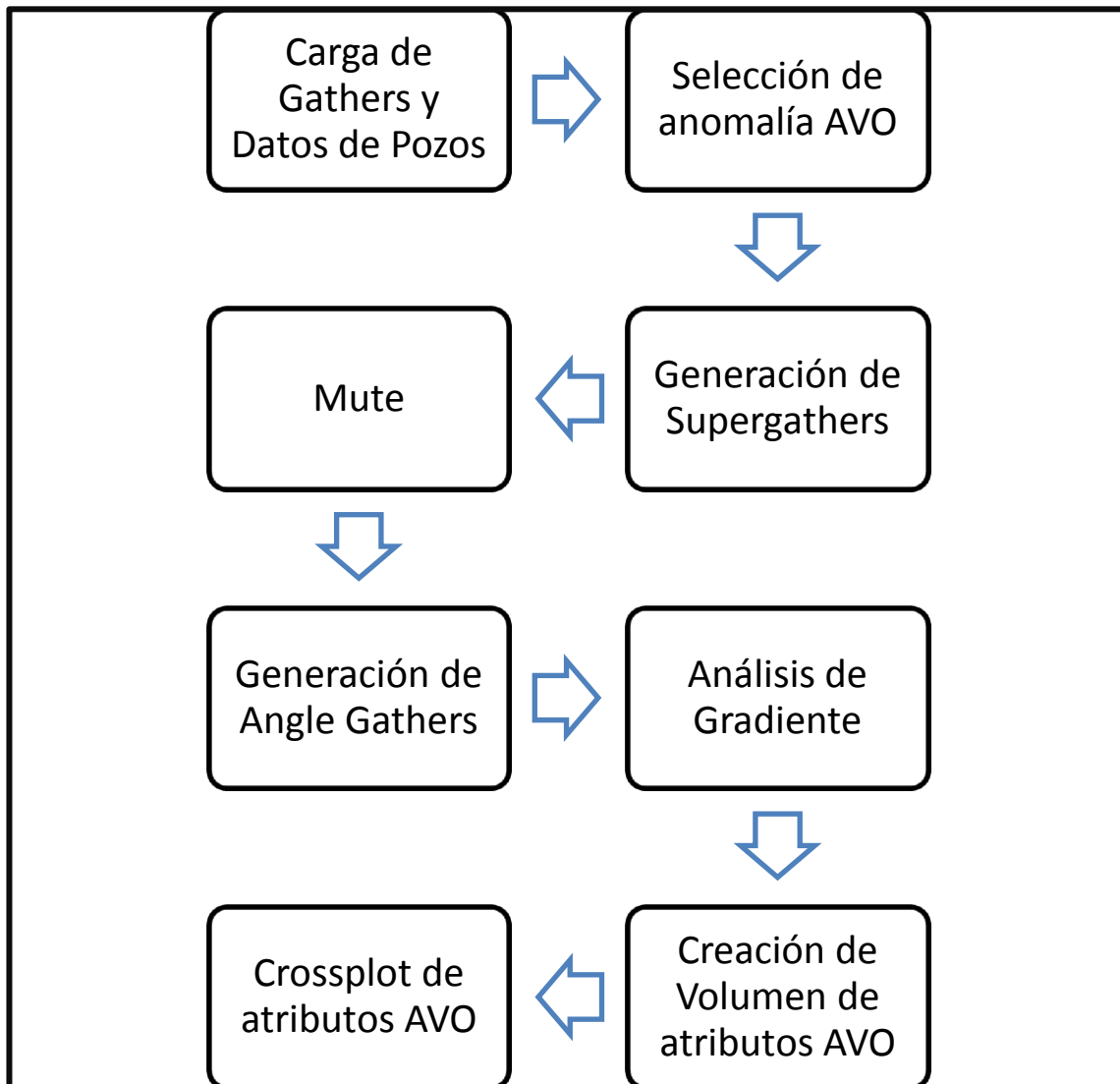


Diagrama 6. Flujo de trabajo en el análisis AVO

Esta es la secuencia básica de procesamiento utilizada en un análisis AVO convencional con registros geofísicos de pozos y datos sísmicos de superficie. Algunos procedimientos fueron omitidos dentro del flujo de trabajo ya que son procedimientos secundarios que están implícitos en los procesos primarios pero sin embargo son indispensables para el análisis. Por ejemplo la generación del modelo de velocidad para la creación de los Angle gathers, la aplicación de un análisis de gradiente o “Pick Analysis” previo, cuya función es observar el comportamiento de las amplitudes de la anomalía AVO con respecto al offset de manera rápida y preliminar antes de ser realizado formalmente como tal, el proceso de Análisis de gradiente, entre otros.

2.4.1 Carga de Gathers y datos de Pozos

De igual manera que en el modelado AVO el volumen sísmico con el cual analizamos las anomalías AVO se importó previamente desde la base de datos hacia la estación de trabajo. Fueron utilizadas la misma cantidad de líneas y trazas sísmicas (31 y 41 respectivamente), para un total de 300 Km^2 así como la misma distribución geométrica y espaciamiento en el mallado con respecto a la ubicación del pozo.

El proceso de carga de ambos conjuntos de datos fue similar al proceso de modelado. Los gathers sísmicos y los registros de pozo fueron cargados bajo el mismo formato estándar .SEG-Y y .LAS respectivamente. A partir de estos datos sísmicos se realizaron los procesos de conversión offset a ángulo (Angle gathers), selección de la anomalía AVO y el análisis de gradiente.

Durante este proceso, los datos de pozos fueron utilizados también para correlacionar en tiempo y profundidad las respuestas sísmicas y de los registros, tal y como fueron calibrados con el modelado AVO. Para este análisis se tuvo la ventaja de contar con los datos perfectamente calibrados Las curvas desplegadas se muestran en la ubicación del pozo sobre la línea 7049, traza 18332 en el CDP 802, tal como lo muestra la siguiente figura.

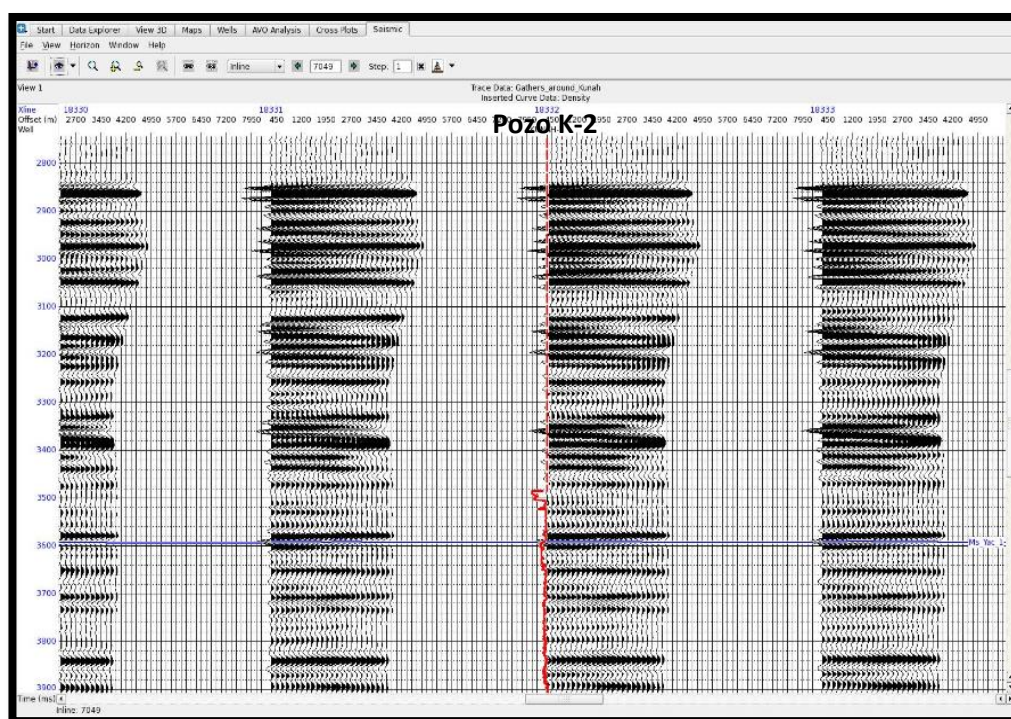


Figura 55. Gathers sísmicos desplegados en pantalla junto con la curva de densidad perfectamente calibrada en la posición CDP 802.

2.4.2 Selección de la anomalía AVO

Contando con los datos sísmicos desplegados, se realizó la selección o el picado del horizonte sísmico de interés, que para nuestro caso corresponde al reflector AVO ubicado a los 3590 ms aproximadamente y que representa la cima del posible yacimiento, identificada previamente en el proceso de calibración sísmica-pozo.

El evento interpretado presentó una polaridad negativa con una amplitud sísmica que disminuye con el offset (Figura 56) correspondiente a la cima del yacimiento del Mioceno Superior, el cual se correlacionó con los eventos sísmicos anómalos identificados previamente en el análisis de indicadores de hidrocarburos. Este horizonte fue también tomado como referencia en la calibración Sísmica-Pozo durante el proceso de modelado AVO y al que, en el análisis AVO se le aplicaron los procesos de análisis de gradiente y el posterior cálculo de atributos.

Este horizonte sísmico seleccionado fue correlacionado en tiempo con las anomalías de amplitud encontradas en “A1” asociadas a Puntos Brillantes y eventos planos en la cima de la estructura anticlinal.

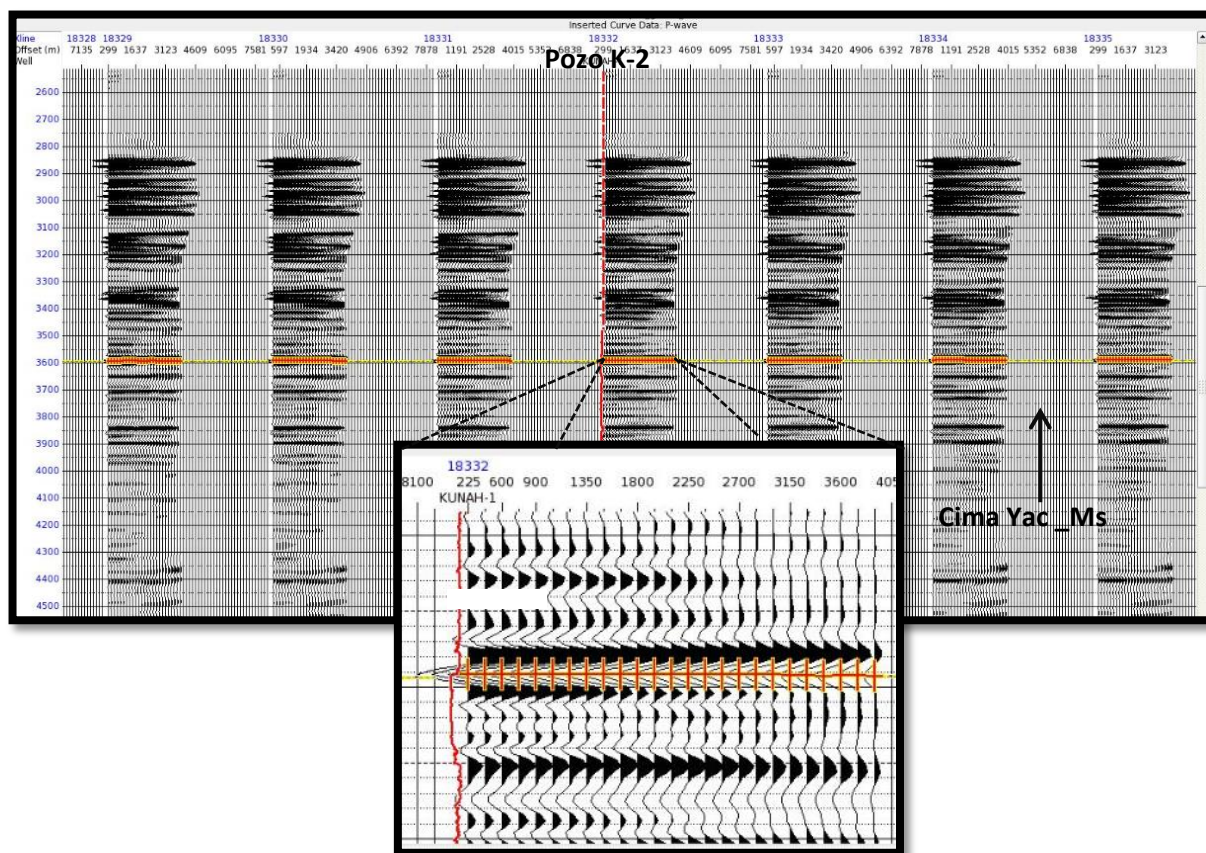


Figura 56. Selección de la anomalía AVO (Cima del yacimiento del Mioceno Superior).

Una vez seleccionada la anomalía AVO, se realizó un análisis de gradiente previo denominado “Pick Analysis” con el cual es posible visualizar el comportamiento general de las amplitudes y su variación con el entorno para cada CDP cercano a la posición del pozo para así tener una idea general de la clase de yacimiento con el que estamos trabajando y que tipo de respuesta AVO es la esperada.

Para llevar a cabo este procedimiento primero fue necesario la creación de un modelo de velocidad a partir del registro sísmico de onda P corregido previamente en la calibración sísmica-pozo. La Figura 57 muestra los parámetros involucrados en el cálculo del modelo.

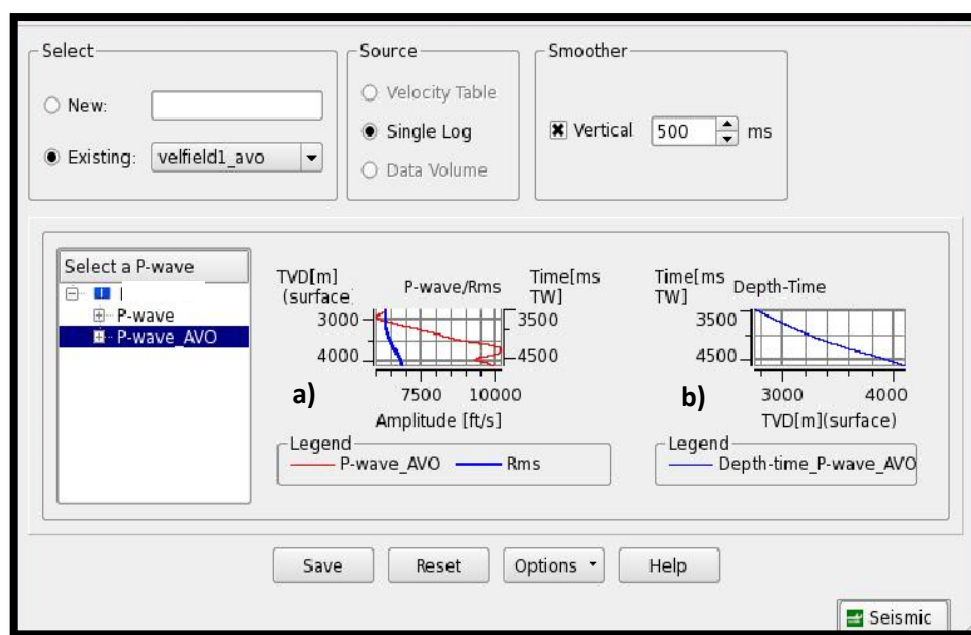


Figura 57. Parámetros involucrados en el cálculo del modelo de velocidad.

Tenemos tres opciones para definir el campo de velocidades; la primera es mediante una tabla con puntos de control (topes formacionales y tiempos de viaje) para cada línea y traza sísmica generalmente usado en volúmenes sísmicos grandes que no requieren tanta resolución. La segunda opción es a partir de Checkshots o en nuestro caso el registro de onda P perfectamente corregido y calibrado el cual fue obtenido mediante la generación de los sintéticos en el amarre sísmica-pozo, dicho procedimiento funciona muy bien para volúmenes sísmicos pequeños. La última opción es proporcionando un volumen sísmico en formato SEG-Y.

A partir de las curva de nuestro registro sísmico calibrado se obtuvo a detalle la velocidad intervállica en profundidad (Figura 57 a) y a partir de estos valores, el programa derivó las velocidades RMS en base a una ecuación matemática que relaciona las velocidades RMS

e interválca para que finalmente se derive la velocidad promedio con su correspondiente gráfica de tiempo-profundidad (T-Z) (Figura 57 b).

Usando el algoritmo de Aki-Richards para dos términos el resultado obtenido fue el siguiente:

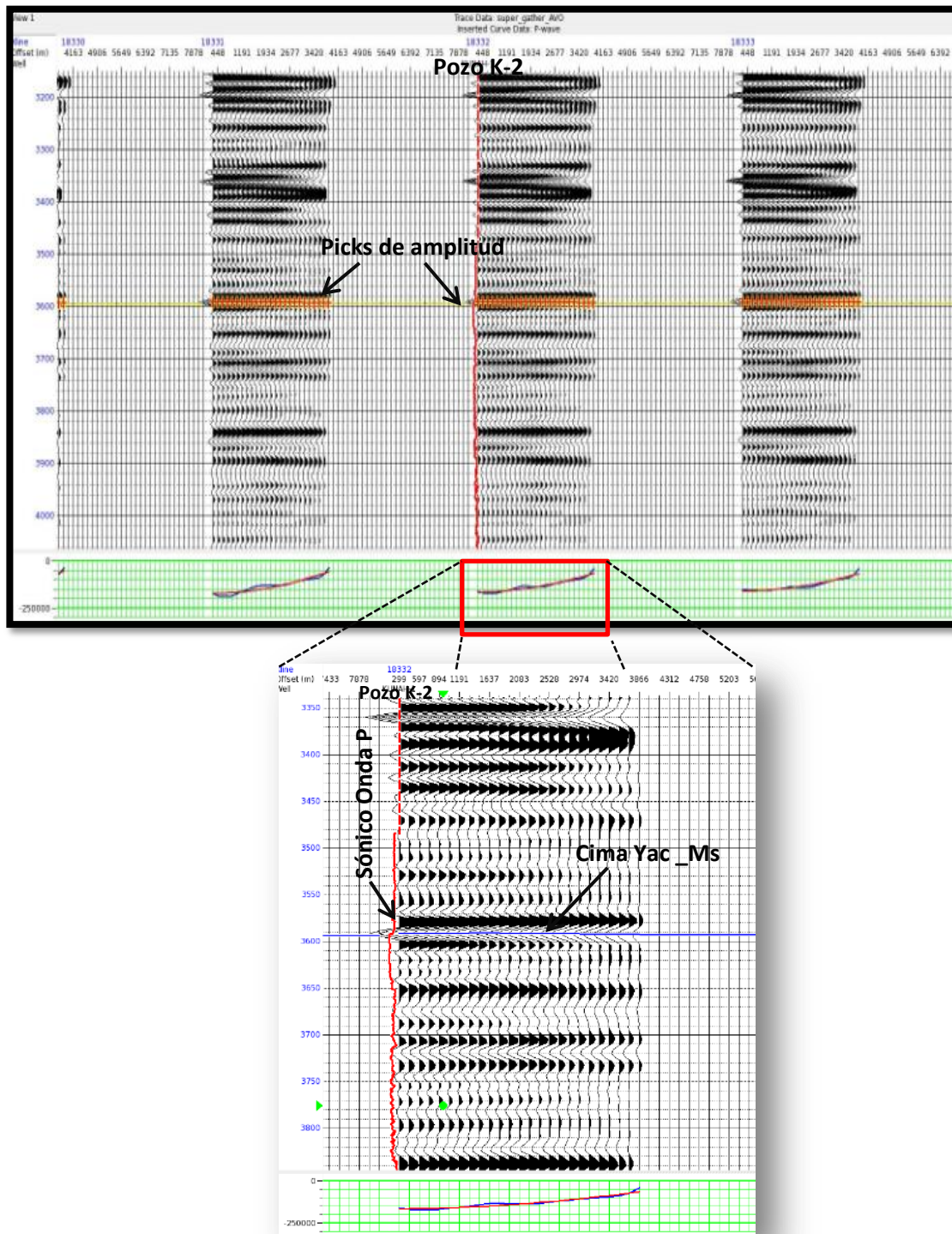


Figura 58. Resultado de los análisis de gradiente para los CDP Gathers más cercanos al pozo.

Como se pudo observar en las figuras anteriores, el análisis de gradiente muestran un buen ajuste entre la curva generada a partir de los datos reales de amplitud vs. offset (azul) y la curva del coeficiente de reflectividad calculado mediante Aki-Richards de dos términos. Se observó también, que el comportamiento AVO es más pronunciado en las cercanías a la ubicación del pozo y disminuyendo el efecto para los CDP's adyacentes y más lejanos.

El horizonte sísmico denominado "Cima_Yac_MS" presentó un comportamiento AVO del tipo IV, según lo observado en el "Pick Analysis". A este resultado se le suma la respuesta de la curva de onda P superpuesta a los datos sísmicos en donde se observa una disminución considerable en los valores de V_p , justamente por debajo de dicho horizonte.

De acuerdo a los resultados obtenidos en este análisis previo, se obtuvo la pauta para continuar con la aplicación de los siguientes procesos en el flujo de trabajo. El siguiente proceso fue la construcción de Supergathers mediante un promediado entre los conjuntos trazas con punto de reflejo común, a fin de contar con Gathers sísmicos con menor ruido y más consistentes que mantengan los valores originales de amplitud.

2.4.3 Supergather

Uno de los factores críticos en la confiabilidad y calidad de los resultados del análisis AVO es la calidad de los datos sísmicos de entrada. Debido a que el AVO se basa en los valores originales de la amplitud, el acondicionamiento secundario aplicado en los gathers sísmicos fue muy importante para corregir cualquier error residual o ruido aleatorio contenido en estos, preservando siempre la amplitud de la señal sísmica.

El proceso de generación de Supergather es un proceso de acondicionamiento secundario usado como control de calidad y para reducir el ruido aleatorio en los gathers sísmicos. Este proceso se aplicó cada uno de los CDP Gathers recopilados y cargados previamente a fin de mejorar la relación señal/ruido y obtener mejores resultados posteriormente en el cálculo de atributos AVO.

Un Supergather es construido mediante la suma promedio de trazas pertenecientes a un grupo de CDP's adyacentes, los cuales son sumados entre sí para obtener un valor promedio de salida en un único Bin.

La construcción de Supergathers involucra un conjunto impar de CDP Gathers en el que el CDP de salida contendrá un valor promedio de la señal, cuyo resultado es colocado en la posición central de dicho conjunto. El resultado contendrá trazas más limpias y mejor alineadas conservando la amplitud sísmica original.

En nuestro caso el proceso se llevó a cabo mediante la suma de cada 3 CDP's adyacentes, para todos los Inline y Crossline del volumen sísmico, colocando el resultado de salida en la posición central (posición 2). El programa por default seleccionó 54 CDP's de salida debido a que es el promedio de la cobertura (Fold) de los gathers de entrada, es decir que obtuvimos un total de 54 promedios de CDP's adyacentes entre sí. El resultado de este procedimiento se muestra en la Figura 59.

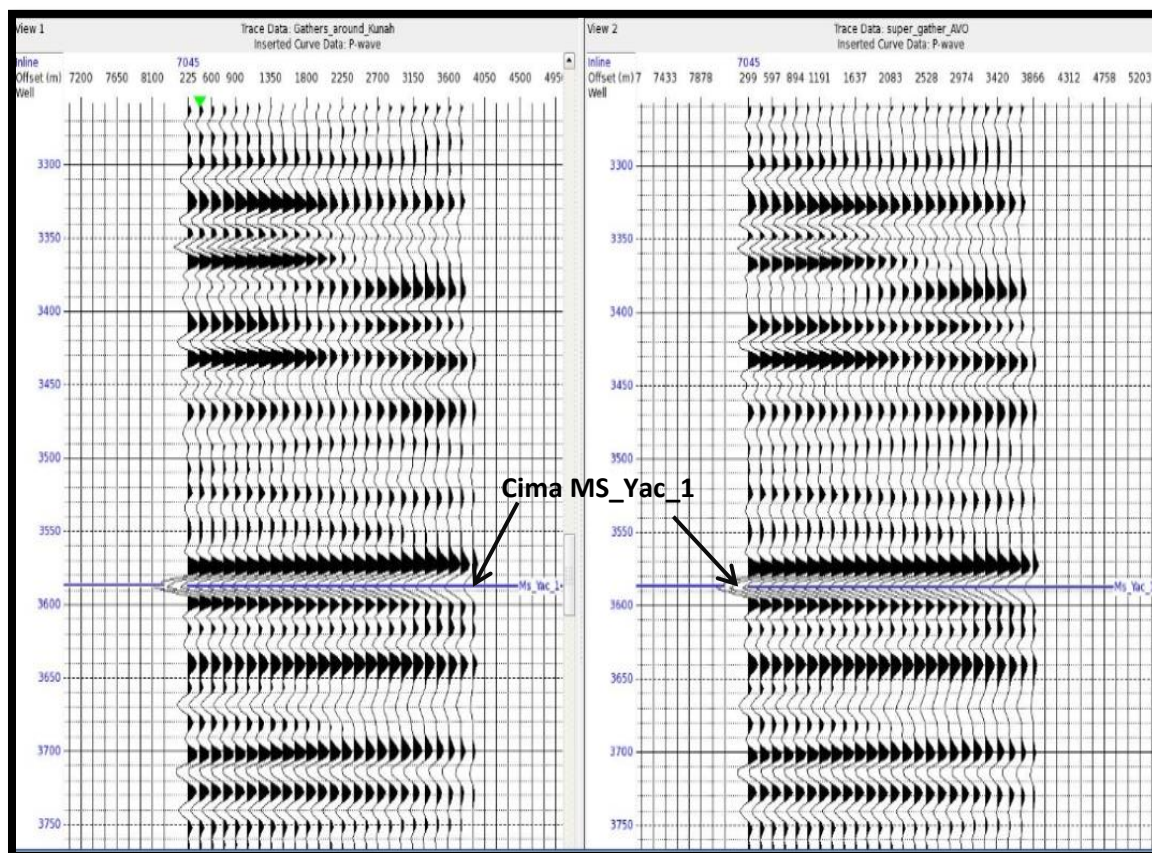


Figura 59. Resultado del proceso de promediado de gathers (Supergather).

De acuerdo con la figura anterior, las trazas de la izquierda pertenecen a los Gathers antes de aplicar el promediado, mientras que las trazas de la derecha exhiben el resultado de dicho proceso, mostrando trazas más limpias, mejor alineadas y más consistentes sobre todo en offsets lejanos.

2.4.4 Mute

El proceso de Mute consiste en remover las amplitudes en trazas lejanas que por lo general son ruidosas y “contaminan” los cálculos de los atributos AVO (Intercepto y Gradiente) Podríamos pensar que este efecto puede ser removido únicamente limitando el rango de offset en el análisis, sin embargo en términos generales los valores de amplitud en cada traza varían con el offset, el tiempo doble de reflejo y en cada CDP. Por lo que la aplicación o no de este procedimiento puede influir directamente en los resultados del análisis de gradiente y la generación de dichos atributos.

En nuestro caso, este proceso se aplicó como control de calidad acotando la zona de interés a los CDP más cercanos al pozo y al tiempo doble de reflejo (TWT) para la cima de la anomalía AVO seleccionada.

Existen dos maneras de realizar este proceso en el programa Hampson-Russell, una forma es proporcionando los datos en forma de tabla en la cual se especifica por Inline y Crossline, el offset inicial y final, así como el tiempo inicial-final o ventana temporal a la cual se aplicara el proceso de Mute.

La otra forma es usando una aplicación de trazado en pantalla mediante la selección de un valor límite en el offset y directamente sobre los datos sísmicos, en donde a consideración del intérprete se encuentran las trazas más ruidosas y de menos interés. El resultado de la aplicación de este proceso se muestra en la Figura 60.

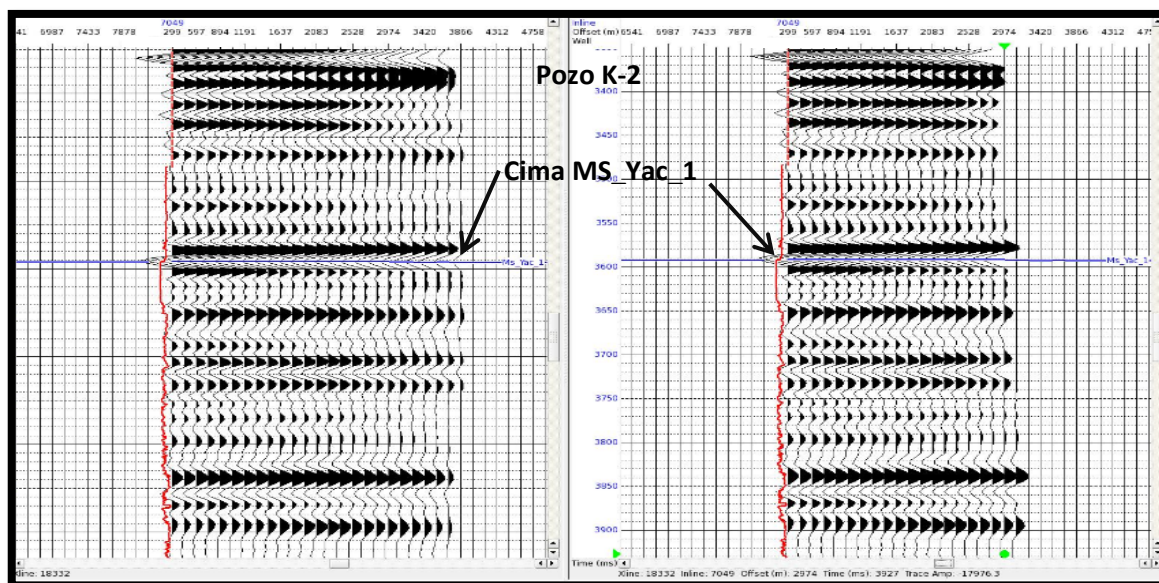


Figura 60. Resultado de la aplicación del proceso “Mute” para trazas lejanas.

Como se observó en la figura anterior, se obtuvo una mejora visual en cuanto a la relación señal/ruido (S/N) a offsets lejanos, a fin de contar con los valores deseados de amplitud sobre el horizonte sísmico de interés. Es decir los valores de amplitud contenidos en el rango silenciado no tendrán influencia en los cálculos de intercepto y gradiente.

Además, con este procedimiento acotamos el rango de offset que estará involucrado en la conversión al dominio de ángulos de incidencia, para el posterior análisis de gradiente, proceso en el cual se realizó el plot de los valores de Amplitud vs $\sin^2\theta$ del ángulo incidente con el fin de observar el comportamiento AVO de dicha anomalía para toda muestra de tiempo contenida en las trazas sísmicas.

Una vez mejorada la señal sísmica en los CDP Supergathers mediante el proceso de mute, procedimos al despliegue visual de los ángulos de incidencia en la zona de interés, calculados mediante la conversión del dominio del offset al dominio de ángulos, con ayuda de las curvas de velocidad RMS y velocidad interválica obtenidas a partir del modelo de velocidad que se generó previamente. El resultado de este procedimiento se muestra en la siguiente figura.

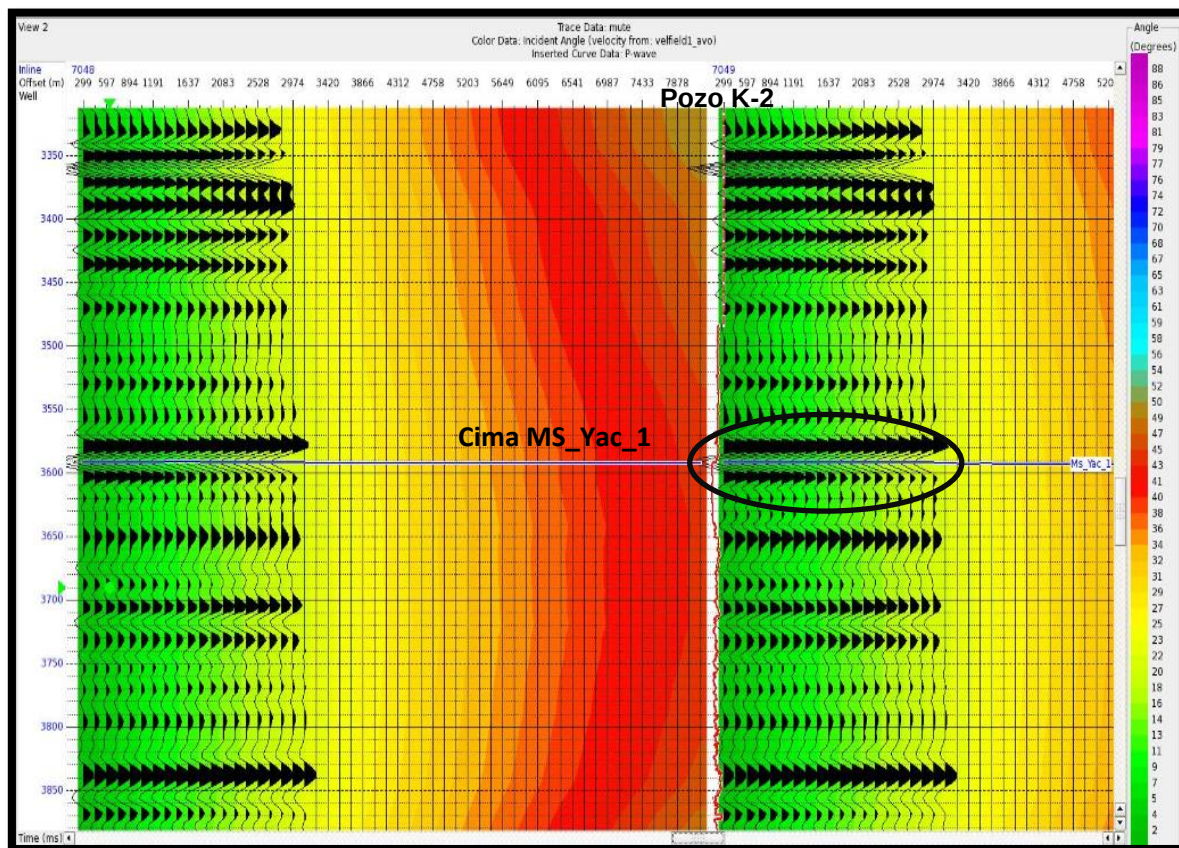


Figura 61. Ventana sísmica mostrando los ángulos de incidencia para la zona de interés.

La figura 61 muestra dos CDP Gathers adyacentes y cercanos a la localización del pozo, “silenciados” previamente para cierto rango de offset mediante el proceso Mute, en los que se aprecia mediante una escala a color los valores de los ángulos de incidencia calculados para la onda P. El rango total de ángulos de incidencia para todo offset es de 2°-44° según la escala de color de la derecha. Se obtuvieron ángulos menores a 30°, para la zona de interés contenida en el círculo negro.

2.4.5 Angle Gather

El siguiente proceso en la metodología AVO es la conversión del dominio de offset al dominio de ángulos de incidencia, para la construcción de los “Angle Gathers”. Este paso es crucial, ya que por lo general en el análisis de gradiente graficamos la amplitud con respecto al $\sin^2\theta$ del ángulo de incidencia en lugar de la distancia fuente-receptor y así poder analizar un comportamiento más lineal de la anomalía AVO en cuestión.

La base de la teoría AVO tiene como fundamento las ecuaciones de Zoeppritz y sus aproximaciones, (Aki-Richards, 1976, Shuey, 1985). Estas expresiones matemáticas relacionan los ángulos de incidencia con las amplitudes sísmicas de las ondas reflejadas. Puesto que la dependencia angular es clave en el cálculo de dichos parámetros es fundamental que los datos sísmicos contengan información acerca del rango de ángulos utilizados en el levantamiento sísmico. Sin embargo, y por lo general, los datos sísmicos adquiridos en campo están en función del offset y no respecto al ángulo de incidencia, esto simple hecho nos conduce a la realización de un proceso de transformación del dominio del offset al dominio de ángulos de incidencia, por lo que el término genérico AVO pasa a convertirse en el término AVA (análisis de amplitud Vs Ángulo incidente), el cual define mejor este método.

En general el procedimiento para transformar los datos sísmicos del dominio del offset al dominio del ángulo, para la generación de Angle Gathers, es bastante complejo, sin embargo resulta relativamente sencillo si se utiliza la teoría de rayos y se realizan algunas aproximaciones.

Es importante mencionar que para que estas aproximaciones sean válidas, los ángulos de incidencia tendrán que ser menores o iguales a 30° y de acuerdo con el modelo del interior de la tierra con interfases planas, horizontales e isótropas.

El resultado de la conversión al dominio de ángulos de incidencia y la construcción de Angle Gathers fue el siguiente:

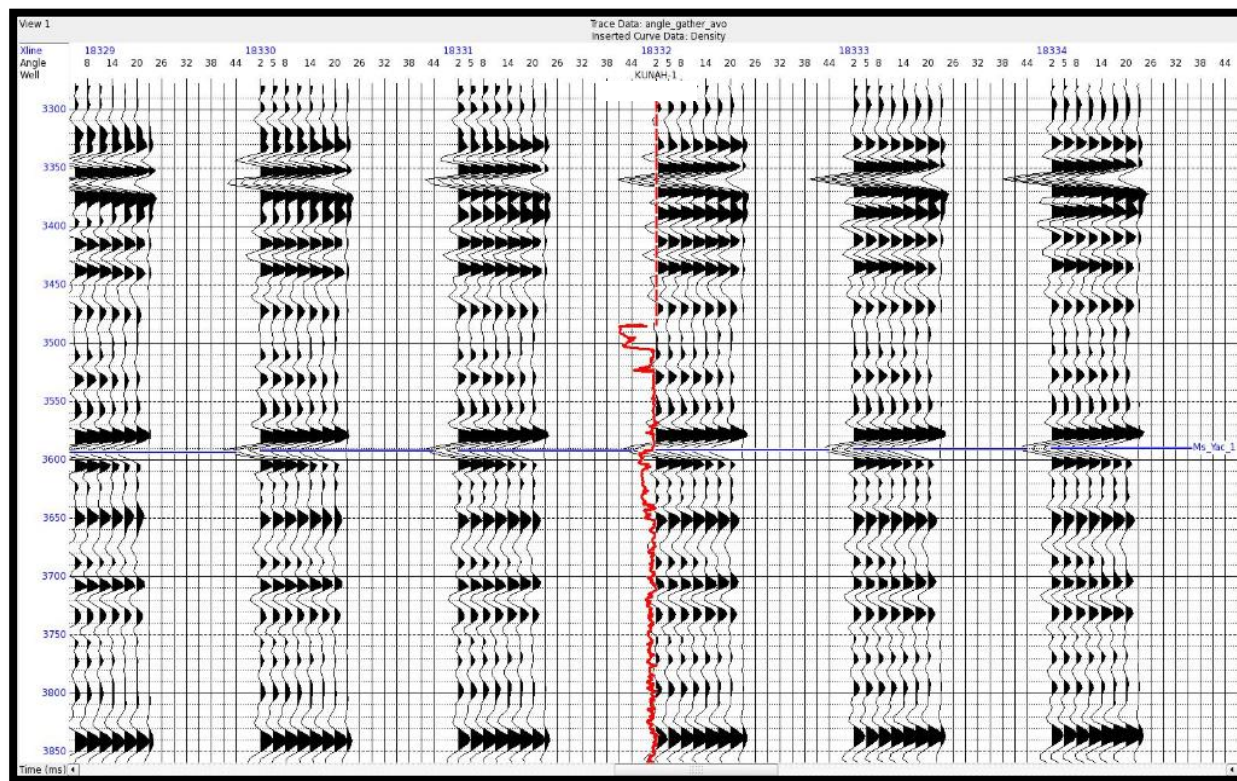


Figura 62. Construcción de “Angle Gathers” en la vecindad del pozo K-2. Se ha insertado la curva de densidad en la ubicación del pozo. El horizonte sísmico en azul representa la cima del yacimiento en el Mioceno Superior.

2.4.6 Análisis de gradiente y Crossplot

El análisis de gradiente es uno de los pasos más importantes dentro de la metodología del análisis AVO. Mediante este proceso pudimos identificar la respuesta AVO para la cima y base del yacimiento de gas correspondiente al Mioceno Superior y asociado a la cima de arenas con gas de la estructura anticlinal, además sirvió para definir el intervalo en ángulos involucrados en el cálculo de los atributos AVO.

Los datos de entrada para el análisis de gradiente fueron los Angle Gathers generados en el paso anterior, dicho análisis se aplicó específicamente en la posición del pozo K-2 (Inline 7049 y Crossline 18332). Mediante el picado o selección de los dos eventos sísmicos (cima y base de la anomalía AVO) para los cuales se obtuvieron valores de amplitud en cada traza contenida en el rango de ángulos de incidencia y directamente

sobre la continuidad de ambos reflectores, los cuales fueron graficados en función al $\sin^2\theta$ del ángulo incidente para así observar su comportamiento AVO.

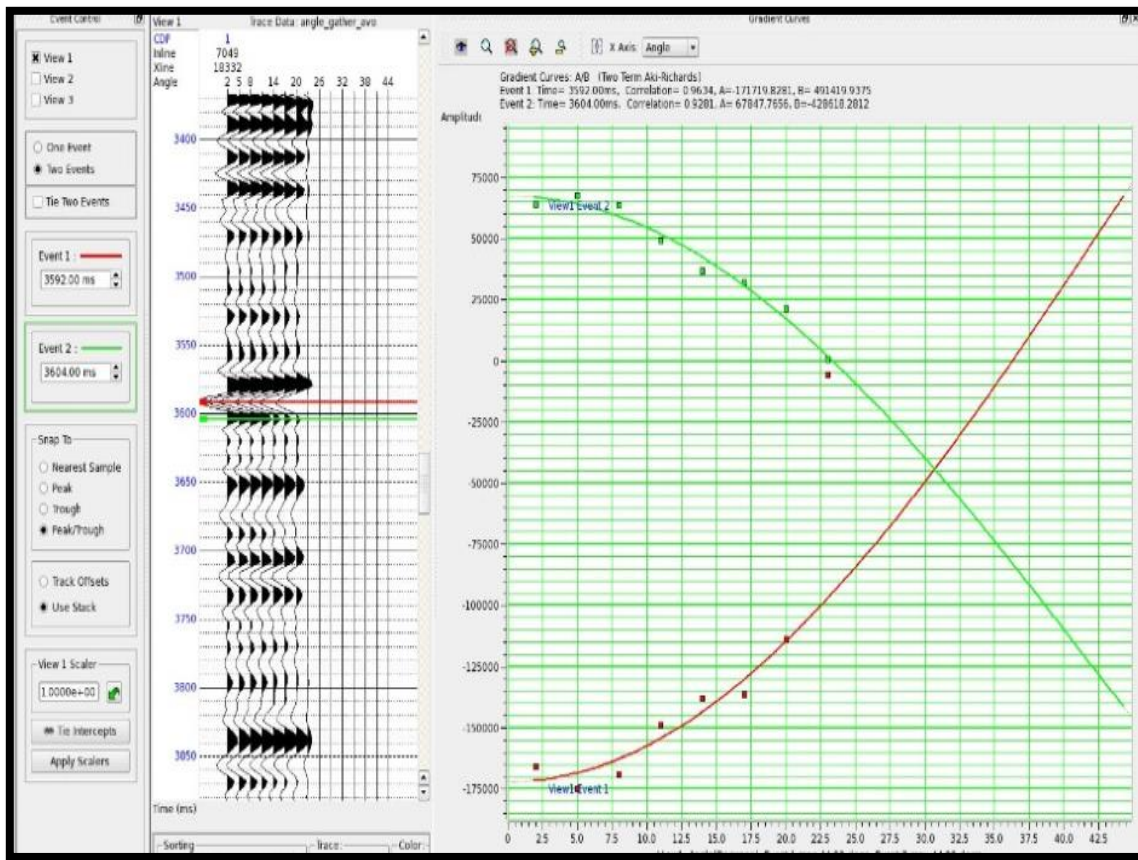


Figura 63. Análisis de gradiente para la cima y base del yacimiento de gas.

La Figura 63 muestra el resultado del análisis de gradiente para la cima (evento 1) y base (evento 2) de la anomalía identificada a los 3592 ms para el rango de ángulos de incidencia entre 2° y 25° . El evento 1 correspondiente a la cima (rojo) presentó una respuesta AVO clase IV cuyas amplitudes negativas disminuyen a medida que incrementa el offset o en este caso el ángulo de incidencia. Los valores de amplitud del evento 1 presentaron también un buen ajuste de acuerdo al coeficiente de correlación obtenido igual a 0.96 entre los datos y la curva del coeficiente de reflectividad calculada mediante el algoritmo de Aki-Richards para dos términos, válida para ángulos de incidencia menores a 30° , como fue el caso nuestro.

Este rango de datos (0° - 25°) fue utilizado para la generación de los atributos AVO; Intercepto y gradiente, mediante combinaciones entre ambos atributos, como por ejemplo

el producto $A \times B$ y la Relación de Poisson ($Aa+Bb$), volúmenes importantes para el realce de las anomalías y la delimitación del yacimiento.

Se realizó el Crossplot de los valores de gradiente obtenidos previamente vs el valor del intercepto (A vs B) para el CDP Gather que pasa por la posición del pozo.

Los valores del background trend o tendencia de fondo fueron extraídos de muestras obtenidas de una ventana de tiempo envolvente a los eventos sísmicos de interés.

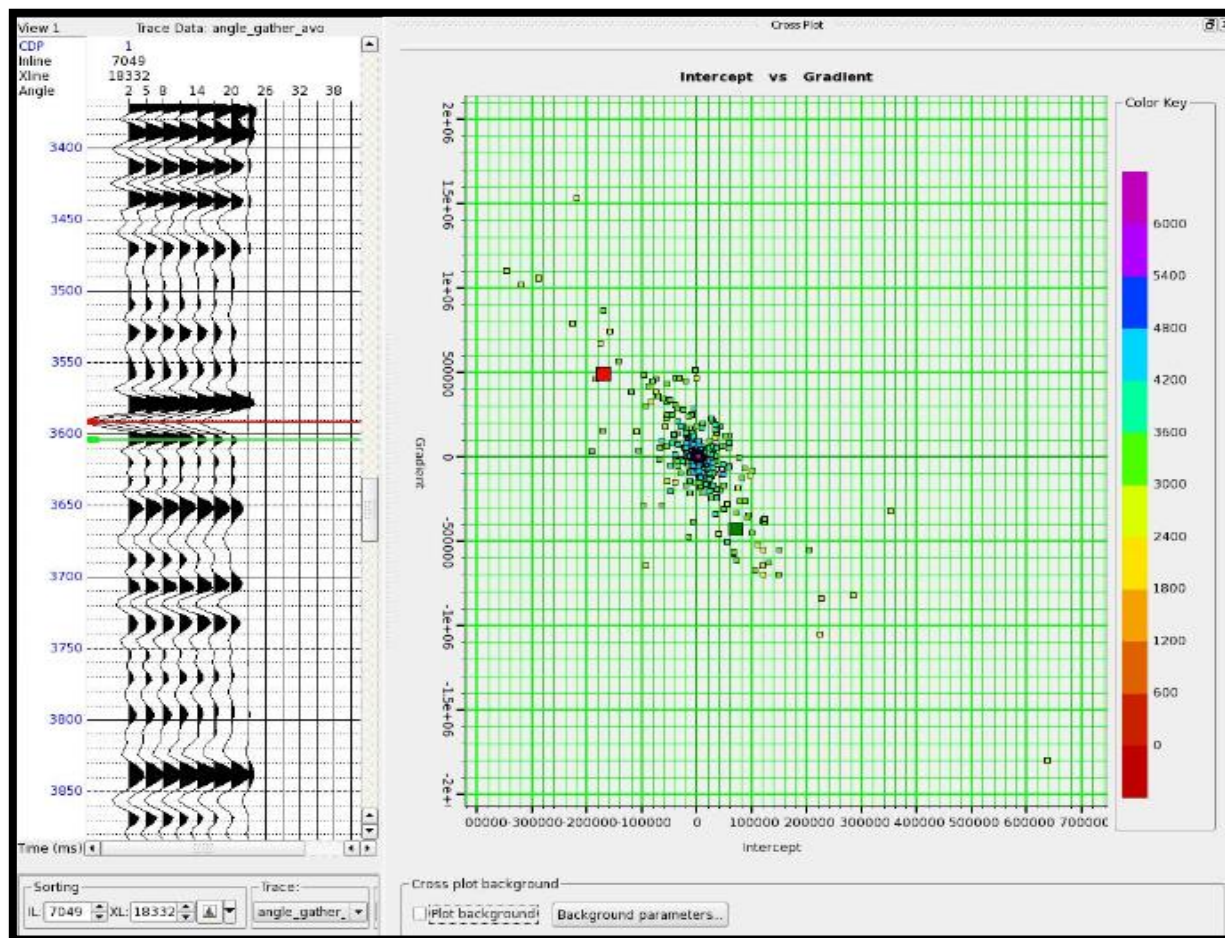


Figura 64. Crossplot intercepto vs gradiente para ambos eventos sísmicos analizados.

Los cuadros rojo y verde corresponden a la posición del par intercepto-gradiente calculados para los eventos seleccionados. El cuadro rojo representa la cima de la anomalía AVO de acuerdo a los valores obtenidos en el análisis de gradiente. El cuadro verde corresponde a la base de la anomalía AVO interpretada como el evento 2.

Note que la posición de ambos cuadros es consistente con la interpretación de la anomalía AVO como clase IV.

2.4.7 Volumen de Atributos AVO

El proceso de generación de volúmenes de atributos AVO nos permitió analizar un subconjunto de Gathers sísmicos para determinar las componentes de intercepto y gradiente de la amplitud sísmica, así como los coeficientes de reflexión para la onda P y onda S para cada muestra de tiempo contenida en una ventana de análisis arriba y debajo del intervalo del yacimiento. La generación de cualquier atributo AVO parte de las relaciones y combinaciones entre A y B, de tal manera sea posible realzar las anomalías de interés.

Una vez que aplicado el análisis de gradiente y examinado a detalle el comportamiento de la anomalía AVO para la cima y base del yacimiento, procedimos al cálculo de los valores de intercepto y gradiente para un subconjunto de líneas y trazas del volumen sísmico con los cuales fueron extraídos valores no asociados a la presencia de gas, y con esto obtener la respuesta de trasfondo para las rocas con contenido de agua o cualquier litología diferente a las arenas.

El proceso de generación de atributos AVO implica el uso de la ecuación de Aki-Richards para dos o tres términos dependiendo del valor máximo en ángulos contenido en los datos sísmicos. En este caso, los datos de entrada son los CDP “Angle Gathers” del volumen sísmico generado previamente, los cuales abarcan ángulos de incidencia menores a 30° . Ya que en pasos anteriores, la señal sísmica en trazas lejanas fue “silenciada” mediante el proceso de Mute dejando únicamente datos entre los 0° y 25° cercanos a la zona de interés.

Esto implicó que en la ecuación de Aki-Richards (Ecuación 21), se utilizara únicamente los términos A y B para ángulos intermedios u offsets intermedios menores a 30° haciendo válida dicha aproximación. Por el contrario, cuando los ángulos de incidencia en los datos sísmicos exceden los 45° es necesario aplicar los cálculos ocupando los tres términos de la ecuación (Intercepto, Gradiente y Curvatura), para observar el comportamiento de las amplitudes en offsets lejanos.

Los datos de salida son los volúmenes calculados para los valores de intercepto (A) y gradiente (B), para toda traza de del conjunto total de CDP's y en toda muestra de tiempo (TWT), a partir de los cuales fueron generados los demás atributos AVO.

Los parámetros involucrados en la generación de los volúmenes de atributos fueron los siguientes. Se seleccionó un intervalo de 30 líneas y 30 trazas, se seleccionó el rango entero de ángulos de incidencia contenido en los Angle Gathers, extraídos para toda muestra tiempo del volumen sísmico, de tal manera que el resultado obtenido se muestra en las Figuras 65 a y 65 b para el Intercepto y el Gradiente respectivamente.

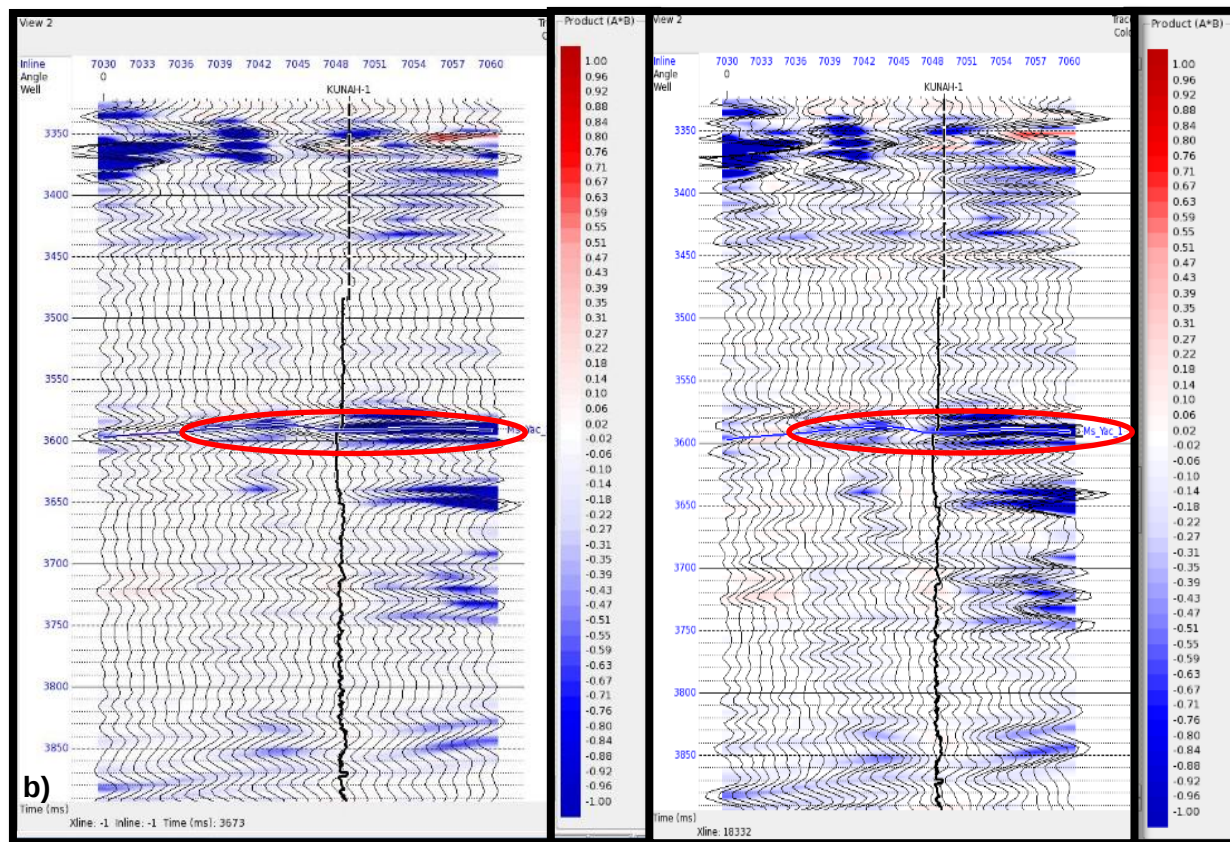


Figura 65 a). Volumen de Intercepto. a) Volumen de Gradiente. Se ha añadido el producto $A*B$ a manera de escala a color.

Las Figuras 65 a) y b), muestran el resultado de la generación de los volúmenes de A y B. El valor de amplitud en las traza es directamente proporcional a los valores obtenidos para el intercepto y gradiente respectivamente en las figuras. El valor del producto $A*B$ ha sido insertado en ambas secciones apiladas a manera de datos a color, de acuerdo a la escala de la derecha.

Suponiendo rocas similares arriba y abajo del yacimiento (generalmente lutitas), las respuestas AVO de la cima y la base del yacimiento serán de signo opuesto. La multiplicación de A y B remueve los efectos de los signos opuestos tal que los reflectores de la cima y la base se ven similares, en este caso las polaridades negativas están

representadas en azul mientras que las positivas en rojo. La multiplicación de $A*B$ hace que la cima y la base de la anomalía tengan el mismo signo (azul), de ahí que la respuesta AVO muestre el par negativo justamente por encima y debajo de la continuidad del reflector Ms_Yac_1. La curva insertada en la posición del pozo corresponde al registro de onda P, evidenciando el contacto gas-agua en el intervalo de interés justo por debajo del par negativo, de acuerdo al decremento de velocidad observado.

Atributo Factor Fluido

El atributo Factor fluido (ΔF) indica la posición de las propiedades de las rocas reservorio con respecto a la línea de lutitas, conociendo los valores de las reflectividades P y S. Si los valores de ΔF son cercanos a cero, indica que se tienen rocas saturadas de agua. Si se tiene arenas saturadas con gas, ΔF es negativo en el tope de la arena y positivo en su base.

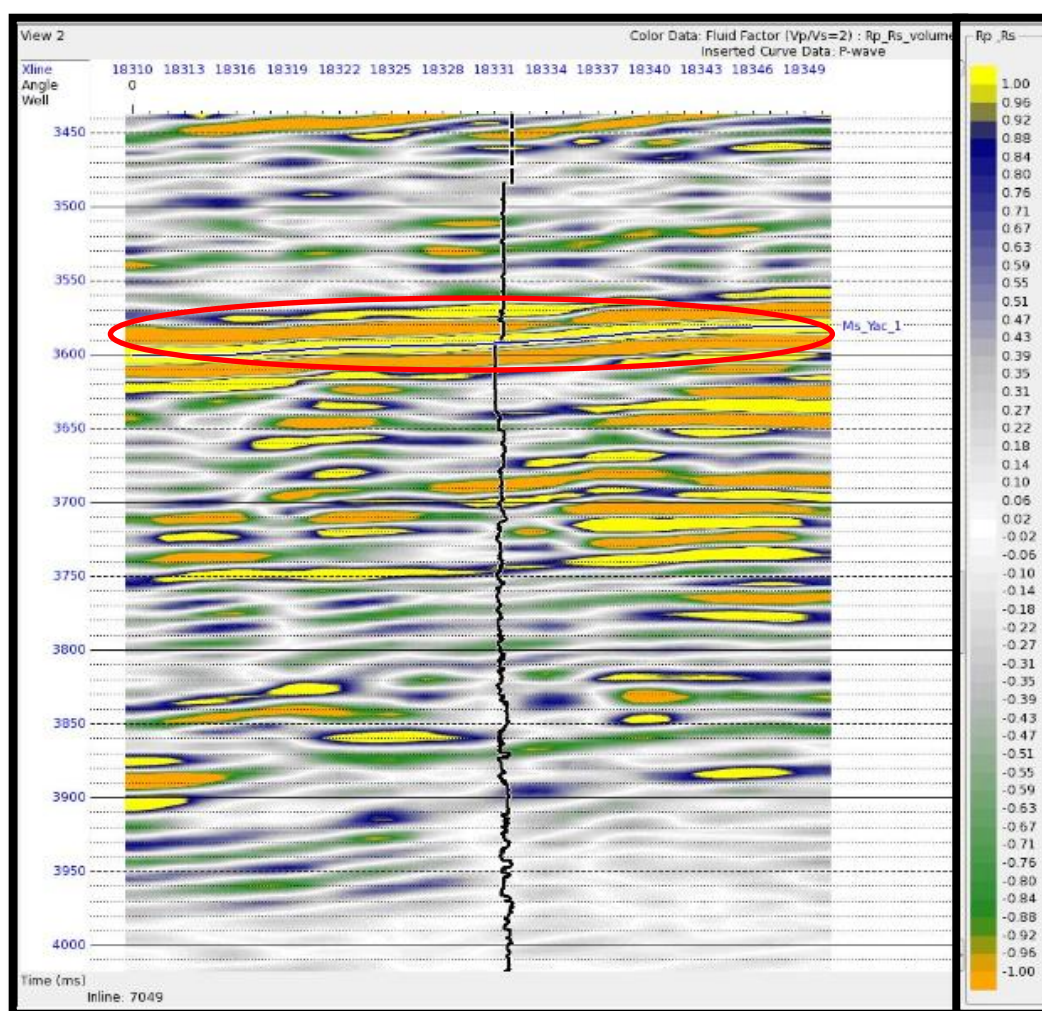


Figura 66. Sección apilada del atributo Factor Fluido.

El atributo Factor Fluido mostró varios eventos anómalos, pero sin falta, todos estos eventos se caracterizan por mostrar valores positivos a la cima y valores negativos a la base del par anómalo, cuando se espera el comportamiento opuesto para poder asociar estas anomalías a la presencia de hidrocarburos.

Atributo traza de reflectividad de onda P

Otros atributos implícitos en la generación de A, B y ΔF fueron los volúmenes calculados para la reflectividad P y la escala de relación de cambio de Poisson ($aA+Bb$), en los cuales se observó una buena definición de la cima de la anomalía AVO sobre la continuidad del evento sísmico Ms_Yac_1, los cuales se muestran a continuación.

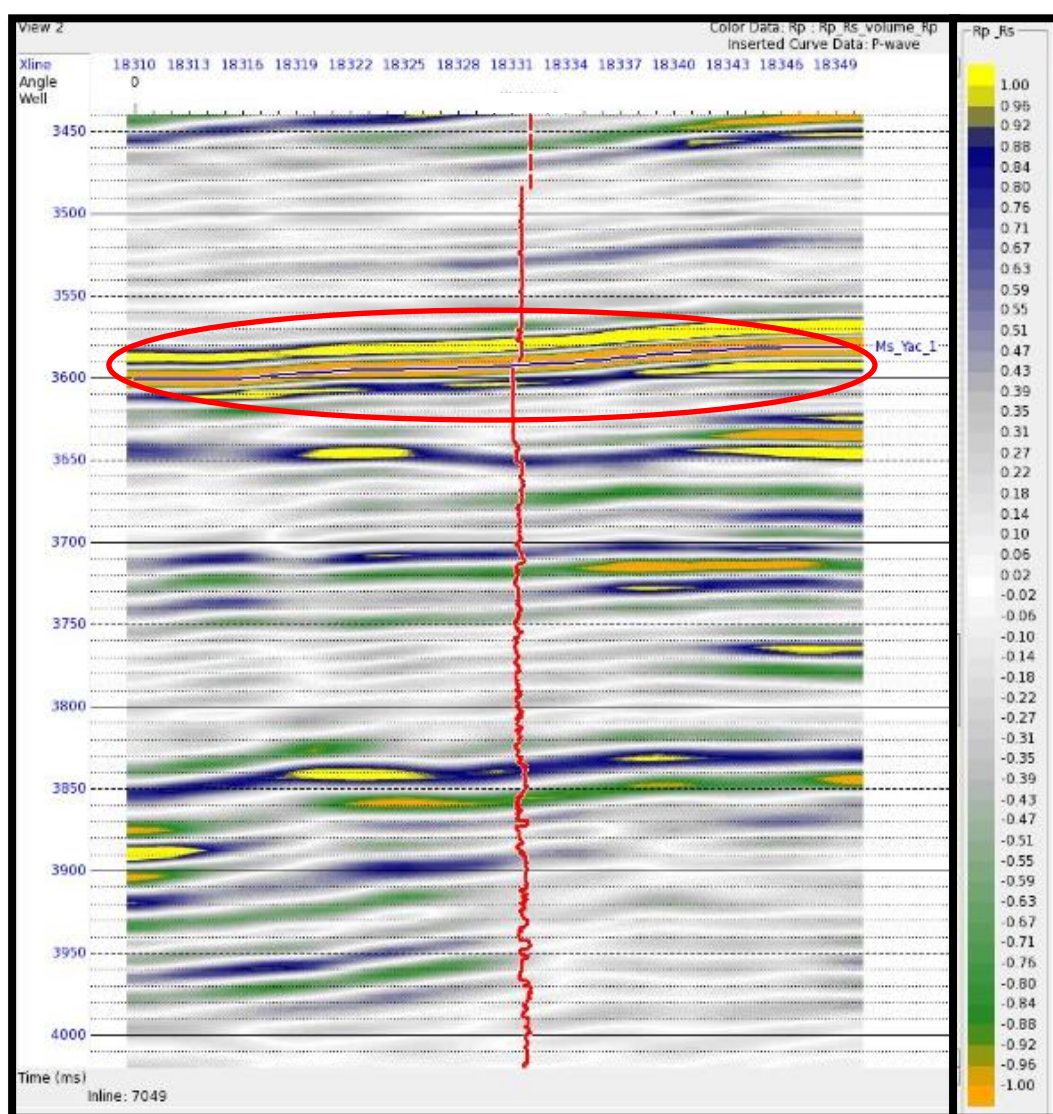


Figura 67. Sección apilada que muestra el volumen del atributo de reflectividad de onda P.

La respuesta para el tope de la anomalía mostró un fuerte valor negativo de la reflectividad de la onda P, valor lógico y esperado debido al contacto con la cima del yacimiento asociado a arenas de baja impedancia. El valor positivo por encima y debajo del horizonte Ms_Yac_1 corresponde a la respuesta de la roca sello con mayor impedancia acústica que la capa de arenas suprayacente.

Atributo Razón de Poisson

El atributo de relación de Poisson es el resultado de la suma del intercepto y el gradiente ($A+B$), multiplicados ambos por un factor de escalamiento a y b respectivamente.

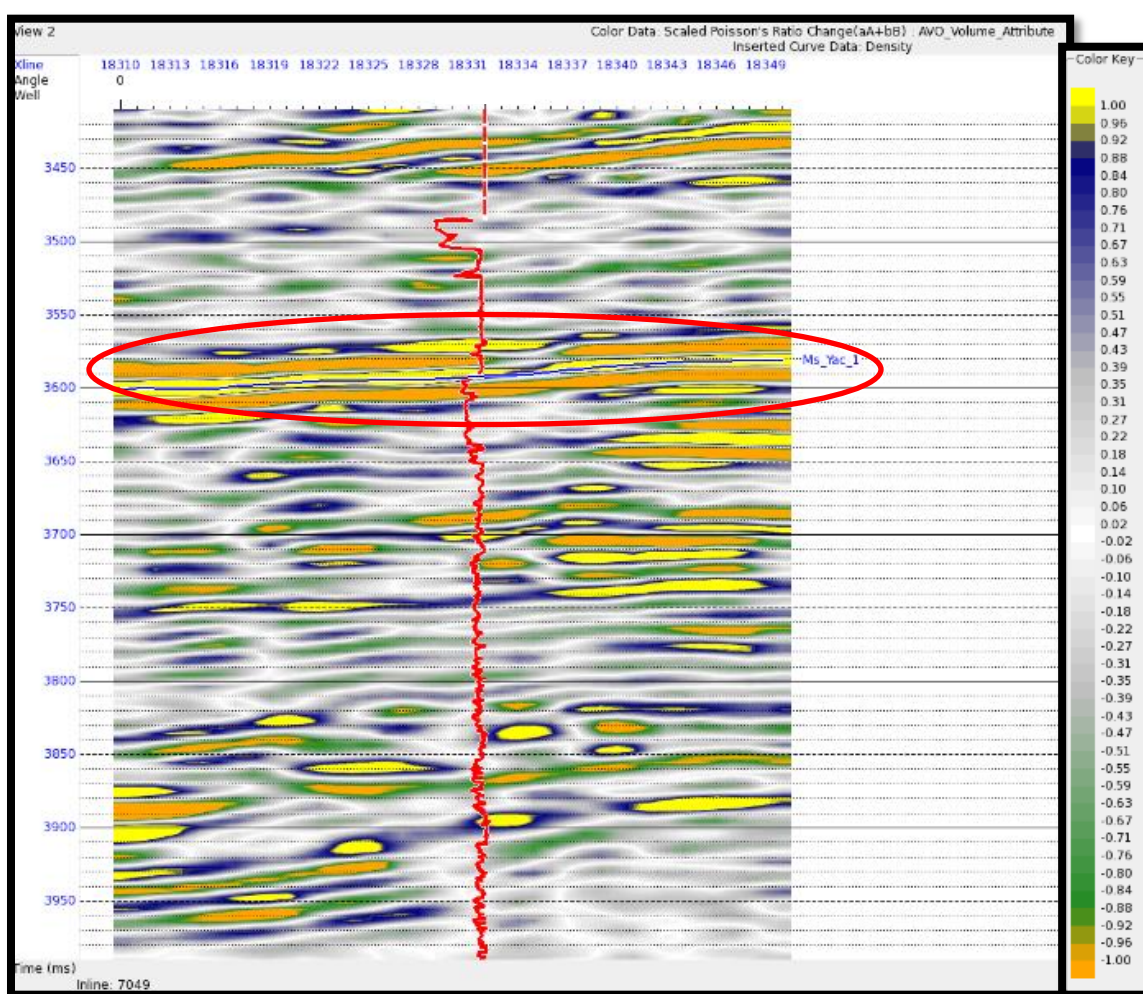


Figura 68. Sección apilada para el volumen del atributo “ Scaled Poisson’s Ratio Change” ($aA+Bb$).

La Figura 68 muestra una sección apilada para el atributo ($aA+Bb$) en donde la respuesta obtenida fue opuesta a la respuesta esperada, es decir, valores negativos de σ para la cima y valores positivos hacia la base de la anomalía.

La respuesta típica para una capa de arenas con gas representa una disminución en el valor del atributo de Poisson en la cima del yacimiento de gas producto de la sustitución de fluidos y un aumento hacia su base. En cambio la respuesta obtenida fue inversa a este comportamiento esperado.

Se pueden apreciar valores negativos de σ directamente por debajo del horizonte Ms_Yac_1 con valores de hasta -1 de acuerdo con la escala de la derecha. Sin embargo no se tuvo una buena continuidad de la anomalía a lo largo del evento de interés como lo habían presentado los atributos A*B y Reflectividad de onda P. En conclusión este atributo no proporcionó información satisfactoria que apoyara la interpretación de la cima y base de la anomalía AVO.

2.4.8 Crossplot de atributos AVO

Una vez extraídos los valores de A y B para cada línea y traza del volumen sísmico procedimos a realizar el Crossplot con los atributos calculados. El propósito del Crossplot intercepto vs Gradiente es el de investigar más a fondo el tipo de anomalía AVO encontrada, además de poder delinear en el volumen las zonas anómalas identificadas en el gráfico, mediante la delimitación de conjuntos de puntos localizados en dos de los cuadrantes del gráfico para la cima y base de la anomalía según el régimen de arenas con gas presente en el yacimiento, dichas zonas son identificadas ya que difieren o se alejan de la tendencia de fondo o “Background Trend” cuya respuesta está asociada a los efectos de la roca encajonante.

En este paso los datos de entrada corresponden a los volúmenes de Intercepto y Gradiente generados previamente en el proceso anterior. Para esto se seleccionó un rango de líneas y trazas sísmicas de las cuales serán extraídos los valores A y B de cada conjunto traza-tiempo contenidos en una ventana de análisis. El horizonte Ms_Yac_1 fue tomado como el horizonte de interés y la ventana de tiempo seleccionada correspondió a un intervalo de 50 ms por encima y debajo del horizonte objetivo.

Con esto estamos analizando el comportamiento de las amplitudes de todo evento sísmico 50 milisegundos por encima y debajo de nuestro yacimiento, para poder comprar su respuesta en amplitud con la anomalía AVO y poder clasificar en un gráfico de Crossplot las distintas tendencias obtenidas de dichos comportamientos AVO generados con la sísmica especificada.

Teniendo en cuenta los puntos anteriores, se procedió al despliegue y visualización del grafico A vs B, en cual se muestra el total de los conjuntos de valores de Intercepto y Gradiente obtenidos directamente de la ventana de tiempo analizada.

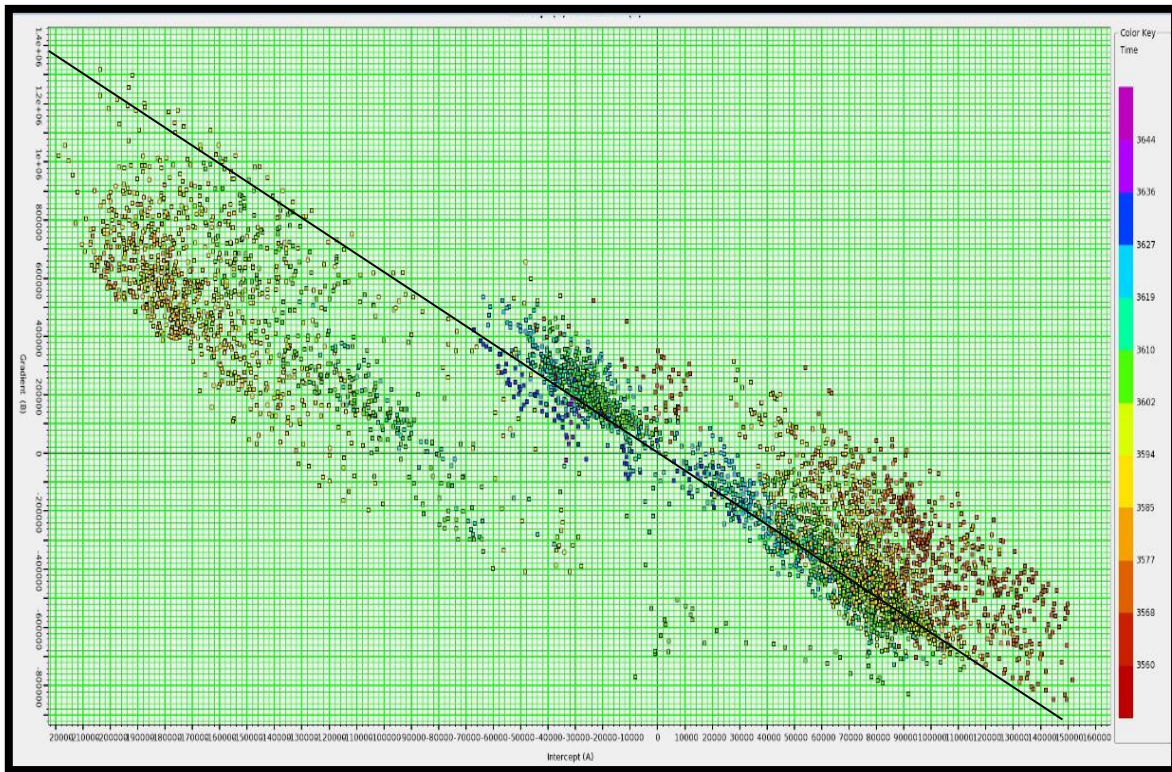


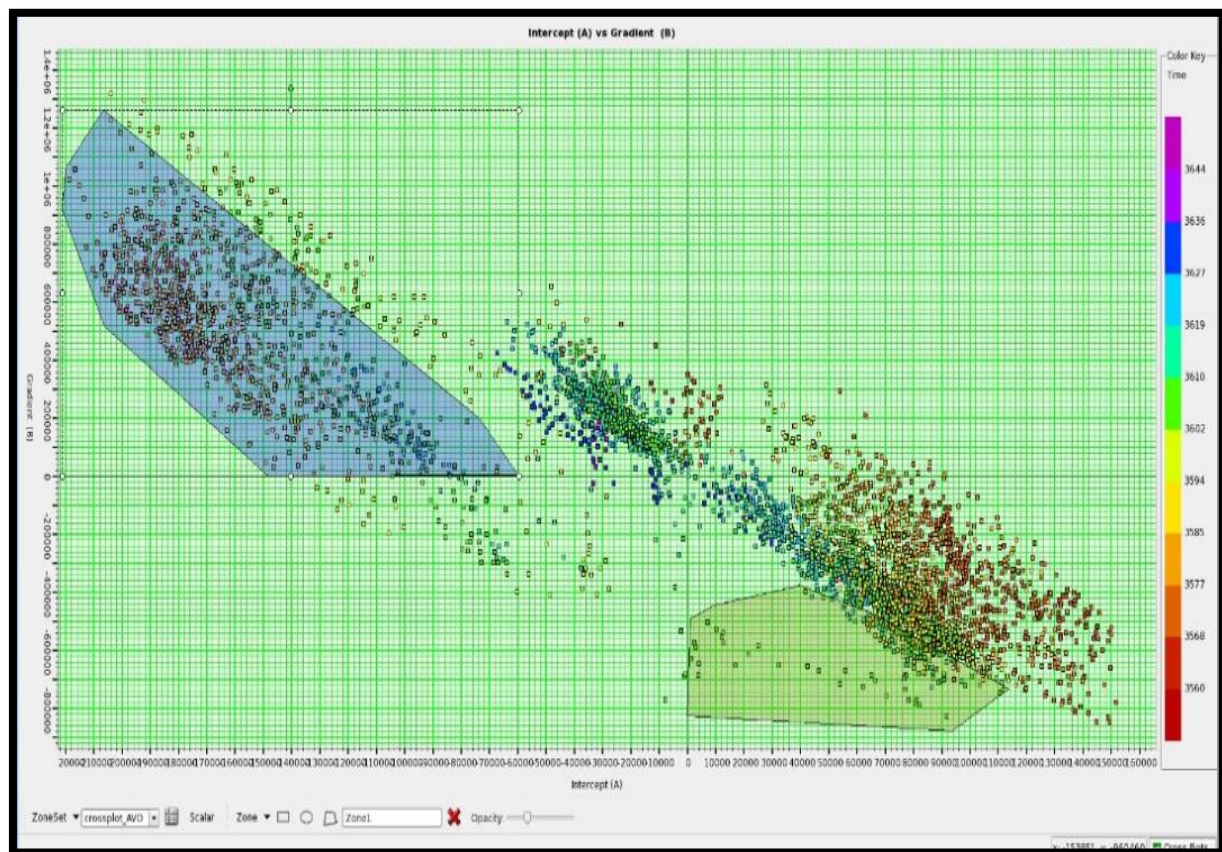
Figura 69. Crossplot de atributos Intercepto vs Gradiente.

La Figura 69 muestra el gráfico cruzado correspondiente a los valores de A y B obtenidos del volumen sísmico para cada CDP de los Angle Gather. Es evidente el alineamiento de los datos del “Background Trend” (línea negra) pasando por el origen, sin embargo se observan conjuntos de datos que divergen de esta tendencia central identificados en los cuadrantes 2 y 4 cuya respuesta AVO es consistente con una anomalía clase IV para la cima del yacimiento.

Los datos provendrán de eventos profundos o someros según el valor asignado para cada color en la escala de la derecha, siendo más someros los datos con colores rojizos mientras que si los datos provienen de eventos profundos aparecerán en colores azules-morados. Para el caso de los conjuntos anómalos (amarillo-café) los valores en tiempo coinciden con el valor del horizonte Ms_Yac_1 aproximadamente a los 3590-3600 ms según la escala de color insertada (Figura 70).

Es decir podemos saber la posición en tiempo de los conjuntos de pares A-B calculados directamente de los datos sísmicos con lo cual la estaremos sabiendo tanto la posición en el volumen sísmico como el origen en “profundidad” de la cual son extraídos.

Lo que se procede a realizar es seleccionar a criterio del interprete, los conjuntos de puntos que sean considerados como anomalías y agruparlos mediante el trazado de polígonos en pantalla para distinguirlos de la tendencia de fondo, tal como se muestra en



la siguiente figura.

Figura 70. Selección de los conjuntos de puntos correspondientes a la cima y base de la anomalía AVO.

A partir de esto, estaremos definiendo que zonas y a que profundidad, los valores de Intercepto y Gradiente son sinónimo de anomalías asociadas a la presencia de gas.

Una vez identificados los conjuntos de puntos anómalos (A-B), fueron delimitados mediante polígonos. El resultado final muestra al evento 1 como el polígono en azul asociado a la cima de la anomalía y el evento 2 delimitado por el polígono en dorado fue interpretado como la base. Es posible ver la posición del conjunto traza-tiempo de donde

proviene los datos en el volumen sísmico de origen, por lo que la zona del yacimiento pudo ser delimitada por su cima (zona 1) y base (zona 2) según la Figura 71.

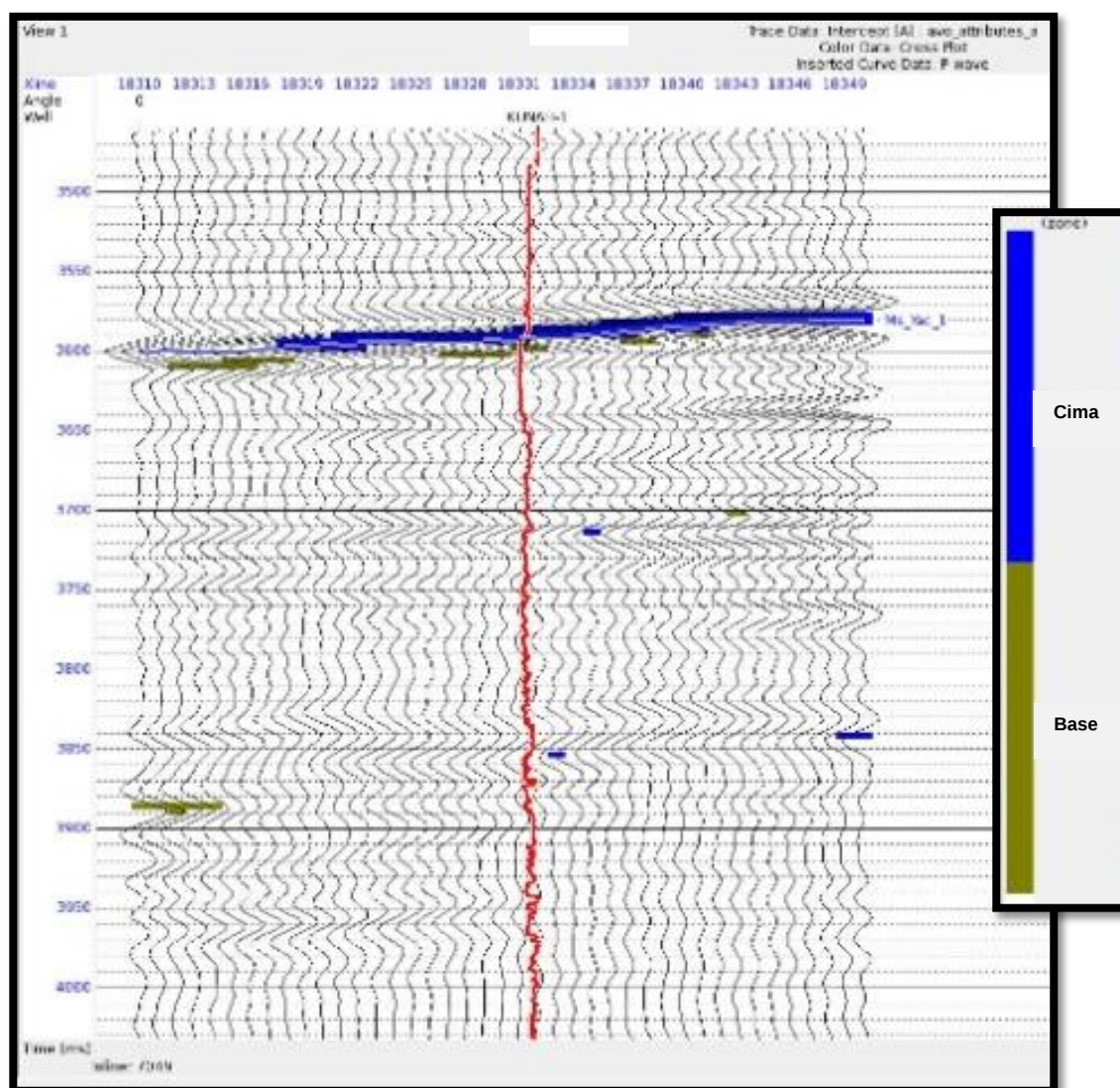


Figura 71. Delimitación de la cima y base de la anomalía AVO en base a la valores extraídos del Crossplot de A vs B.

La Figura 71 muestra la sección apilada para atributo Intercepto en el cual se ha delimitado la zona del yacimiento de acuerdo a las anomalías del evento azul (cima) y el evento dorado (base) seleccionadas en el grafico cruzado de A vs B.

Note que la curva de onda P insertada muestra un comportamiento decreciente al hacer contacto con la cima de la zona 1 en color azul, producto de la posible presencia de gas en dicho horizonte. También fue posible observar que ambas zonas de anomalías delimitan y tienden a seguir la continuidad del horizonte Ms_Yac_1.

CAPITULO III

3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1 Resultados del análisis de indicadores de hidrocarburos

El objetivo de este estudio preliminar fue investigar a fondo la sísmica cercana al pozo K-2, en busca de ciertos atributos de amplitud sísmica que pudieran estar asociados a la presencia de hidrocarburos. Esto se hizo mediante la visualización de secciones sísmicas en las direcciones de In-line y Cross-line de un Working Set cuyo rango de líneas y trazas fue de 1890-3080 y 7819-11229 respectivamente.

Dichas anomalías sísmicas fueron interpretadas como Puntos Brillantes, inversiones de polaridad o eventos planos, según las características de las reflexiones.

Se contó con datos sísmicos a 16 bits con escalamiento a 8 bits, adecuados para la interpretación a nivel estratigráfico de los eventos de interés, cargados según la convención de polaridad americana y en fase cero. Los datos sísmicos desplegados presentaron un rango de frecuencia dominante entre los 34-44 Hz según la profundidad analizada, con una resolución sísmica vertical y horizontal de 11 m y 260 m respectivamente.

Los resultados de este análisis fueron los siguientes:

- Punto Brillante (Bright Spot)

Se identificaron 4 zonas o conjuntos de anomalías sísmicas amplitud asociadas a puntos brillantes, las cuales presentaron la respuesta típica del par negativo-positivo en la convención de polaridad americana bajo la cual fueron desplegados los datos sísmicos del estudio.

Dos de estos grupos de anomalías se visualizaron dispersos en la cima de la estructura anticlinal de K-2 (Anomalías A1) y hacia el flanco Este (Anomalías A2). (Figura 37). Evidenciando una zona con posible contenido de hidrocarburos en la secuencia del Mioceno Superior.

La zona de anomalías A1 fue ubicada en el intervalo de los 3590-3650 ms mientras que las anomalías A2 se encuentran cercanas a los 4200 ms.

- Inversión de Polaridad

Un único criterio para la determinación o no de zonas saturadas de gas en el área de estudio no fue suficiente. Por lo que se optó por la identificación de anomalías sísmicas en las que fuera reconocible el patrón reflectivo característico de una inversión de polaridad junto con las interpretaciones de punto brillante obtenidas.

En la Figura 40 se observan con claridad dos anomalías de inversión de polaridad asociadas a puntos brillantes dentro de los grupos anómalos A1 y A2, producidas por un posible contacto entre dos tipos distintos de fluidos de formación (gas-agua).

- Punto plano (Flat Spot)

El análisis adicional de Flat Spot o punto plano terminó por respaldar los resultados anteriores definiendo un intervalo anómalo (A1) cercanos a la cima de la estructura anticlinal, en donde fue posible observar múltiples eventos planos asociados al contacto entre la interfase gas-agua (Figuras 41 y 42).

Dicho intervalo de anomalías sísmicas de amplitud corresponde a los 3590 ms para la cima y 3800 ms en su base aproximadamente.

3.2 Resultados del Modelado AVO

Se realizó la carga de CDP Gathers corregidos por Move Out y en términos generales con una buena relación señal/ruido con un contenido de trazas muy limpias y buen contenido de amplitudes sísmicas, en donde se pudo observar claramente el efecto AVO en un horizonte cercano a los 3590 ms. (Figura 48). La geometría del levantamiento sísmico contó con 31 líneas sísmicas en el intervalo 7030-7061 separadas cada 18.77 m y 41 trazas a cada 12.5 m en el intervalo 18310-18351. (Figura 46)

En el modelado AVO el uso de datos de pozos fue un factor crucial en las interpretaciones y en los procesos involucrados para la generación de trazas sintéticas y el ajuste tiempo-profundidad mediante los registros sísmicos y densidad. Se seleccionó una zona de interés con posible acumulación de hidrocarburos ubicada aproximadamente en el intervalo a profundidad de los 2840-2885 m, según el comportamiento anómalo en las curvas desplegadas (Figura 45).

Se extrajo la ondícula sísmica mediante el método estadístico con un tamaño de 200 ms para una ventana de tiempo de análisis entre los 3500-4200 ms, la cual se convolucionó con las series de reflectividad obtenidas mediante los registros Vp, Vs y ρ para generar las trazas sísmicas modeladas. Las Figuras 50 a) y 50 b) muestran la respuesta en tiempo y el espectro de amplitud y fase de la ondícula extraída.

Las trazas sísmicas sintéticas fueron comparadas y ajustadas con el conjunto de trazas compuestas extraídas de la sísmica alrededor del pozo, mediante Shifts en tiempo, con un valor de desplazamiento final de 100 ms. (Figuras 51 y 53).

Se llevó a cabo la calibración Sísmica-Pozo y el ajuste tiempo-profundidad para correlacionar las respuestas sísmicas con las curvas de Vp, Vs, densidad obteniendo una buena correlación entre los datos sísmicos modelados y la sísmica *in situ*. Siendo el valor 0.74 el factor de cross-correlación. (Figuras 52 y 54).

Una vez ajustado ambos regímenes de datos, se generó una nueva curva sónica de onda P corregida según el ajuste tiempo-profundidad obtenido.

3.3 Resultados del análisis AVO

Se contó con la misma cantidad de líneas y trazas sísmicas y curvas de registros de pozo. Ambos tipos de datos desplegados en formato SEG-Y y .LAS respectivamente.

Se seleccionó un horizonte con anomalía AVO ubicado a los 3592 ms de TWT. Correlacionado con los resultados de los procesos anteriores en la cima anticlinal, al cual se le aplicó un posterior análisis de gradiente. (Figura 56).

Fue necesaria la generación de un modelo de velocidad en el pozo de acuerdo al registro sónico Vp correctamente calibrado según los resultados del modelado AVO, para la conversión del dominio del offset al dominio del ángulo y la construcción de Angle Gathers. (Figura 57).

Se realizó un análisis previo de gradiente con el cual se obtuvo una buena correlación entre los Picks de amplitud reales y los calculados sobre todo en la cercanía del pozo.

La construcción de Supergathers y la aplicación del proceso Mute fueron aplicados como control de calidad en los datos de entrada ya que las tazas lejanas en algunos CDP Gather contenían cierta cantidad de ruido aleatorio, debido a que la energía sísmica en

los offset lejanos es atenuada y por lo tanto mayor es la cantidad de ruido que entra en la señal. Las Figuras 59 y 60 muestran los resultados obtenidos en ambos procesos.

Ya que el análisis de gradiente y cálculo de los atributos A y B involucra ángulos de incidencia fue necesaria construcción de Angle Gathers, según la ecuación de Connolly el programa transforma los valores de desplazamiento en el dominio del offset a valores de ángulo de incidencia en función a los valores de velocidad RMS, intervállica los desplazamientos (x) y el tiempo doble. La Figura 62 muestra el resultado obtenido mediante este proceso.

Se realizó el análisis de gradiente para el horizonte AVO Ms_Yac_1 con un rango de ángulos de incidencia entre 2° y 44° , el cual presentó una anomalía de tipo IV cercano a la cresta anticlinal de la estructura de K-2, con un valor de correlación de 0.96 entre los datos reales y los calculados (Figura 63).

Una vez calculados los valores de intercepto y gradiente mediante la ecuación de dos términos de Aki-Richards (Ecuación 21), se generaron los volúmenes correspondientes según los valores de la amplitud sísmica para cada muestra de tiempo. Obteniendo por default el atributo A*B en una sección sísmica apilada con los valores insertados según la escala de color. Figuras 65 a) y 65 b).

También fue calculado el atributo factor fluido, Módulo de Poisson y la reflectividad de onda P mediante las Ecuaciones 13, 20 a) y 23 con los que se generaron los volúmenes correspondientes. Los resultados obtenidos se muestran en las secciones apiladas de las Figuras 66, 67 y 68.

Con los valores de los atributos de A y B calculados para cada muestra de tiempo en el volumen sísmico, se realizaron las gráficas de Cross-Plot o gráficos cruzados de A vs B, en busca de las zonas de anomalías asociadas a la cima y base del posible yacimiento.

Según la Figura 70, se seleccionaron conjuntos de datos anómalos que se no coincidían con los valores del trend de Background, correspondientes a anomalías clase IV en la cima y clase II en la base. Una vez seleccionados los conjuntos de datos, el programa automáticamente delineó las zonas de donde provenían los valores de cada par intercepto-gradiente en el volumen con lo cual se delimitó en una sección sísmica apilada la cima y la base de las anomalías AVO correspondientes al posible yacimiento de gas en el intervalo analizado. (Figura 71).

CAPITULO IV

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se importaron, cargaron e interpretaron datos sísmicos y de pozos pertenecientes al pozo K-2 ubicado en el Suroeste de la cuenca del Golfo de México profundo, con el fin de determinar la presencia de gas en arenas de baja impedancia del play probado del Mioceno Superior, mediante la conjunta aplicación del análisis AVO y el análisis de indicadores directos de hidrocarburos.

Según los resultados obtenidos en cada uno de los tres análisis se concluye lo siguiente:

- i. Se correlacionó en tiempo y profundidad un intervalo asociado a la presencia de hidrocarburos (gas) dentro de la secuencia Mioceno Superior en el cual los valores en las curvas de los registros de pozos delimitaron una zona de anomalías causado por la posible presencia de gas en dicho intervalo. La cima de esta zona de anomalías fue correlacionada el evento AVO en los Gathers sísmicos para el reflector correspondiente a un tiempo de 3592 ms que equivalente a una profundidad de 2845 m bajo el nivel del mar.
- ii. Se obtuvo una buena correlación entre las anomalías de amplitud sísmica y las anomalías en los registros, dando mayor certidumbre en la ubicación de la zona del yacimiento.
- iii. La anomalía obtenida mediante el análisis de AVO presenta una respuesta AVO clase IV para en la cima del yacimiento correspondiente a arenas de baja impedancia, mientras que en la base la anomalía corresponde a la clase II en lutitas con mayor impedancia que las arenas.
- iv. La visualización de anomalías sísmicas de amplitud como indicadores directos de hidrocarburos ayudo a delimitar la zona de anomalías en la cresta anticlinal mediante el despliegue de datos sísmicos apilados cercanos al pozo.
- v. Se contó con una buena cantidad de registros geofísicos para el pozo analizado, por el contrario la cantidad de CDP Gathers alrededor de la posición del pozo fue escasa, por lo que el apilado (Stack) mostró únicamente una porción muy pequeña de las anomalías en la cresta anticlinal.
- vi. Se obtuvo un resultado satisfactorio en la calibración Sísmica-Pozo, ya que los parámetros involucrados en el cálculo de los sintéticos como la ondícula extraída y la calidad de los registros sónicos y de densidad tuvieron un valor aceptable.

- vii.** Los volúmenes de atributos AVO, A_xB , ΔF , Reflectividad de P y razón de Poisson proporcionaron información clave en la delimitación de la cima y base del yacimiento.
- viii.** En general la metodología conjunta del análisis de indicadores y el análisis AVO fueron buenos indicadores para la determinación de la zona del yacimiento en los clastos arenosos del play Mioceno Superior.

5. RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio y las limitaciones presentadas en el desarrollo de la metodología se recomienda lo siguiente:

- i.** Solicitar una mayor cantidad de CDP Gathers, si es posible una cantidad suficiente de Líneas y Trazas sísmicas que cubran por completo la estructura geológica objetivo.
- ii.** Realizar una correlación regional de pozos mediante la comparación de los horizontes productores encontrados dentro del play Mioceno Superior en pozos cercanos al área de estudio, así como solicitar la información petrofísica, marcadores y registros de pozos si es posible.
- iii.** Solicitar información de Check-Shots o perfiles sísmicos verticales (VSP) para mejorar el modelo de velocidad.
- iv.** Generar mapas estructurales a profundidad para su comparación con los mapas de anomalías de cualquier atributo AVO (Ajuste con la estructura).
- v.** Extender el análisis AVO a los intervalos anómalos en secuencias inferiores. (Mioceno Medio e Inferior).
- vi.** Realizar un modelo de sustitución de fluidos (FRM) para analizar las contribuciones de gas y agua en los efectos de las respuestas AVO.
- vii.** Realizar un análisis de inversión AVO.
- viii.** Realizar análisis de gradiente en los gathers sintéticos y comparar los resultados.
- ix.** Identificar y analizar una mayor cantidad de indicadores directos en la zona de estudio tales como, Combamiento (SAG), punto de inflexión echado abajo (DAD), variación de la amplitud con el entorno, atenuación de amplitud y frecuencia, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

- i. Aki, K. & Richards, P.G., 2002. **"Quantitative Seismology 2nd Edition, Vol. 1: Theory and Methods"**. Sausalito CA: University Science Books.
- ii. Archivos de Pemex Exploración y Producción **"Análisis y evaluación de Plays Terciarios."** Versión 1.0, 2012. Grupo multidisciplinario AEAPS.
- iii. Archivos de Pemex Exploración y Producción, **"Plays Terciarios, Sur del Golfo de México Profundo"**. Equipo de trabajo Activo de Exploración Aguas Profundas Sur.
- iv. Archivos de Pemex Exploración y Producción, **"Provincia Petrolera del Golfo de México"** Versión 2, 2013. Grupo de trabajo Activo de Exploración Aguas Profundas Sur y Activo de Exploración Aguas Profundas Norte.
- v. Badillo Rivera, J.H., 2007. **"Análisis AVO e inversión sísmica del play Vicksburg en el cubo Pípila 3D, área occidental, Cuenca de Burgos, México"**. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- vi. Barclay et al., (2008). **"Inversión Sísmica: Lectura entre líneas"**. OilField Review, 20, 23.
- vii. Biot, M.A., 1956. **"Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid"**. The Journal of the Acoustical Society of America, Vol. 28, No. 2, pp. 168-178,
- viii. Bisaso, I., 2011. **"Calibration of seismic and well data: Towards Improved Quantitative Seismic Reservoir Characterisation of the Triassic to Middle-Jurassic Gullfaks Reservoir Units of the northern North Sea"**. Master of Science Thesis. Department of Earth Science, University of Bergen.
- ix. Brown, A.R., 2004. **"Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data 6th Edition."** AAPG Memoir 42. SEG Investigations in Geophysics.
- x. Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L., 1985. **"Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks"**, Geophysics, Vol. 50, p. 571-581.
- xi. CGG Veritas , Hampson-Russel 9th edition, Software Guides, 2013 **"AVO Analysis Guide and AVO Modeling Guide"**.
- xii. CGG Veritas, data base Hampson-Russell Software, 9th edition, 2013 **"Basic AVO Theory and AVO attribute Volume"**.
- xiii. Gutiérrez Araiza, A., 2007. **"Identificación, jerarquización y ubicación de oportunidades exploratorias en arenas terciarias del Suroeste del Golfo de México"**. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.

- xiv. Herron, D.A., 2011. SEG, Geophysical Monograph Series, number 16. **“First Steps in Seismic Interpretation”**.
- xv. Ostrander, W., J., 1984, **"Plane-wave reflection coefficients for gas sands at non-normal incidence"**, Geophysics, Vol. 49, p. 1637-1648.
- xvi. Peña Ortiz, A., 2012. **“Análisis de atributos sísmicos para la caracterización del reservorio de la Formación Rosablanca en el bloque El Playón, cuenca del Valle Medio del Magdalena”**. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia.
- xvii. Pindell, J. & Kennan, L., 2006. **“Exploration Framework Atlas Series 4th Edition, Vol. 4: Mexico and Gulf of Mexico”**. Tectonic Analysis Ltd.
- xviii. Russell, Brian, AVO Forum 2005; Houston, Tx. **“Conceptos básicos de AVO, teoría, aplicaciones y limitantes”**. Hampson – Russell a CGG Veritas Company.
- xix. SEG, Bork, J., Yin, C., Castagna, J., Karazincir, H., and Wood L., 1997, **“An investigation into unusual AVO signatures in the Gulf of Mexico and Trinidad”**: presented at 67th Annual International Meeting.
- xx. Sheriff, R. E. (2002). **“Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. Geophysical References Series 13”**. Society of Exploration Geophysicists.