



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
PETROLERA Y DE GAS NATURAL – EXPLORACIÓN

“APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS (AVO), EN FACIES TERRÍGENAS
DEL TERCIARIO PARA LA GENERACIÓN DE LOCALIZACIONES
EXPLORATORIAS EN EL ÁREA DE TACOTALPA”

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL

PRESENTA:

KARLA SOTO CONTRERAS

TUTOR:

DR. GORGONIO, GARCÍA, MOLINA, FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. AGOSTO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

Secretario: DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

Vocal: DR. GORGONIO GARCÍA MOLINA

Primer Suplente: DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ

Segundo Suplente: M.C. DAVID ESCOBEDO ZENIL

Ciudad Universitaria, México D.F.

TUTOR DE TESIS:

DR. GORGONIO GARCÍA MOLINA

FIRMA

Agradecimientos

A Pemex Exploración y Producción por otorgarme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado, en especial al Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre por las facilidades otorgadas para acceder a la información empleada en la realización de éste trabajo.

Al equipo de trabajo de la Coordinación del Proyecto Comalcalco, en especial al equipo Grijalva, ya que sin la valiosa aportación de cada uno de ellos no hubiese sido posible realizar este trabajo, al *Ing. Lauro Velázquez* por su apoyo y consejos, al *Ing. Rubén Sánchez* por su apoyo y confianza, a la *Ing. Angélica Martínez* por absolutamente todo su apoyo, enseñanzas, y en especial por compartir su experiencia y trabajo conmigo, así como la paciencia para el entendimiento del método AVO, al *Ing. César Cuapio* por su valioso apoyo en todos los sentidos, sus enseñanzas, sus consejos, sus comentarios siempre certeros y su invaluable paciencia, al *Ing. Ricardo Sánchez* por su siempre disponibilidad, apoyo y compartir sus conocimientos, al *Ing. Alexandro Vera* por su apoyo.

A mis profesores de Maestría; *Dr. Gorgonio García Molina*, por sus enseñanzas y apoyo, al *Dr. Guillermo Pérez Cruz* por sus enseñanzas, consejos, apoyo y su paciencia, al *Dr. Eduardo Aguayo* por su amabilidad, buena disposición y comentarios siempre constructivos, al *Dr. Ricardo Padilla*, por lo aprendido y la confianza, al *Dr. David Escobedo Zenil*, por sus consejos siempre bien recibidos; gracias a todos por su apoyo en todo momento y por la revisión y corrección de éste trabajo.

Gracias a *mi familia y amigos* por su apoyo, su confianza y su tiempo.

Dedicatoria

En especial dedico éste trabajo a mis familia, a mis papas: **José Luis Soto Ramírez**, por su amor, paciencia, apoyo como padre y amigo, por su tiempo y su entrega, por su comprensión y simplemente por ser como es conmigo, **Evangelina Contreras Perucho**, por su apoyo, su amor, su dedicación, paciencia y su arduo trabajo que realmente valoro y a ambos por sus ánimos y motivación para terminar éste trabajo; a mi hija **Karla Ximena** por su enorme paciencia y comprensión a pesar de su edad para terminar este trabajo.

A todos y cada uno de mis amigos que siempre han sido un gran apoyo para mi les agradezco sus consejos y apoyo que me ayudan cada día a continuar este viaje.

Y a todas las personas que siempre me apoyan gracias por su cariño, comprensión y ayuda.

RESUMEN

El propósito de este trabajo es determinar mediante la técnica de estudios especiales AVO, la respuesta sísmica de las arenas productoras del Campo A, en base a la importancia adquirida en los últimos en la incorporación de reservas de la Región Sur, ya que a partir del descubrimiento de éste tipo de yacimientos en niveles someros y edades terciarias, se inició la reactivación de un activo de producción en la región.

Para la obtención de los resultados aquí mostrados, se determinó en primera instancia la respuesta sísmica de las arenas y mediante una metodología de trabajo consistente en la interpretación estructural y estratigráfica del área de interés, la evaluación petrofísica de los pozos productores e inclusive de los no productores pero cercanos al área de estudio, y la aplicación de tecnología basada en el análisis de amplitudes sísmicas (AVO), para lo cual se utilizó información sísmica 3D migrada con preapilamiento en tiempo, gathers acondicionados, información de pozos tanto registros, evaluaciones, e información de núcleos y software especializado para la interpretación sísmica y el análisis de AVO y adicionalmente la interacción de un equipo de trabajo multidisciplinario para poder analizar información tanto sísmica como geológica y paleontológica.

Finalmente se logró calibrar la firma sísmica del campo productor y en base a ella, se identificaron 5 áreas prospectivas que de resultar productoras incorporarían un total de 172 MMbpce de recursos prospectivos a la región.

Sin embargo para fines prácticos se muestra solo una localización así como su volumetría y recursos a incorporar, sin omitir mencionar que es la que más se correlaciona con las arenas productoras.

Índice

1. Generalidades

- 1.1. Introducción
- 1.2. Justificación
- 1.3. Objetivo
 - 1.3.1. Objetivos general
 - 1.3.2. Objetivos particulares
- 1.4. Ubicación geográfica
- 1.5. Información a utilizar

2. Generalidades del método AVO

- 2.1. Modelado sísmico
- 2.2. Marco Teórico
- 2.3. Principios de AVO
- 2.4. Atributos de AVO
- 2.5. Metodología
- 2.6. Productos

3. Aplicación del método AVO al área Tacotalpa

3.1. Antecedentes

- 3.1.1. Localización del área de estudio
- 3.1.2. Modelo geológico de la Cuenca
- 3.1.3. Antecedentes de Producción
- 3.1.4. Antecedentes Geofísicos

3.2. Desarrollo del trabajo

3.2.1. Caso de estudio

3.2.1.1. Sísmica PSTM

- 3.2.1.1.1. Sismogramas sintéticos (pozos de control)
- 3.2.1.1.2. Interpretación sísmica regional y por anomalías (arenas productoras)
- 3.2.1.1.3. Conversión a profundidad
- 3.2.1.1.4. Extracción de atributos al volumen PSTM (RMS, Sweetness, Envolvente de la amplitud, Coseno de la fase)

3.2.1.1. Gathers acondicionados

3.2.1.1.1. Análisis y acondicionamiento de la información sísmica

3.2.1.1.2. Generación y calibración de atributos AVO

4. Resultados e interpretación

4.1. Interpretación de anomalías AVO y su relación con el modelo geológico de la Cuenca

4.2. Áreas prospectivas resultantes

5. Conclusiones y recomendaciones

Bibliografía

1.1. Introducción

La región sureste de México, es una región productora y prospectiva de hidrocarburos perteneciente al Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre de PEP, está constituida principalmente por la Cuenca Comalcalco, Cuenca Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.

Los plays productores principales de la región son los carbonatos del Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la Cuenca de Comalcalco, Macuspana y las facies terrígenas para la Cuenca de Salina del Istmo.

Sin embargo recientemente (2012) en el área Tacotalpa, perteneciente a la Cuenca de Macuspana Terciario, se descubrió un yacimiento en arenas de facies transicionales de edad plioceno, las cuales han abierto una nuevo play prospectivo, y en las cuales se basa este trabajo para la generación de localizaciones exploratorias en el área de Tacotalpa.

La información utilizada es sísmica 3D con un reciente procesamiento de migración preapilado en tiempo y acondicionamiento de gathers, lo cual nos permitió realizar estudios con la tecnología de vanguardia y aplicar las técnicas de reconocimiento y soporte para la aplicación de procesos especiales a la sísmica y así dar sustento a las propuestas geológicas que se documentaron.

Por lo tanto, en este trabajo se pretende mostrar el flujo de trabajo realizado mediante estudios especiales AVO, que el equipo de trabajo aplicó en el cubo T3D y sirvió para apoyar la generación de 5 localizaciones terciarias y potencializar la prospectividad a explorar en el área.

1.2. Justificación

Actualmente para la generación y aprobación de localizaciones terciarias es importante que la conceptualización de trampas estratigráficas asociadas a los cuerpos de arenas a explorar tengan un sustento geológico - geofísico robusto dadas las características de los sistemas depositacionales de las arenas, como los sistemas canalizados erráticos, anamostasados, y variables en extensión.

Para lo cual la aplicación de los estudios de procesos especiales han demostrado ser útiles en la predicción de indicadores de hidrocarburos y se ha utilizado ampliamente en la generación de localizaciones sobretodo en la Cuenca de Burgos de la Región Norte de PEP, teniendo resultados alentadores para plays que van del Mioceno al Paleoceno con un total de 202 campos con producciones del orden de 8,400 bpd de aceite superligero, 9,400 bpd de condensado y 1,260 mmpc de gas.

Adicionalmente, en la Región Sur, desde el año 2012, que se reactivó la explotación a nivel terciario en el campo AT, éste ha resultado un área muy interesante desde el punto de vista económico, ya que los yacimientos encontrados están relativamente someros, y su perforación ha sido rápida y sin mayor problema. Éste campo produce alrededor de 9,489 barriles diarios de aceite y 6.6 MMpcd, con un total de 13 pozos y en arenas de edad plioceno en un área de 3km² y profundidad promedio de 2,200m.

Dado que estos cuerpos de arenas presentan respuesta AVO, se realizó este trabajo extrapolando la firma sísmica establecida para las arenas productoras y se buscó en todo el cubo, obteniendo resultados interesantes en cuanto a 5 posibles yacimientos y el descubrimiento del potencial terciario del área.

1.3. Objetivo

1.3.1. Objetivos general

El objetivo principal es aplicar la metodología de trabajo referente a estudios especiales de AVO a los datos sísmicos del cubo T3D en base a su amplia utilización como indicador directo de hidrocarburos.

Del resultado de este trabajo se pretende identificar la respuesta sísmica de los yacimientos terciarios y en base a ella extrapolarla a toda el área del cubo T3D con la finalidad de identificar anomalías potencialmente productoras y así delimitar las zonas potencialmente prospectivas documentándolas y jerarquizándolas como localizaciones exploratorias propuestas para su perforación.

1.3.2. Objetivos particulares

- Aplicar la metodología de análisis de AVO para definir la respuesta sísmica a las arenas productoras del Campo AT.
- Extrapolar la respuesta sísmica de las anomalías de amplitud productoras a las anomalías detectadas en sísmica PSTM
- Identificar las propiedades petrofísicas de las arenas productoras
- Asociar las anomalías de amplitud identificadas con el modelo geológico del área
- Proponer localizaciones exploratorias

1.4. Ubicación geográfica

El área de estudio se localiza dentro del Proyecto de inversión C (Fig. 1.1) el cual se ubica al sureste de la República Mexicana, dentro de la planicie costera del Golfo de México y frente de la Sierra de Chiapas, cubriendo la parte centro - oeste del estado de Tabasco y noroeste del estado de Chiapas. El proyecto C se encuentra limitado al norte por el Golfo de México; al sur por la porción centro – sur del estado de Chiapas; al este por las partes orientales de los estados de Tabasco y Chiapas y al occidente por la región occidental del estado de

Tabasco y oriental del estado de Veracruz.

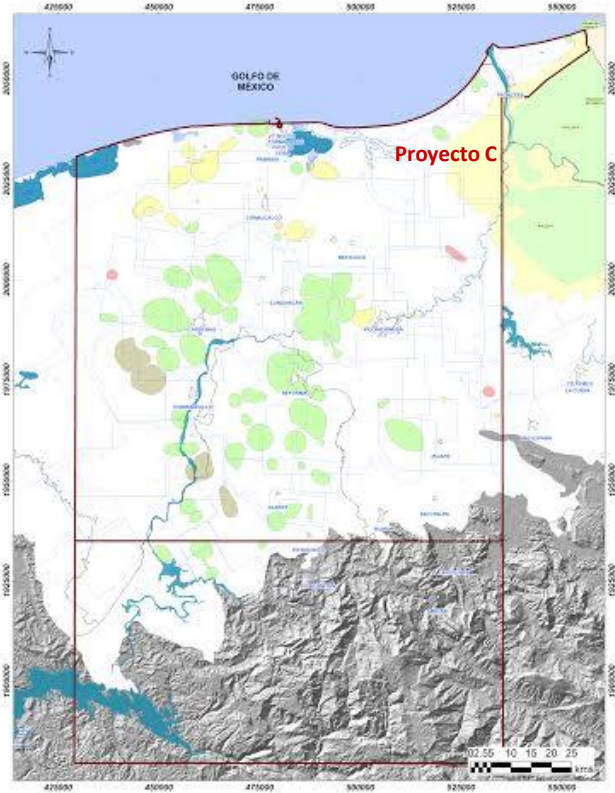


Fig 1.1 Ubicación geográfica del proyecto C

Geológicamente, el proyecto se ubica dentro de la Provincia del Pilar Reforma – Akal, y parcialmente en las de Macupana por el oriente, Salina del Istmo por el occidente y Cinturón Plegado de Chiapas por el sur. (Fig. 1.2).

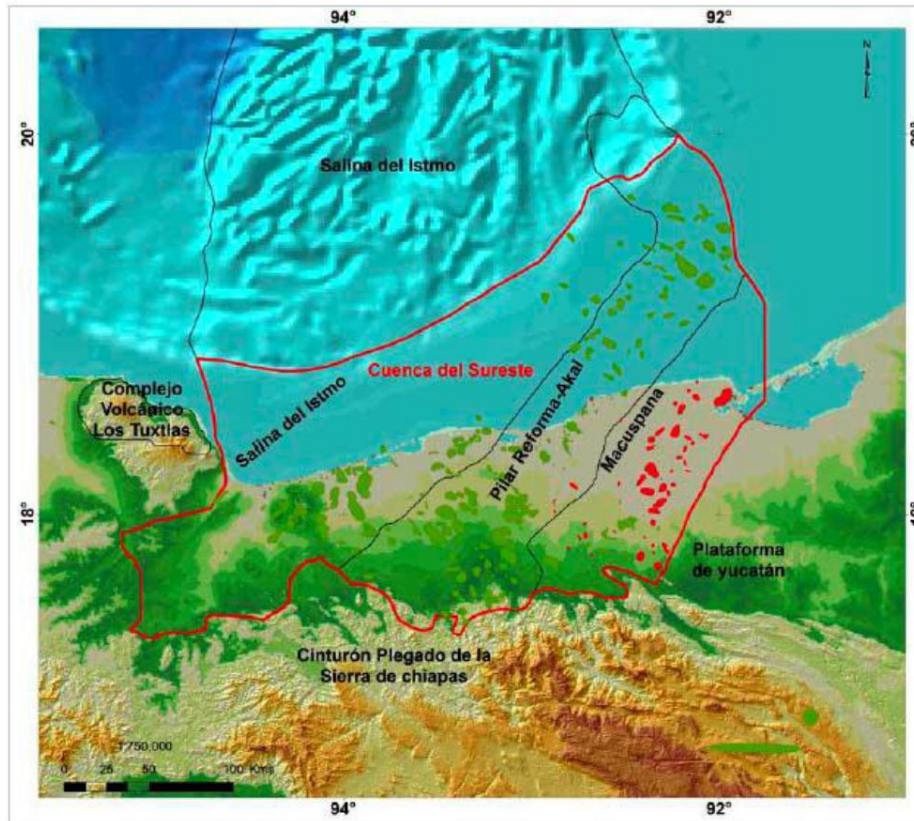


Fig 1.2 Ubicación dentro del marco geológico del área de estudio

1.5. Información a utilizar

La información utilizada para el desarrollo de éste trabajo, fue un cubo sísmico en su versión migración preapilamiento en tiempo, con filtro y ganancia para realizar la interpretación estructural y estratigráfica, procesado por la compañía Geoprocesados, y la versión sin filtro y sin ganancia para la extracción de atributos PSTM.

Adicionalmente se utilizaron los gathers con acondicionamiento de dato para el análisis de AVO y generación de los atributos correspondientes.

Se utilizaron los registros de pozo de todos los pozos productores en el área pertenecientes al Campo A para la calibración de las anomalías tanto en atributos del preapilado como en atributos de AVO; y pozos del área que se encuentran cercanos al área de estudio, cabe mencionar que algunos de ellos no fueron productores, sin embargo, todos tienen objetivos mesozoicos y ninguno probó el terciario.

Para la calibración de las anomalías de igual forma se utilizó la evaluación petrofísica de los pozos del área y se extrajeron valores para la evaluación volumétrica.

De los pozos se analizaron los núcleos correspondientes a los pozos A-354 y A-358 con la finalidad de conocer la litología de las arenas productoras.

2. Generalidades del método AVO

2.1. Modelado sísmico

El modelado sísmico forma la base para el entendimiento de la respuesta sísmica o bien llamada “anomalías sísmicas” basada en la respuesta de la amplitud a los diferentes yacimientos localizados en facies terrígenas y que por su composición litológica y petrofísica son identificables mediante ciertos atributos sísmicos, que a su vez se verán reforzados por la respuesta en atributos especiales denominados “análisis de AVO y AVA”.

Para llevar a cabo éste tipo de estudios, es necesario identificar en primer lugar la firma sísmica del yacimiento, cuya identificación permite conocer la respuesta de un yacimiento en particular y ésta propiedad extrapolarla hacia las oportunidades exploratorias que para la exploración petrolera se encuentran lejos de los pozos de control. Adicionalmente, la estimación de los parámetros petrofísicos y el entendimiento de las propiedades elásticas de las rocas del yacimiento son necesarios como base para los estudios especiales ya sea de AVO o inversión sísmica. Estas estimaciones petrofísicas son una parte integral de una caracterización y modelado de yacimientos avanzados.

El objetivo del análisis AVO/AVA es la identificación e interpretación de las amplitudes para determinar si el yacimiento cuenta con el tipo de fluido (hidrocarburo) que estamos buscando, para lo cual es necesario estimar la diferencia entre las propiedades de la roca cuando está saturada de agua y cuando está saturada de hidrocarburos.

El uso del AVO como un indicador directo de hidrocarburos en rocas clásticas (terrígenos) se basa en las diferencias de respuesta de las velocidades de las ondas P y S de un yacimiento de gas. La presencia de aire o gas en los poros de la roca clástica reduce notoriamente la velocidad de la onda P; por lo que el análisis de AVO busca éste tipo de respuesta sísmica anómala incluyendo la porosidad, densidad, litología y contenido de fluido.

Aun cuando el método de análisis de AVO se utilizó en un principio para detectar anomalías sísmicas con fines exploratorios, hoy en día sus alcances incluyen el área de producción. Sus aplicaciones principales son: la detección de anomalías sísmicas en general para la delimitación de yacimientos y, por consecuencia es un método que puede auxiliar en los estudios de la caracterización de yacimientos.

2.2. Marco Teórico

Método sísmico de reflexión.

El método sísmico de reflexión consiste en crear un microsismo artificial cercano a la superficie de la tierra, mediante una pequeña vibración o explosión de aire o dinamita, vibración, o implosión en agua, con la que se genera una serie de ondas elásticas que se transmiten a través de las rocas del subsuelo, y cuya respuesta se graba por medio de receptores (geófonos en tierra, hidrófonos en el mar) convenientemente ubicados, desde los cuales es enviada la información a un sismógrafo donde se la graba en equipos digitales de alta resolución y se grafica de manera preliminar.

Posteriormente se debe pasar la información obtenida por una serie de etapas de procesado con sistemas de cómputo de gran capacidad, donde el resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de "puntos reflectores comunes" (CMP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones. Una vez todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada sección sísmica de reflexión o un volumen de información sísmica que deberán ser interpretados en términos geocientíficos y petroleros, para definir con mayor precisión yacimientos de hidrocarburos.

Cabe mencionar que la velocidad de propagación varía más en la vertical (en función de la profundidad) que en la horizontal, debido a las variaciones de las diferentes facies dentro de cada capa que atraviesan las ondas, en donde una parte de la energía continúa en el mismo medio (onda incidente), una parte se refleja (ondas reflejadas) y el resto se transmite al otro medio (ondas refractadas) con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración.

Por tanto, las ondas sísmicas que viajan por subsuelo se reflejan y se refractan siguiendo la *ley de Snell (Fig. 2.1)*, donde una cantidad de energía de las ondas incidentes se reparte entre las ondas reflejadas, las refractadas y la absorción natural del terreno.

La ley de Snell proporciona información sobre las trayectorias de los rayos, los tiempos de llegada y la posición de los refractores, pero no proporciona información alguna sobre las amplitudes de las ondas.

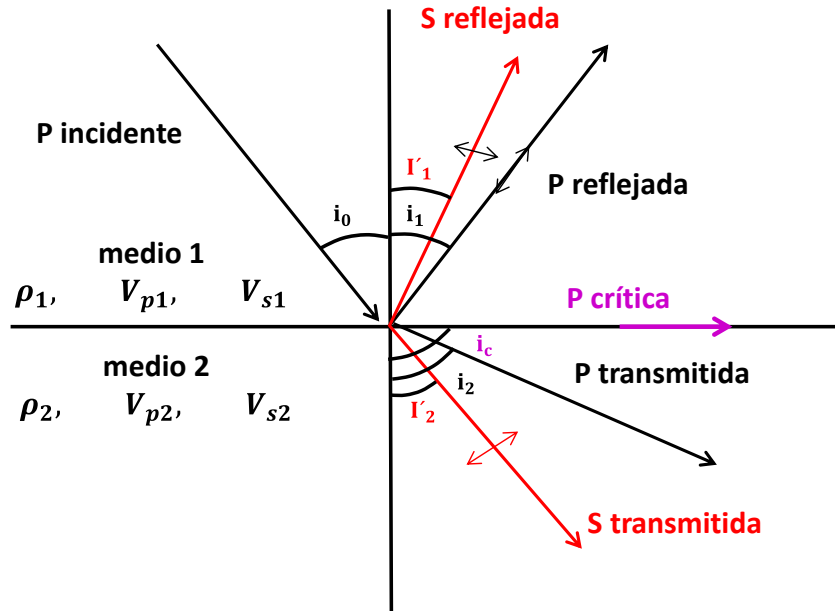


Fig. 2.1 Propagación de la energía entre dos interfaces (Ley de Snell).

Ondas sísmicas

Dado que el método sísmico se basa en la propagación de ondas a través del subsuelo, y éstas dependen de las propiedades elásticas de las rocas; es importante entender los parámetros elásticos que influyen en la respuesta de las mismas.

Una onda es la perturbación que se propaga con una determinada dependencia espacio-temporal, consiste en una variación periódica y oscilatoria. Y se clasifican según su forma de transmisión y efectos. Y se dividen en dos grupos principales (Fig.2.2)

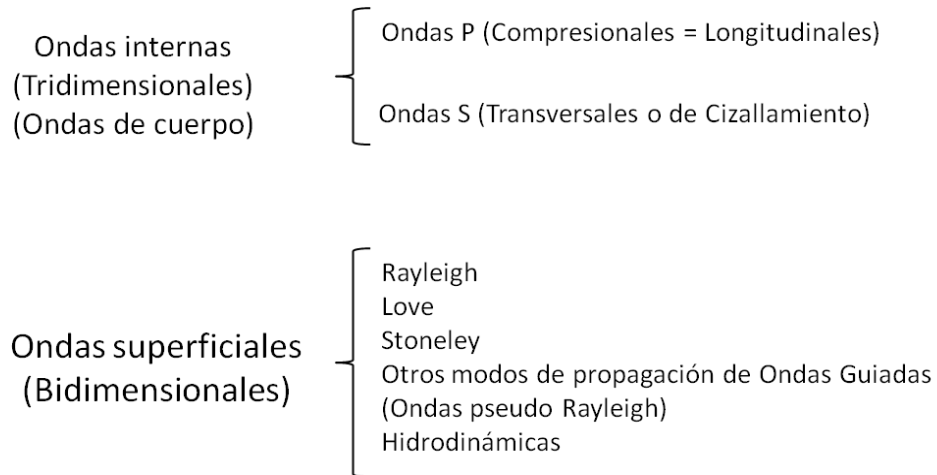


Figura 2.2 División de las ondas sísmicas

Ondas Longitudinales

Las ondas longitudinales son las ondas internas que viajan en forma paralela al desplazamiento y pueden viajar a través de cualquier tipo de material (Fig. 2.3).

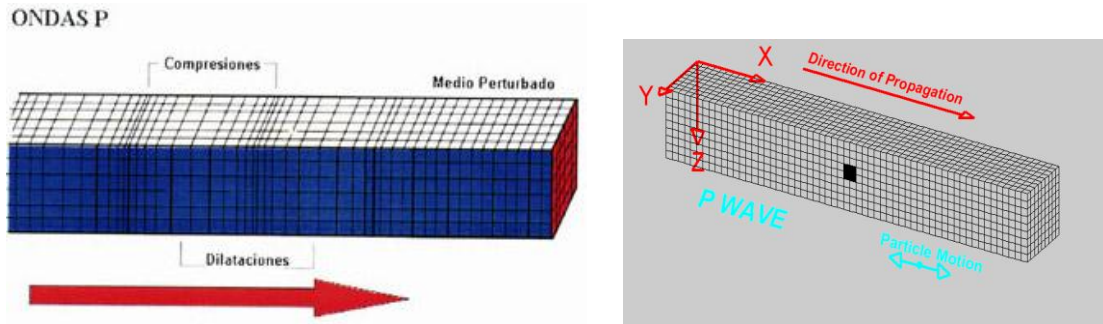


Fig. 2.3 Muestra la dirección de propagación de las ondas P

Ondas Transversales

En las ondas transversales (Fig. 2.4) o de corte el movimiento es perpendicular a la dirección de propagación alternadamente hacia un lado y hacia el otro, las ondas S pueden viajar únicamente a través de sólidos debido a que los líquidos no pueden soportar esfuerzos de corte. Su velocidad es alrededor de 58% la de una onda P para cualquier material sólido. Usualmente la onda S tiene mayor amplitud que la P y se siente más fuerte que ésta.

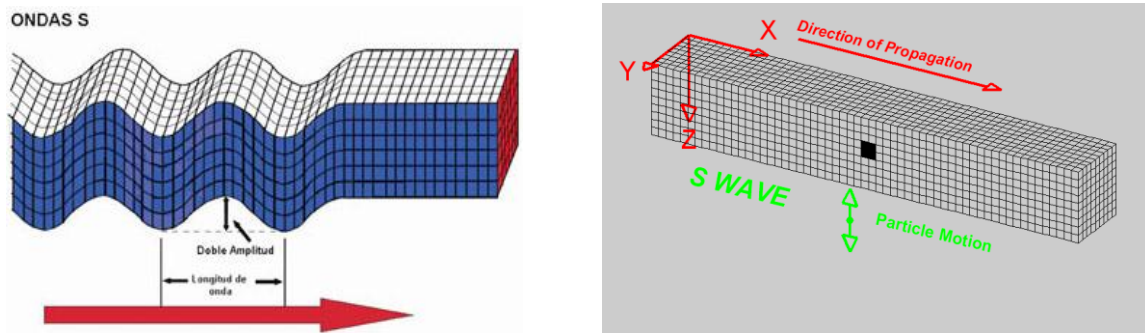


Fig. 2.4 Muestra la dirección de propagación de las ondas S

Ondas Rayleigh

Las ondas Rayleigh (Fig. 2.5) son ondas que viajan a lo largo de la superficie, estas ondas tienen su máxima amplitud en la superficie libre, la cual decrece con la profundidad, su trayectoria es elíptica y retrograda y ocurre en el plano de propagación de la onda.

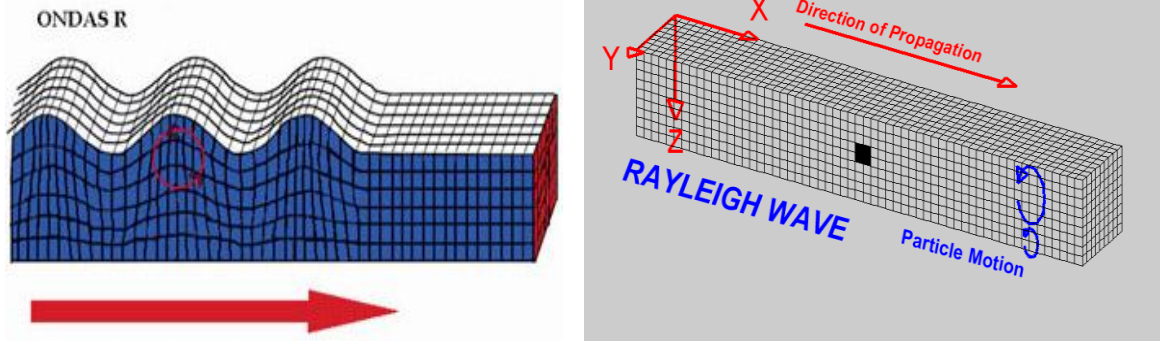


Fig. 2.5 Muestra la dirección de propagación de las ondas Rayleigh

Ondas Love

Las ondas Love (Fig 2.6) se generan sólo cuando un medio elástico se encuentra estratificado, se propagan con un movimiento de las partículas perpendicular a la dirección de propagación, como las ondas S, sólo que polarizadas en el plano de la superficie de la Tierra, es decir sólo poseen la componente horizontal a superficie. Las ondas de Love se consideran como ondas S "atrapadas" en la superficie y su la amplitud de las mismas decrece rápidamente con la profundidad.

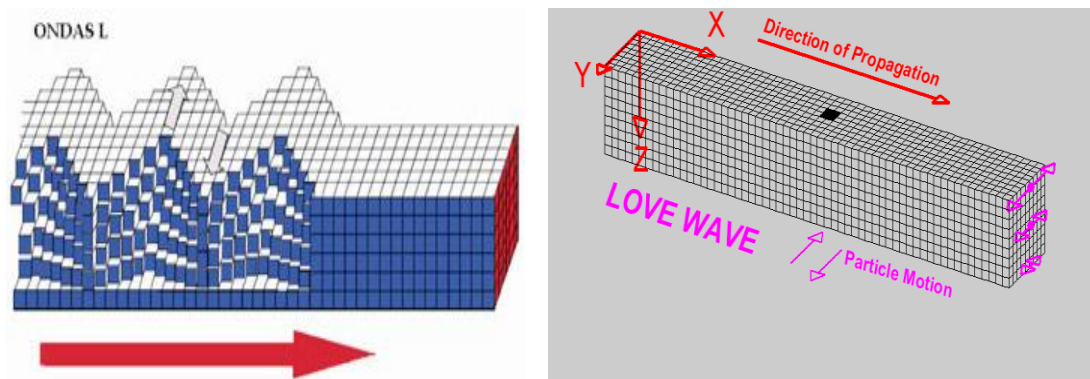


Fig. 2.6 Figura que muestra la dirección de propagación de las ondas Love

Componentes de las ondas sísmicas.

Amplitud (A)

Es el desplazamiento máximo de la onda (la máxima altura de la onda y el punto de equilibrio) (Fig. 2.7).

Periodo (T)

Es el tiempo que tarda la onda en recorrer una distancia igual a la longitud de onda (Fig. 2.7).

Longitud de onda (λ)

Es la distancia entre dos puntos (crestas o valles) consecutivos de la onda que se encuentran en el mismo estado de vibración. ($1/\lambda$ es el número de onda que es el número de ondas por unidad de distancia) (Fig. 2.7).

Frecuencia (f)

Es el número de oscilaciones completas o ciclos por unidad de tiempo ($1/T$) (Fig. 2.7).

Cresta

La cresta es el punto que ocupa la posición más alta en una onda (Fig. 2.7).

Valle

Es el punto más bajo de una onda (Fig. 2.7).

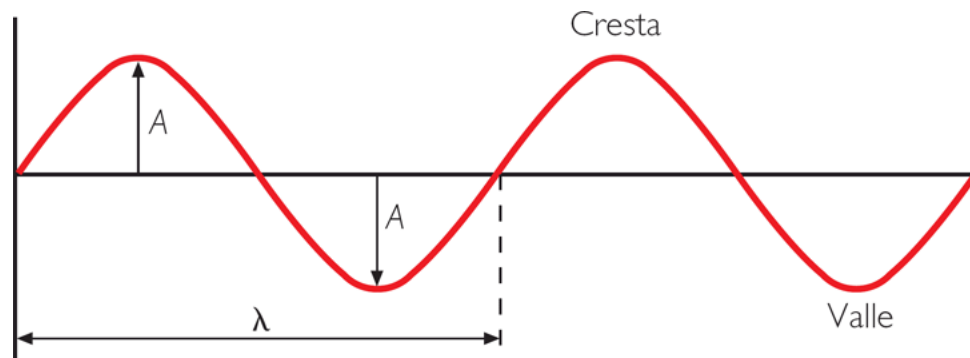


Fig. 2.7 Esquema de la onda sísmica mostrando sus componentes.

Factores que afectan la amplitud.

La amplitud es el máximo valor ya sea positivo o negativo de la onda, la cual se ve afectada por el tiempo de viaje de la energía dentro de las capas del subsuelo, y dado que las amplitudes sísmicas reflejadas están en función del ángulo de incidencia, es necesario conocer los elementos que la afectan, los cuales se describen a continuación (Fig. 2.8):

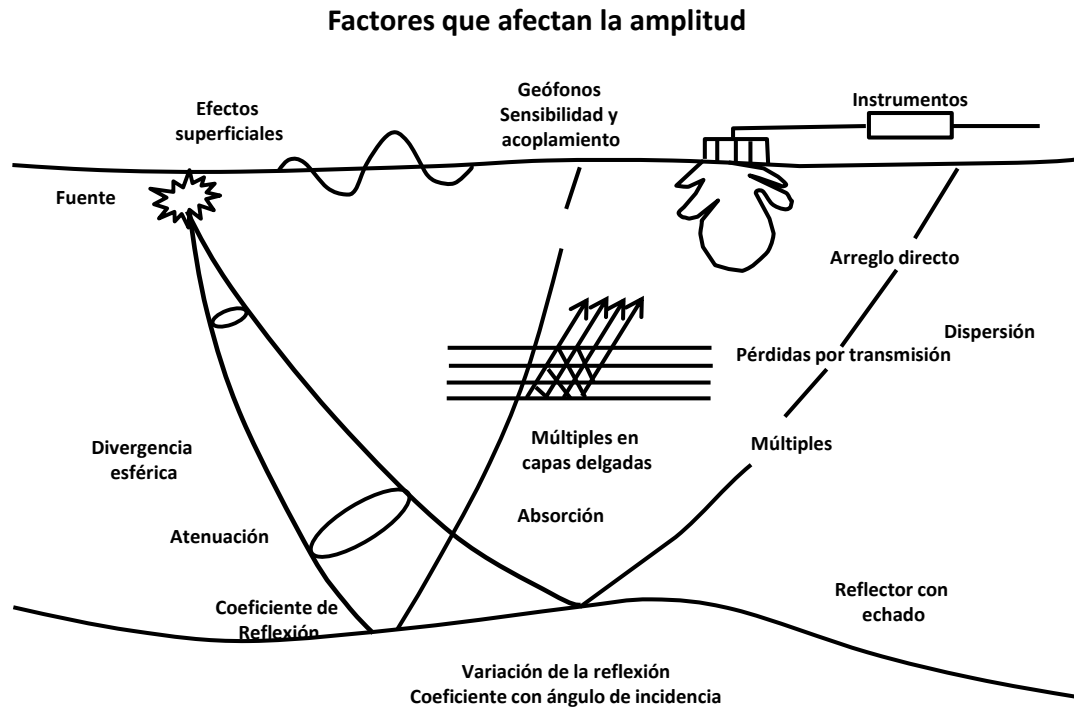


Fig. 2.8 Gráfico que muestra los diversos factores que afectan la amplitud.

Los factores que afectan la amplitud sísmica se pueden dividir por categorías:

Geológicos

- Dispersión geológica
- Curvatura de los reflectores
- Rugosidad de las interfaces geológicas
- Buzamiento de las capas
- Sintonía debida a capas delgadas

Adquisición de datos

- Dirección de la fuente
- Patrones fuente–receptor
- Acoplamiento de la fuente de energía
- Acoplamiento de los receptores
- Respuesta del instrumento

Propagación

- Divergencia esférica o dispersión geométrica
- Atenuación inelástica (efecto Q)
- Difracción
- Esparcimiento de energía
- Múltiples estratificados

- Múltiples generados con la superficie
- Partición de energía (modo de conversión)
- Reflexión, transmisión y refracción
- Ángulo de incidencia

Procesado de Datos

- Ajustes inadecuados de las amplitudes (escalado, igualación de trazas)
- Deconvolución (mala elección de ventanas, longitud de los filtros, etc.)
- Estáticas (caso terrestre)
- Alargamiento de trazas por la corrección dinámica
- Filtrado (f-k, f-x, etc.)
- Errores en la velocidad de apilamiento

Dispersión

Es el decremento de la densidad e intensidad de la energía por el cambio de frecuencia debido a condiciones geológicas (contacto de las partículas del medio transmisor) y/o geométrico (por divergencia esférica).

Densidad de la energía

Es la energía por volumen unitario en las proximidades de un punto, para una onda armónica P esférica, la energía cinética (E_c) por unidad de volumen (v) está dada por:

$$\frac{\delta E_c}{\delta v} = \frac{1}{2}(\rho u^2) = \frac{1}{2}\rho\omega^2 A^2 \text{sen}^2(\omega t + \phi)$$

$$E = \left(\frac{1}{2}\right)\rho\omega^2 A^2 = 2\pi^2\rho f^2 A^2$$

Donde ω es la frecuencia angular, ϕ es la fase, t el tiempo, ρ es la densidad; f es la frecuencia y A es la amplitud.

Intensidad de la energía

Cantidad de energía que fluye a través de un área unitaria normal a la dirección de propagación de una onda en unidad de tiempo.

$$I = EV = \left(\frac{1}{2}\right)\rho V\omega^2 A^2$$

Divergencia esférica

Es la expansión geométrica que provoca que la intensidad y densidad de energía de la onda esférica disminuyan con respecto al cuadrado de la distancia a la fuente (Fig. 2.9).

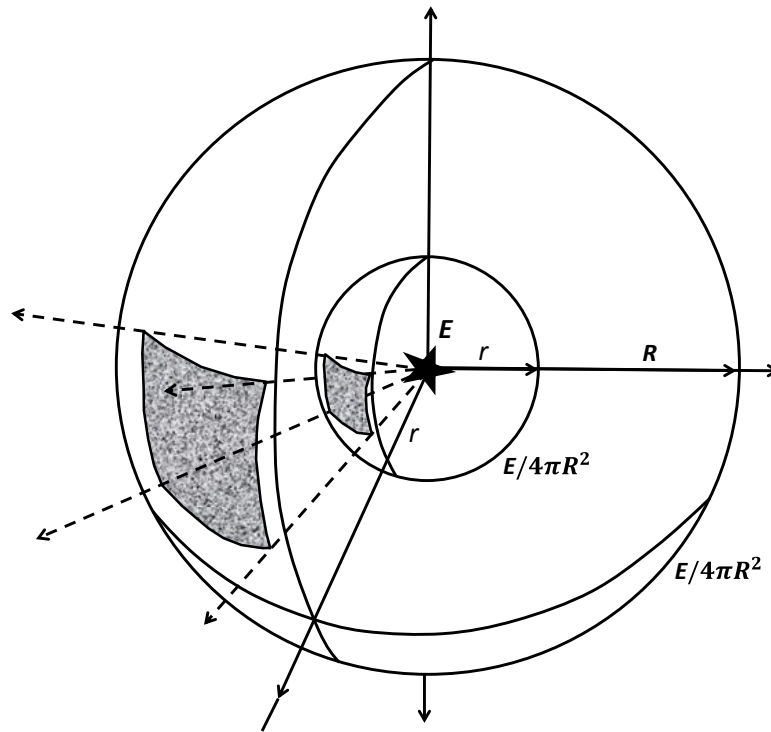


Fig. 2.9 Diagrama que muestra el efecto expansivo que provoca la divergencia esférica en las amplitudes con respecto a su lejanía de la fuente.

Absorción

Es la disminución de la densidad de energía de una onda, y se debe también a otros dos mecanismos: la absorción y la partición de la energía en diferentes interfaces. Cuando la onda pasa a través de un medio, la energía elástica asociada con el movimiento de la onda se absorbe gradualmente por el medio, transformándose en calor hasta desaparecer el movimiento de onda. La pérdida de energía por absorción es exponencial respecto a la distancia para ondas elásticas en las rocas. $I=I_0e^{-\alpha x}$. Donde I e I_0 son los valores de intensidad en dos puntos separados una distancia x y el valor α es el coeficiente de absorción.

Dispersión y velocidad de grupo

Es la velocidad que aparece en la ecuación de onda y se refiere a la velocidad de fase, ya que es la distancia que recorre un punto de fase constante por unidad de tiempo (pico o valle), pero no es la misma velocidad con que se transmite la energía, a la cual se le denomina velocidad de grupo, y se denota por U como se ilustra en la figura.

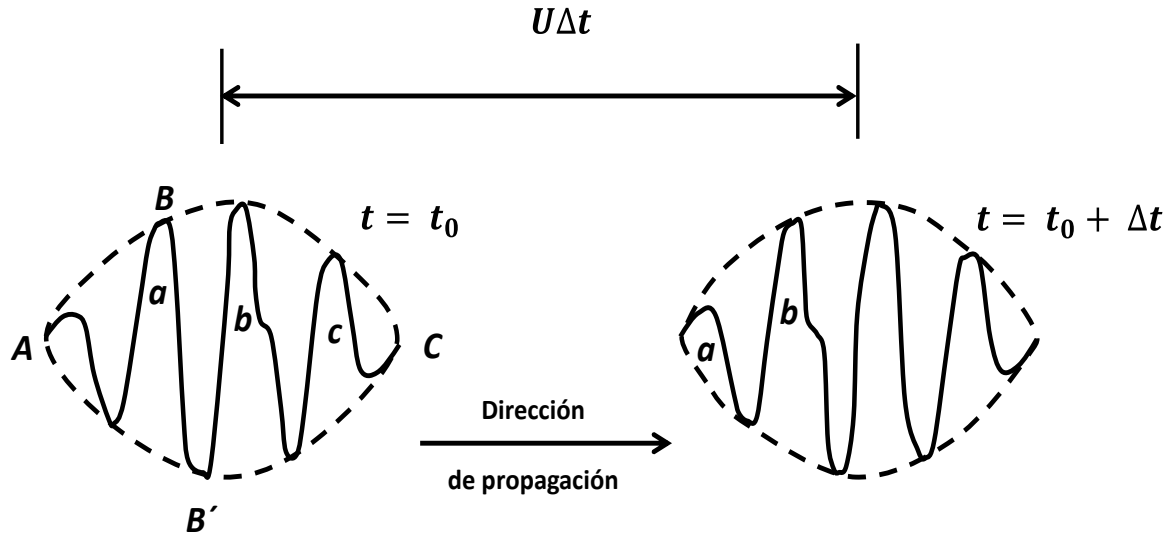


Fig. 2.10 Diagrama esquemático de la velocidad de grupo.

Si la velocidad es la misma en todas las frecuencias el pulso permanecerá con la misma velocidad de fase y grupo. Si la velocidad cambia con la frecuencia, el pulso también cambia cuando viaja y la velocidad de grupo es diferente de la velocidad de fase en un medio dispersivo.

$$U = V - \lambda \frac{dV}{d\lambda} = V + \omega \frac{dV}{d\omega}$$

Donde V , λ , ω , $\frac{dV}{d\lambda}$, $\frac{dV}{d\omega}$ son valores promedio en el rango de frecuencias del que está formado el pulso.

Coefficientes de reflexión

Dado que la reflexión es el cambio de dirección de un rayo o una onda que ocurre en la superficie de separación entre dos medios (Fig. 2.11), los coeficientes de reflexión se definen como la proporción entre la amplitud reflejada y la onda incidente, es decir cuanta energía es reflejada, y se calcula en relación a los contrastes de impedancias acústicas, los cuales permiten determinar los coeficientes de transmisión y reflexión en la interfaz de dos materiales que poseen diferentes valores de velocidad y densidad.

Y se calcula mediante la siguiente ecuación asumiendo que las ondas sísmicas son de incidencia normal:

$$R_i = (AI_{i+1} - AI_i) / (AI_{i+1} + AI_i)$$

Donde AI es el valor de la impedancia acústica para dos capas.

Impedancia acústica = ρV

$$R_i = \frac{((\rho_{i+1} * V_{i+1}) - (\rho_i * V_i))}{((\rho_{i+1} * V_{i+1}) + (\rho_i * V_i))}$$

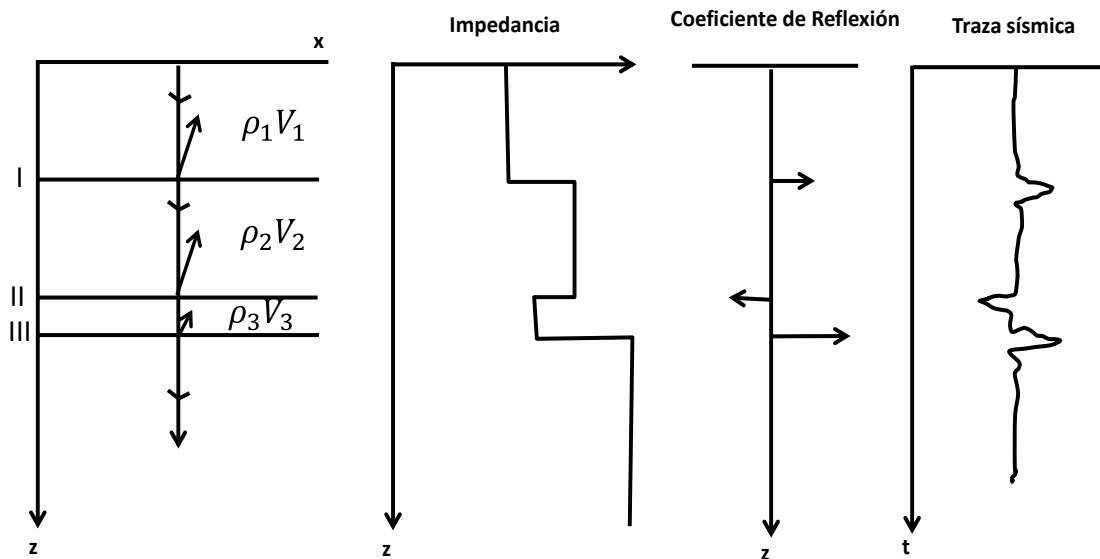


Fig. 2.11 Gráfico de la impedancia acústica para tres medios, sus coeficientes de reflexión y su traza sísmica correspondiente.

2.3. Principios de AVO

La técnica AVO (variación de la amplitud con el offset) determina las variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica con cambios en la distancia entre puntos de disparo y receptores (fuente-receptor).

Los datos provenientes de los estudios especiales AVO contienen información valiosa sobre el fluido contenido en los poros de la roca del yacimiento (e.g. Ostrander 1984; Castagna and Backus 1993; Chiburis et. al., 1993; Hilterman 2001; Veeken et.al. 2002; Da Silva et al., 2004a).

El comportamiento de la amplitud para las diferentes trayectorias de rayo también varía de acuerdo a la litología y al fluido que llena los poros de las rocas. Los yacimientos llenos de agua muestran frecuentemente variaciones en amplitud con el offset que son diferentes de aquellos que están llenos de hidrocarburos.

Los efectos de la anisotropía también influyen en la respuesta de AVO (e.g. Jenner, 2002; Williams and Jenner, 2002). Jenner introdujo un ajuste lineal a la corrección de los tiempos de viaje para los efectos del NMO que varían azimuthalmente (NMOA). El análisis de la amplitud variando con el offset y el azimuth resulta en otro ajuste lineal que permite calcular una corrección y esto resulta en un análisis de AVOA más exacto.

Para un análisis detallado, se deben calcular los coeficientes de reflexión de las ondas sísmicas, las cuales como se mencionó anteriormente sufren una partición de la energía en ondas P y S reflejadas y refractadas, lo que a su vez, genera variación en las propiedades elásticas de las rocas de un medio a otro lo que da lugar a los efectos o no del AVO.

Para el modelado de amplitudes (coeficientes de reflexión) se usan las ecuaciones de Zoeppritz con las cuales podemos describir solo ondas planas y calcular los coeficientes de reflexión para los 4 tipos de onda mencionados anteriormente. Sin embargo, varios autores han hecho simplificaciones de dichas ecuaciones y en particular en este caso utilizamos las aproximaciones de Aki/Richard y Shuey para hacer el cálculo.

Ecuaciones de Zoeppritz.

Las ecuaciones de Zoeppritz se basan fundamentalmente en parámetros como las velocidades de las ondas P y S y la densidad. Los ángulos se definen mediante la ley de Snell y dan solución a 4 ecuaciones simultáneas que resultan en la estimación de 4 coeficientes, dos de reflexión y dos de transmisión.

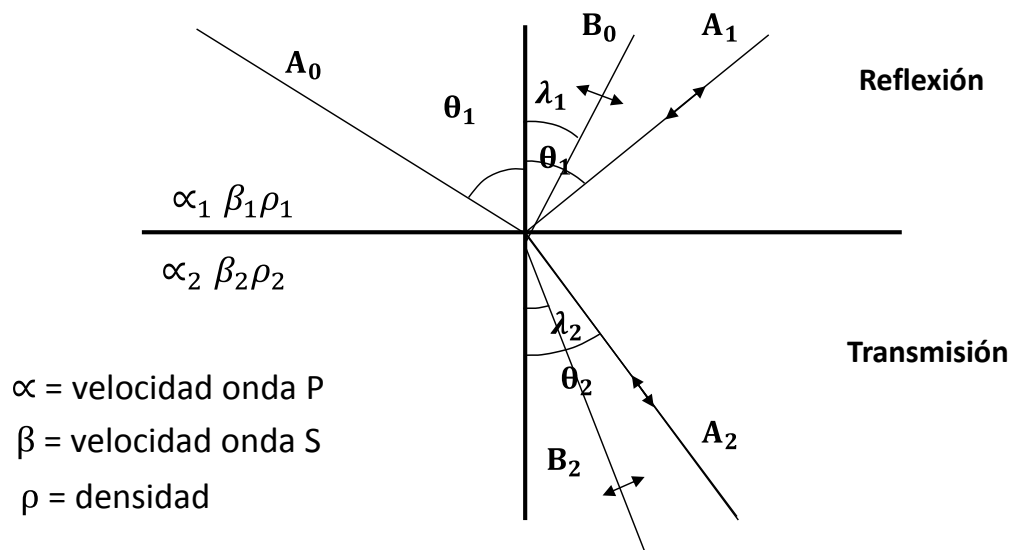


Fig. 2.12 Esquema que representa la partición de la energía cuando el ángulo de incidencia es diferente de cero.

Las ecuaciones de Zoeppritz también se utilizan en modelado inverso para calcular las velocidades P y S y la densidad a partir de datos sísmicos, sin embargo no es sencillo dado que las ecuaciones de Zoeppritz no son lineales.

$$\begin{bmatrix} \sin \lambda_r & \cos \phi_r & \sin \lambda_t & \cos \phi_t \\ -\cos \lambda_r & \sin \phi_r & \cos \lambda_t & -\sin \phi_t \\ \sin 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{B_1} \cos 2\phi & \frac{\rho_2 B_2^2 \alpha_1}{\rho_1 B_1^2 \alpha_2} \sin 2\lambda_t & \frac{-\rho_2 B_2 \alpha_1}{\rho_1 B_1} \cos 2\phi_t \\ \cos 2\lambda_r & \frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\lambda_t & \frac{-\rho_2 \lambda_2}{\rho_1 B_1^2 \alpha_2} \cos 2\phi & \frac{-\rho_2 B_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_1 \\ B_1 \\ A_2 \\ B_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda_r \\ -\cos \lambda_r \\ \sin 2\lambda_r \\ -\cos 2\phi_t \end{bmatrix}$$

Esta ecuación es la forma final de las ecuaciones de Zoeppritz y relaciona los rayos mostrados en la figura anterior.

Aproximación de Aki-Richards (1980)

Esta aproximación (Fig. 2.12) relaciona Rpp con los cambios en densidad (A), velocidad P (B) y velocidad S (C). Matemáticamente es una aproximación que relaciona los cambios a los coeficientes Rpp en forma lineal y las variaciones de velocidades y densidades las asume como muy pequeñas. Sin embargo para el modelado inverso estas ecuaciones tienen muchas limitaciones ya que está relacionada con la cantidad de información que tienen las amplitudes sísmicas y estas al estar afectadas por el diseño sísmico, el ruido y el procesamiento de la información sísmica afecta la efectividad de este tipo de cálculo.

$$R_{pp}(\theta) = \frac{A}{2} \left[1 - \frac{4V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right] + \frac{B}{2} \sec^2 \theta - \frac{4CV_s^2}{V_p^2 \sin^2 \theta}$$

$$A = \frac{\Delta \rho}{\rho}, \quad B = \frac{\Delta V_p}{V_p}, \quad C = \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

$$R = H_x + K_y + k_z$$

Aproximación de Aki y Richards (1980)

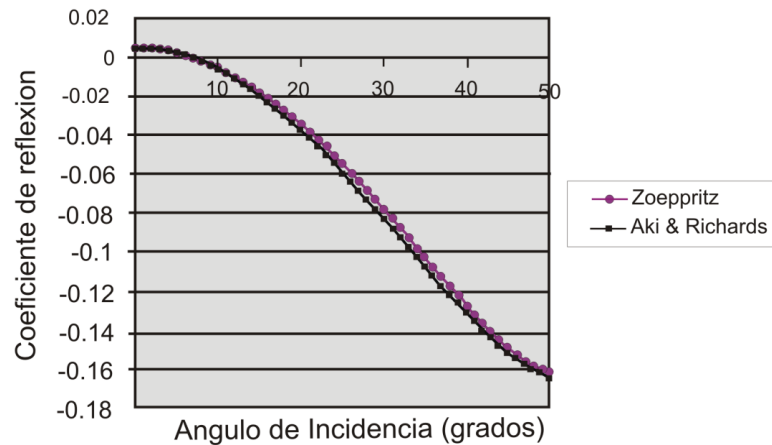


Fig. 2.12 Imagen que compara las amplitudes calculadas con la ecuación de Zoeppritz contra las de Aki Richards, ésta es muy precisa para casi todos los ángulos hasta 50°.

Aproximación de Shuey (1985)

Shuey (1985) propone un ajuste polinomial para la reflectividad que es más exacto para un ángulo de incidencia superior a 35°, usando la relación de Poisson σ (Fig. 2.13).

$$R(\theta) = R_p + \left(R_p A_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \text{sen}^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2\theta - \text{sen}^2\theta)$$

Donde $\sigma = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2}$ y $\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1$

$$A_0 = B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma}$$

$$B = \frac{\Delta\alpha}{\alpha} / \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right) + \left(\frac{\Delta\rho}{\rho} \right)$$

Aproximacion de Shuey (1985)

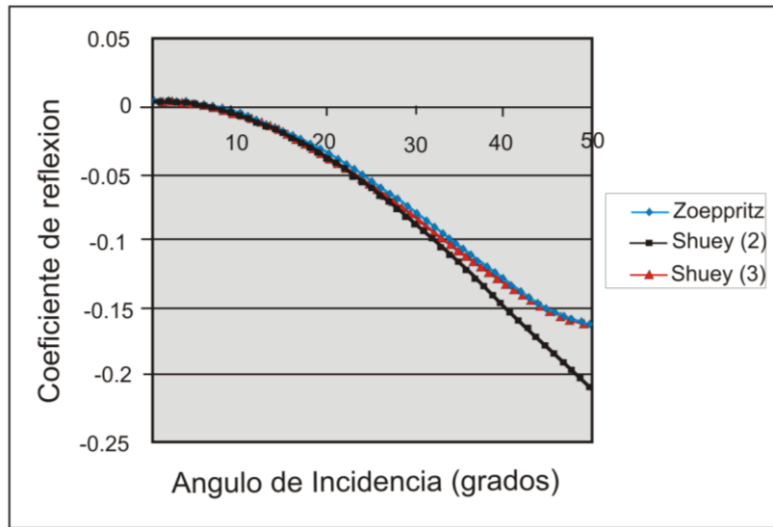


Fig. 2.13 donde se comparan las amplitudes simuladas con las ecuaciones de Zoeppritz, respecto a las calculadas con las aproximaciones de Shuey, donde se puede observar que ésta última cuando tiene dos términos no es muy precisa para ángulos mayores de 30 grados, sin embargo, con tres términos si lo es para ángulos de hasta 50 grados.

2.4. Clasificación de anomalías de AVO

Rutherford y Williams (1989) clasificaron los yacimientos en base al comportamiento de la amplitud de la reflexión de la cima en función del offset y posteriormente Castagna y Swan (1997) complementaron el esquema con una cuarta clase adicional:

CLASE 1

Arenas con alta impedancia y decremento de efecto AVO (La cresta decrece con el offset y puede cambiar la polaridad en offsets lejanos) (Fig.2.14)

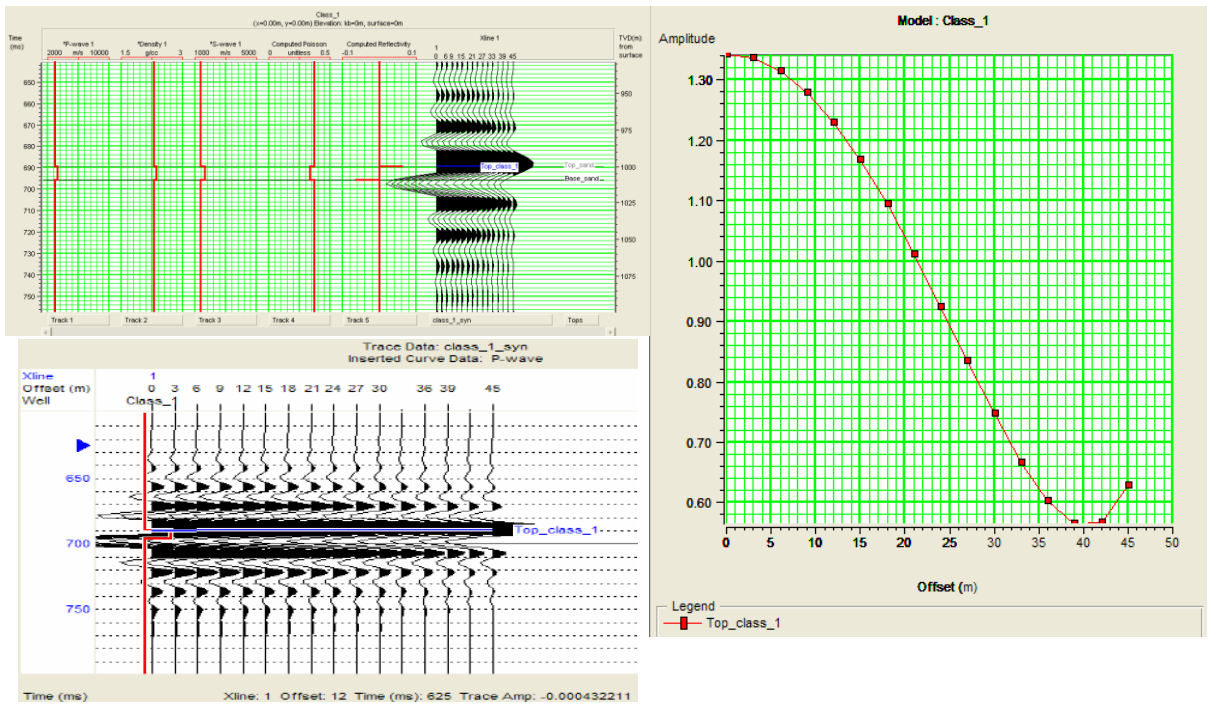


Fig. 2.14 Imagen que muestra el comportamiento de la amplitud de las anomalías de AVO clase I.

CLASE 2

Arenas con contraste de impedancias cercano a cero (a) y posibles cambios de polaridad (b) (La amplitud puede incrementarse o decrecer con el offset) (Fig.2.15 y 2.16).

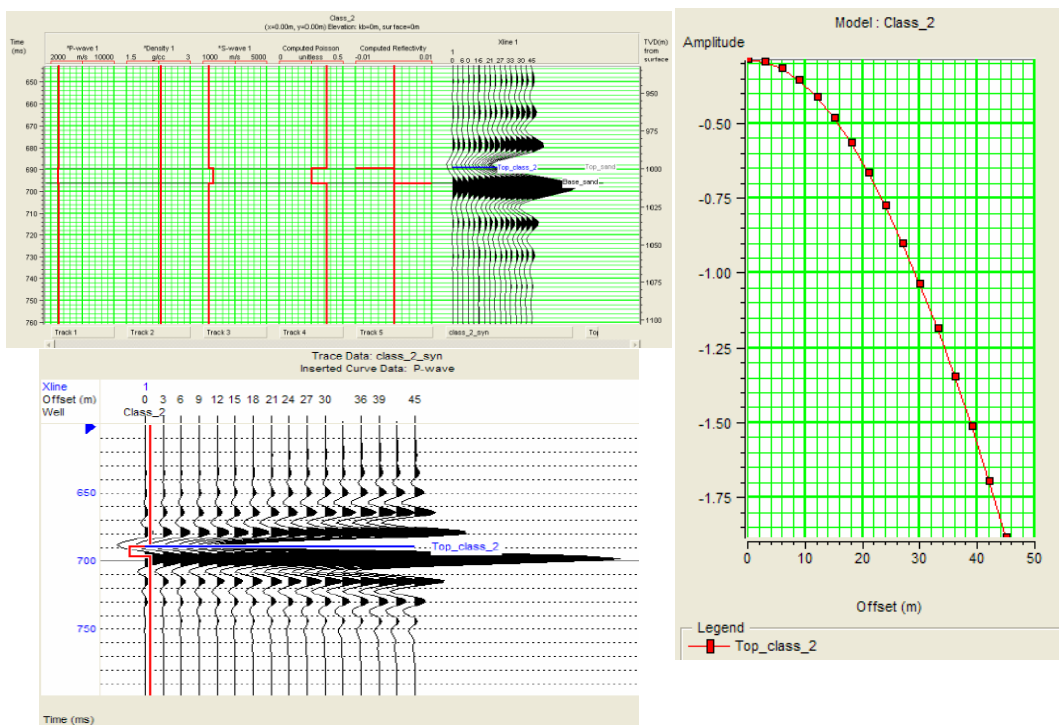


Fig. 2.15 Imagen que muestra el comportamiento de la amplitud de las anomalías de AVO clase II caso (a).

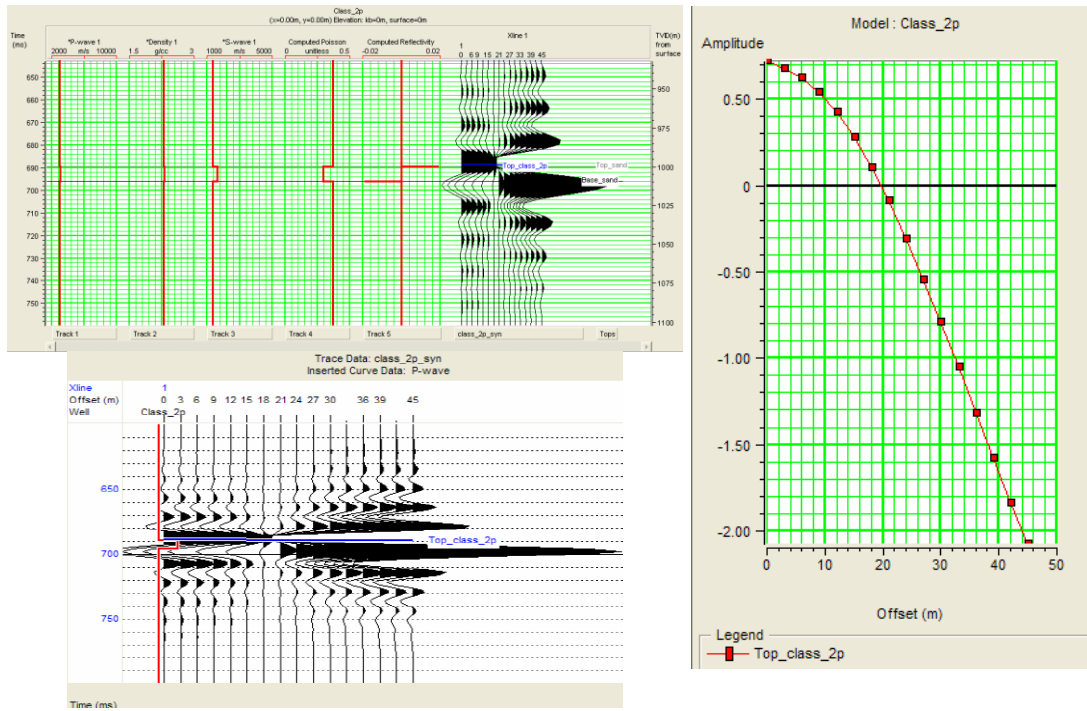


Fig. 2.16 Imagen que muestra el comportamiento de la amplitud de las anomalías de AVO clase II caso (b).

CLASE 3

Arenas de baja impedancia con incremento en el efecto AVO. (El valle de la señal es brillante a offsets cercanos, y se incrementa con el offset) (Fig.2.17).

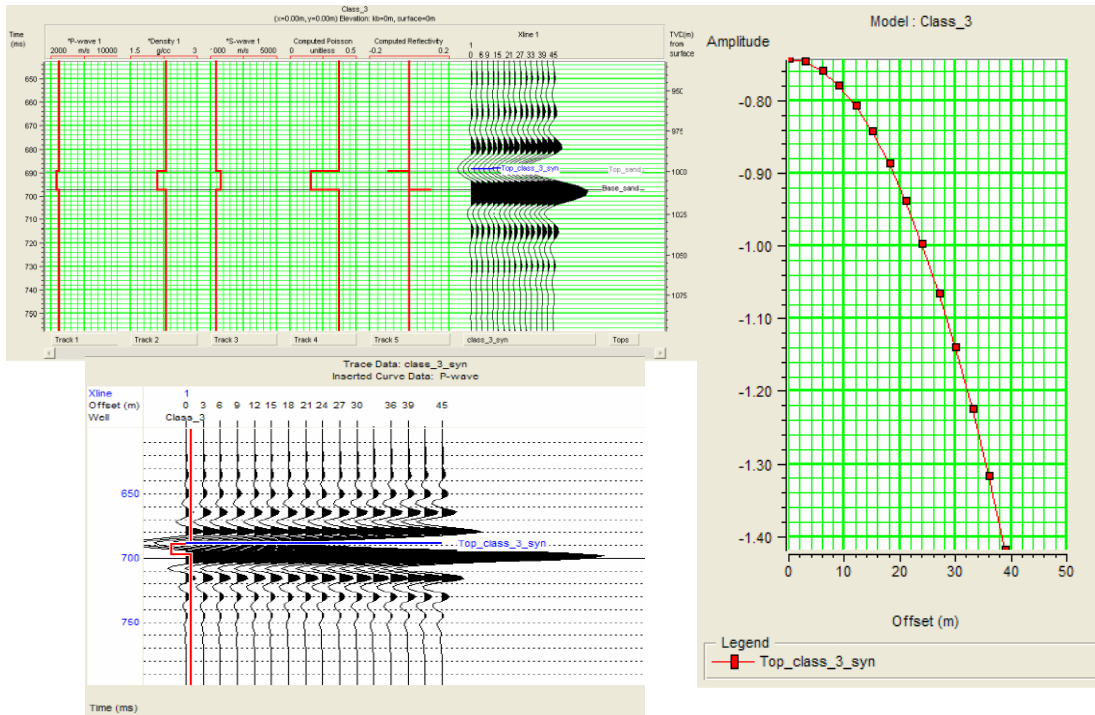


Fig. 2.17 Imagen que muestra el comportamiento de la amplitud de las anomalías de AVO clase III.

CLASE 4

Arenas con baja impedancia con decremento de AVO. (El valle de la señal es brillante a offsets cercanos y se pierde el efecto AVO con el offset) (Fig.2.18).

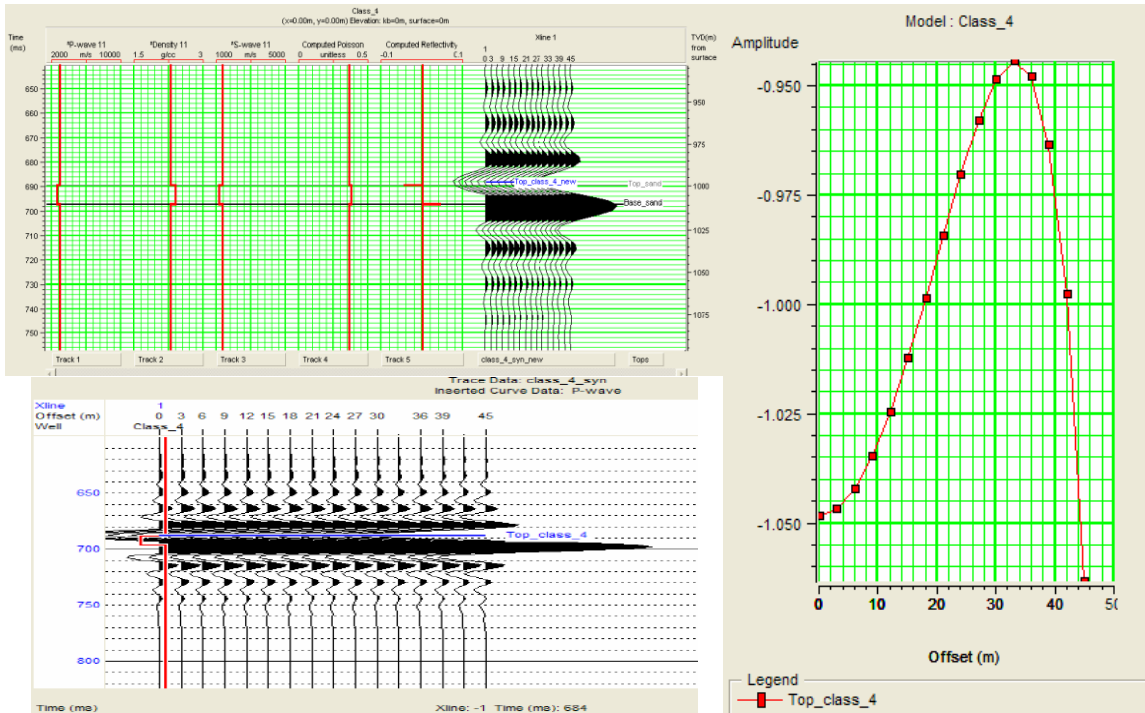


Fig. 2.18 Imagen que muestra el comportamiento de la amplitud de las anomalías de AVO clase IV.

El principal discriminador en este esquema de clasificación es la relación entre la cima del yacimiento con la litología suprayacente o los cambios en la respuesta sísmica de la reflexión de la cima del yacimiento respecto del medio encajonante.

Una desventaja de este sistema es que la clasificación depende de un rango de offsets que cambian de estudio a estudio. Los offsets más largos son la tendencia actual y por lo tanto una arena de clase 1 podría llegar a ser clase 2, así como ahora se ven valores negativos en trazas de offset lejanos de los nuevos datos sísmicos (Fig.2.19).

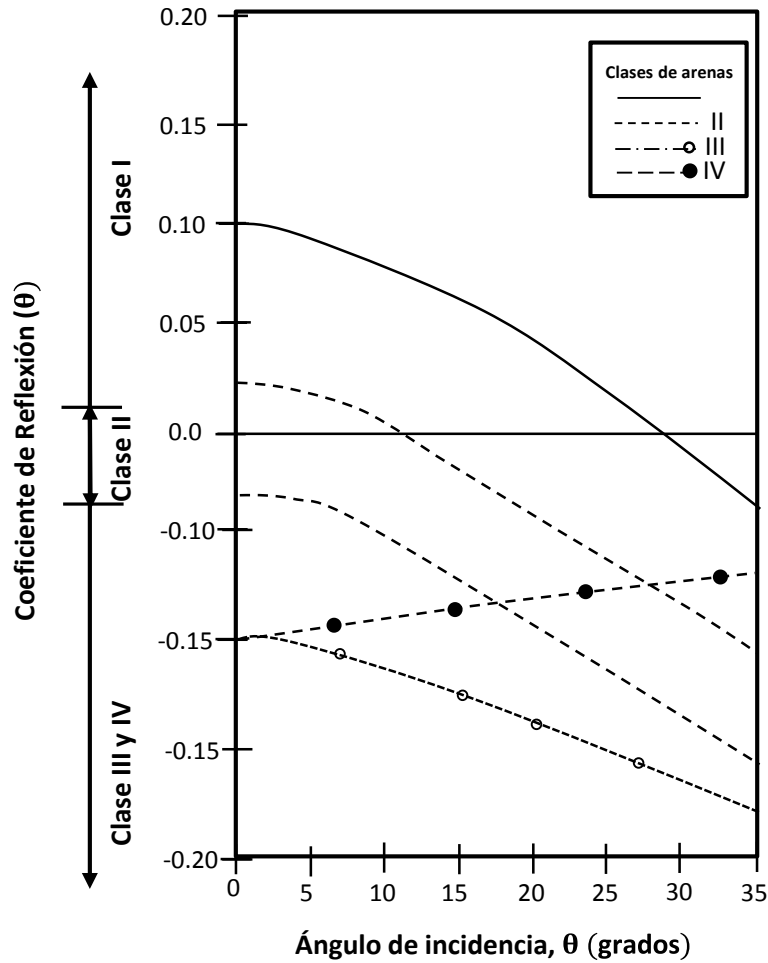


Fig. 2.19 Figura que muestra las tendencias de la amplitud para las 4 clases de AVO según Castagna et al (1998)

2.5. Atributos de AVO

Mediante la ecuación de Shuey por ser una ecuación lineal entre la reflectividad de ondas compresionales $R(\theta)$ y el seno cuadrado del ángulo de incidencia, definen los atributos Intercepto (R_0) y el gradiente (G), atributos que pueden extraerse de los CMP gathers o

calcularse analíticamente, conociendo V_p , V_s y ρ de las dos capas en contacto (mediante los registros de pozo).

Es importante destacar que para un buen amarre de los atributos de AVO con las propiedades petrofísicas del yacimiento, es necesario contar con los registros de pozo necesarios para realizar los cálculos cuantitativos (velocidades P y S, densidad y adicionalmente rayos gama, porosidad y todos los disponibles con la finalidad de modelar la respuesta del yacimiento con mayor efectividad).

Apilados parciales

Una vez definidos las reflectividades de interés y su respuesta AVO, se elige el intervalo de separación de ángulos de acuerdo a las anomalías que se quieren resaltar, este puede ser en apilados de ángulos cercanos, medios y lejanos.

Intercepto

Es el valor del coeficiente de reflexión en offset cero y está en función de la densidad y la velocidad P.

Gradiente

Es la razón de cambio de la amplitud como una función del offset o ángulo siendo dependiente de los cambios de la velocidad P, S y la densidad.

Intercepto*Gradiente

Es el producto de los dos atributos anteriores los cuales cabe mencionar que se calculan para cada muestra de tiempo, obteniendo dos volúmenes de los atributos "I" y "G" (Fig.2.20).

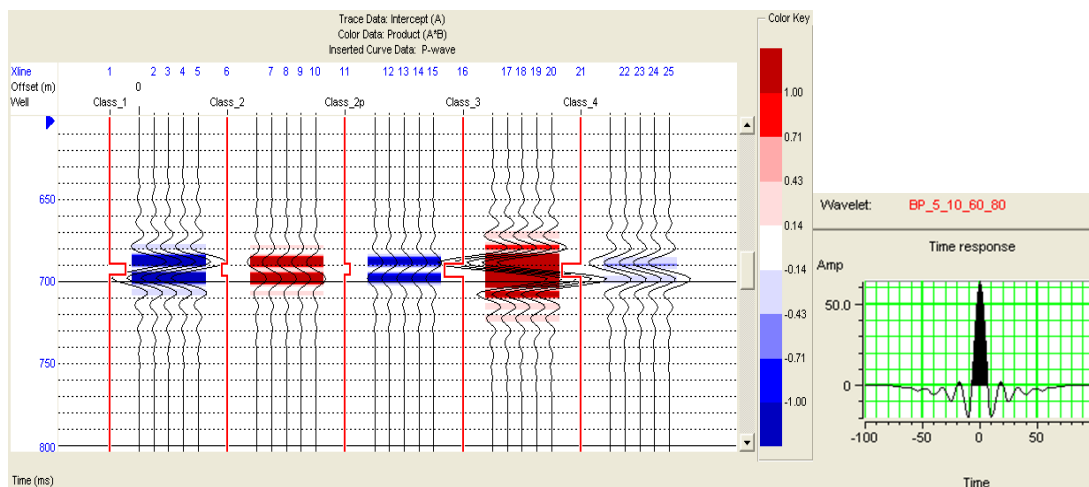


Fig. 2.20 Figura que muestra el intercepto en wiggle, y el producto I*G (intercepto por gradiente) en densidad variable.

Relación de Poisson

La relación de Poisson es un módulo elástico que representa la relación entre los esfuerzos transversales y longitudinales, el cual puede expresarse en términos de la velocidad P y S, por lo que tiene fuerte influencia en el cambio de los coeficientes de reflexión como una función del ángulo de incidencia.

El valor de la relación de Poisson varía entre 0 y 0.5 (sólidos y fluidos, respectivamente), por ejemplo, las arenas con hidrocarburos muestran un valor de 0.1 y las invadidas de agua mayor a 0.3. Este valor sirve para distinguir los fluidos contenidos dentro del espacio intergranular, de ahí la importancia de calcularlo.

Hampson-Russell calcula un escalar de la Relación de Poisson derivado de la ecuación de Shuey, donde se asume que la tendencia de las arcillas es $\sigma=1/3$, dando como resultado que la suma de A+B sea proporcional al cambio en la Relación de Poisson:

$$A+B=2.25\Delta\sigma.$$

La Relación de Poisson Escalado (RP) mostraría una respuesta negativa a la cima de los yacimientos de gas que significaría un decremento en σ y una respuesta positiva a la base que sería un incremento en σ

Velocidad de la onda P

$$V_p = \sqrt{(k^* + \frac{4}{3}\mu^*)/\rho}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu^*}{\rho}}$$

Donde V_p = velocidad de la onda P, V_s = velocidad de la onda S, ρ = densidad, k^* = módulo volumétrico, μ^* = módulo de rigidez

Figura que muestra las ecuaciones para el cálculo de las velocidades P y S.

Este atributo es calculado en base a la ecuación de Shuey (1985) donde:

La segunda combinación es derivado de la ecuación de Shuey:

$$R_p(\theta) = A + B\text{sen}^2\theta, \text{ donde:}$$

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \quad B = A \left[D - 2(1 + D) \frac{1 - 2\sigma}{1 - \sigma} + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \right]$$

$$D = \frac{\left(\frac{\Delta V_p}{V_p}\right)}{\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho}}, \quad \sigma = \frac{(\sigma_2 + \sigma_1)}{2} \quad \text{y} \quad \Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1$$

Si asumimos el entorno de la relación de Poisson $\sigma = \frac{1}{3}$, entonces;

$$B = A \left[D - 2(1 + D) \frac{1}{2} \right] + \frac{\Delta\sigma}{\left(\frac{2}{3}\right)^2} = 2.25\Delta\sigma - A$$

$$O: A + B = 2.25 \Delta\sigma$$

La suma A+B es proporcional al cambio en la relación de Poisson.

Por lo tanto, a partir de los volúmenes intercepto y gradiente se calcula una relación de Poisson escalada dada por A+B (intercepto+gradiente) y es importante resaltar que el valor de esta relación oscila entre 0.0 y 0.5, el más bajo se asocia a un sólido compacto (es decir sin porosidad) y el valor más alto se asocia a líquidos (Fig. 2.21).

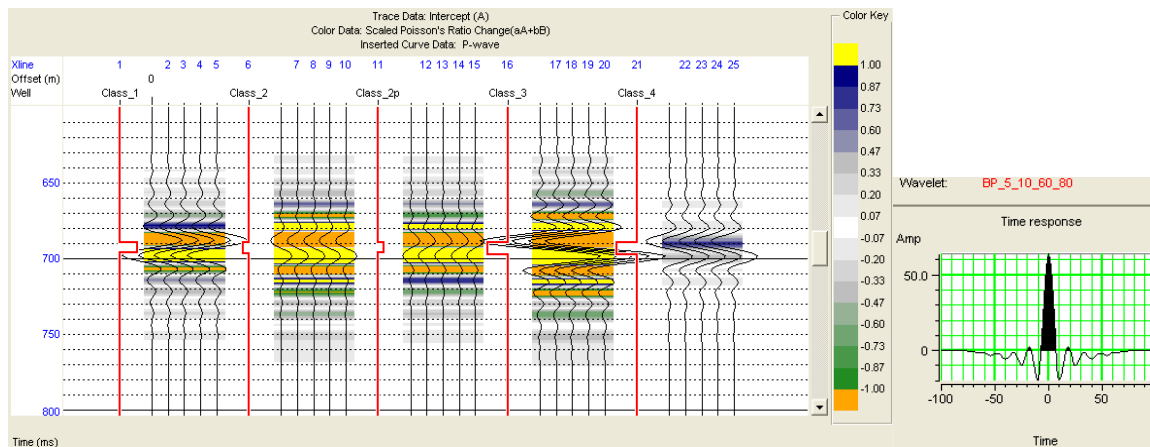


Fig. 2.21 Figura que muestra la respuesta del intercepto en wiggle y la relación de Poisson escalada en densidad variable.

Factor Fluido

Se basa en el concepto de Smith y Gildow para arenas con hidrocarburo; proviene del grafico cruzado de V_p vs V_s derivado de la ecuación de Castagna y predice una aproximación de lutitas y arenas invadidas a lo largo de la línea denominada "Mudrock". Por otro lado donde esta ecuación no se cumpla se infiere la presencia de arenas con potencial de contener hidrocarburo.

$$V_p = 1.16V_s + 1360 \frac{m}{s}$$

A partir de la cual se puede calcular la ecuación equivalente:

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

De tal forma que el atributo FF aplica cuando la ecuación de Castagna no es válida:

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

Para calcular los volúmenes de factor fluido se generaron dos volúmenes Rp y Rs a partir de los datos sísmicos utilizando la ecuación de Factor fluido reescrita por Fatti en términos de la reflectividad P y S (Fig. 2.22).

$$R(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s$$

$$\text{Donde } c_1 = 1 + \tan^2 \theta , \quad c_2 = -8\gamma \sin^2 \theta , \quad \gamma = \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2$$

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] , \quad R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

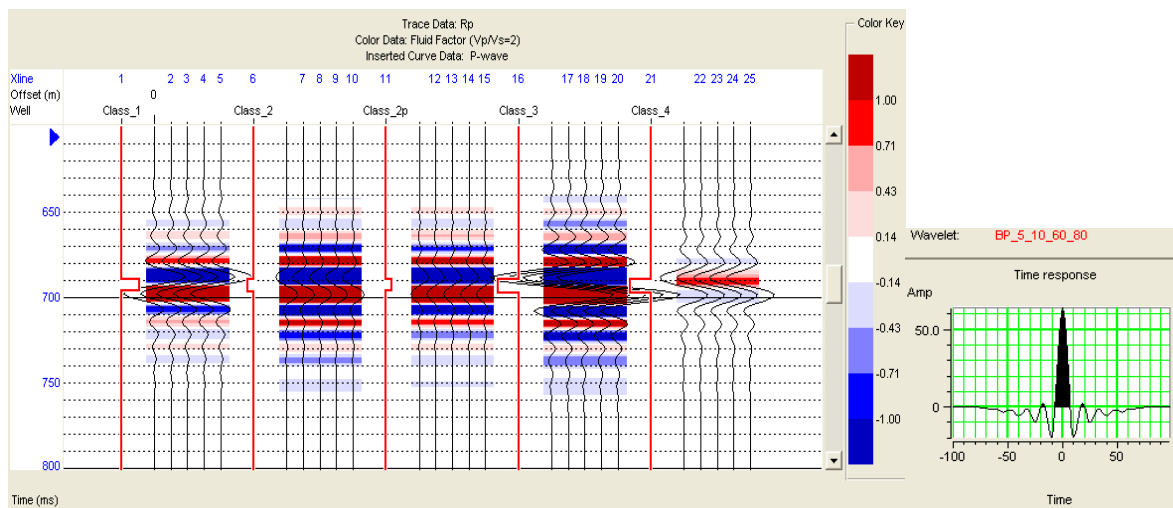


Fig. 2.22 Figura que muestra la respuesta de Rp (reflectividad P) en wiggle y el atributo FF en densidad variable.

En la siguiente figura (2.23) se muestra manera de resumen la respuesta típica esperada para yacimientos con anomalías clases II y III de los atributos mencionados anteriormente.

		I	G	I*G	FF	GI
Yacimiento clase III	Cima	-	-	+	-	
	Base	+	+	+	+	
Yacimiento clase II	Cima	+	-	-		+
	Base	+	+	+		+

Fig. 2.23 Se muestra la respuesta típica para la clasificación de yacimientos de AVO tipo 2 y 3 para el atributo I*G.

2.6. Metodología

La metodología comúnmente utilizada en estudios de variación de amplitud AVO se realiza en software especial el más frecuentemente utilizado es Hampson & Russell y consiste en (Fig. 2.27):



Fig. 2.27 mostrando la metodología convencional para el análisis de AVO

A partir de los gathers CMP acondicionados(1) se realiza el control de calidad (2) de la información que se encuentra en el dominio del offset a partir del cual se determina si es necesario aplicar una secuencia de limpieza del dato (Mute), se realiza un análisis de ruido remanente y de existir, se determinan los parámetros del filtro denominado Radón para su óptima eliminación y conseguir así una limpieza más fina del dato. Este control de calidad también incluye la revisión del correcto alineamiento de las trazas, en caso de no ser así y que realmente represente un problema para el cálculo de los atributos AVO, se debe solicitar la aplicación de la corrección dinámica para corregir su alineamiento.

Posteriormente se genera un supergather (3) con la finalidad de enfatizar la señal. Y se cargan las velocidades RMS al software para generar los subvolúmenes de gathers en ángulo (4), los cuales se calculan partiendo de las velocidades, las distancias fuente-receptor y los tiempos de incidencia normal mediante el cálculo del seno cuadrado de cada ángulo de incidencia para cada distancia fuente-receptor. Asimismo se define el ángulo de incidencia máximo a estudiar y se determinan los rangos óptimos de separación de ángulos para la generación y análisis de la información en apilados parciales (5).

Con esos productos y conociendo las amplitudes a estudiar, se analiza la variación de la amplitud respecto al ángulo, y se generan los atributos Intercepto, Gradiente, Reflectividad P y S, con los que se generan posteriormente los volúmenes de atributos finales de AVO: IxG, Relación de Poisson y Factor Fluido, mismos que se cargan en la aplicación de interpretación y se procede a analizar en forma vertical y horizontal la respuesta para cada oportunidad detectada de cada atributo de AVO y su concordancia entre ellos; efecto que de suceder nos dará la pauta para reducir la incertidumbre y riesgo en cada oportunidad exploratoria.

2.7.Productos

Los productos principales de los estudios especiales de AVO son los atributos de Apilados Cercanos, lejanos, Intercepto x Gradiente, Relación de Poisson y Factor Fluido. De igual forma se tiene los análisis de reflectividades tanto en mapa (para cada punto de la distribución de anomalías de amplitud), como en sección donde se analiza la amplitud para el horizonte de interés.

3. Aplicación del método AVO al área Tacotalpa

3.1.Antecedentes

3.1.1. Localización del área de estudio

El área Tacotalpa se localiza dentro de la provincia fisiográfica de la Planicie costera del Golfo Sur y al norte del frente de la Sierra de Chiapas.

Geológicamente está dividida de la cuenca de Macuspana por una pared arcillosa (anticlinal Amate-Barrancas) y de la de Huimanguillo y Comalcalco por la Discordancia Topen Níspero. Tectónicamente se encuentra dentro del Cinturón Plegado Reforma-Akal. El Cinturón Plegado consiste en una serie de estructuras anticlinales y sinclinales de rumbo NW-SE que resultaron de un evento compresivo del Mioceno Medio. Sobre este aparece una gran superficie de desacoplamiento (Falla Topen-Níspero), encima de la cual se encuentra un amplio Sistema Extensional Néogeno de rumbo perpendicular al cinturón plegado (Fig.3.1)

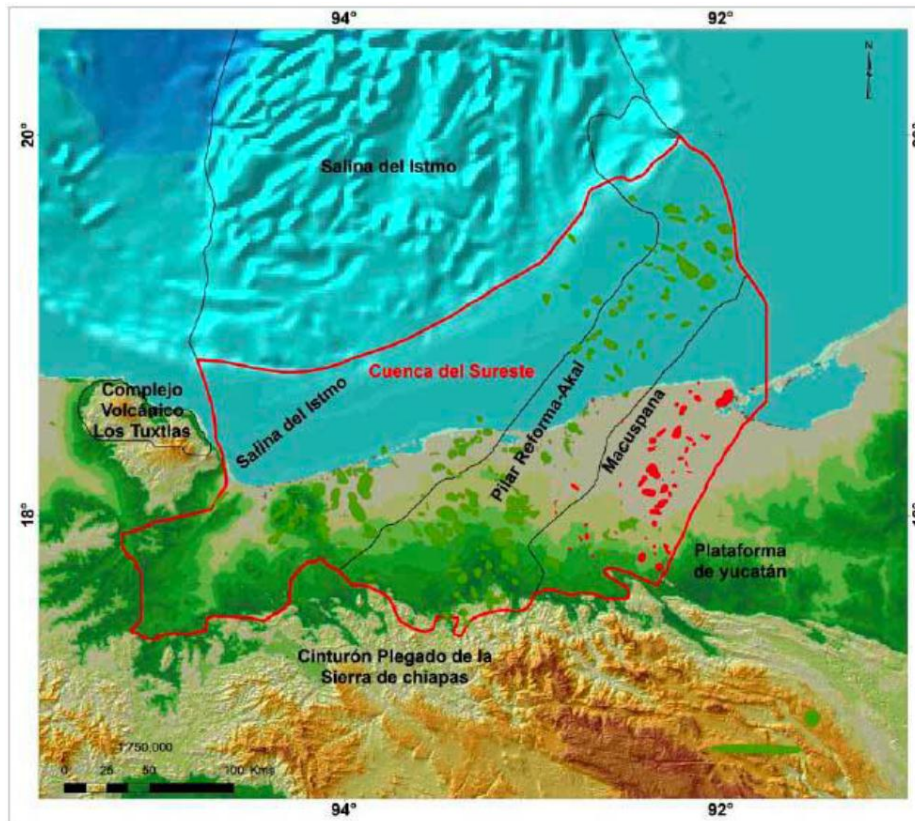


Fig. 3.1 Marco estructural donde se ubica el área de estudio: Tacotalpa

Geográficamente se ubica en los estados de Tabasco y Chiapas, específicamente dentro de los municipios de: Centro, Jalapa, Teapa y Tacotalpa para Tabasco, así mismo en el Estado de Chiapas, en los municipios de Reforma, Juárez y Pichucalco (Fig. 3.2).

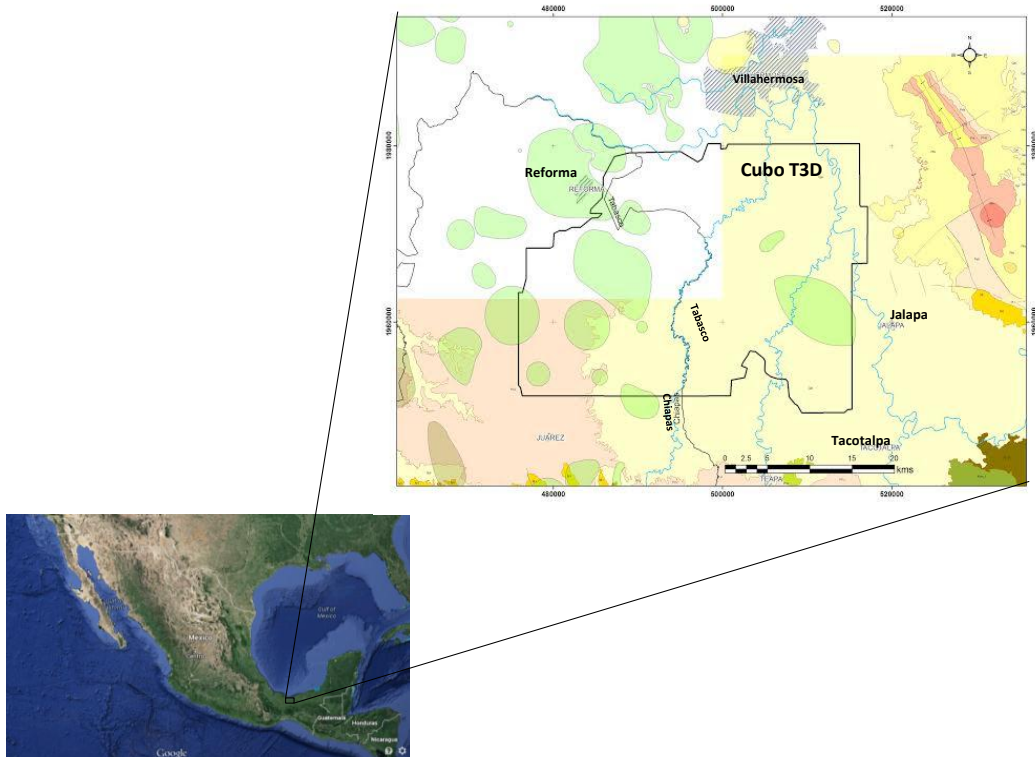


Fig. 3.2 Ubicación geográfica del área de estudio: Tacotalpa

3.1.2. Modelo geológico del área.

3.1.3.

El modelo sedimentario terciario de la sub-cuenca Tacotalpa, denominada así en este trabajo, se definió en base a dos análisis minuciosos, uno sismoestratigráfico (para el cual se mapearon 11 secuencias para el cubo T3D) y el otro bioestratigráfico (considerado de baja confiabilidad debido a que la fauna no permite datar edades quedando la columna terciaria como indeterminada hasta el eoceno).

Por lo tanto para el desarrollo de éste trabajo se dio más peso al análisis sismoestratigráfico mediante la correlación de las principales secuencias estratigráficas y en base al cual se postula que la sub-cuenca del área Tacotalpa es producto de dos etapas de hundimiento; para la primera (al oriente) se propone que las arcillas plásticas del Eoceno y Oligoceno fueron expulsadas para formar la pared arcillosa que divide el área de Tacotalpa con la de Macuspana. De las cuales, gran parte de estas arcillas por encontrarse en la parte más oriental (las correspondientes al occidente estaban expuestas y en proceso de erosión) reaccionaron debido a la carga de los sedimentos más antiguos de la sub-cuenca de Tacotalpa (Secuencias 11 a 8, Mioceno Superior); aunque se debe considerar que el crecimiento de la pared arcillosa ha sido constante y continua hasta la actualidad.

La segunda etapa, de índole más regional, se podría atribuir a una evacuación salina (probablemente hacia el norte), implicando un reacomodamiento por debajo de la discordancia absorbido por estructuras preexistentes en rocas Mesozoicas, creando espacio de depósito para las secuencias 7 a 1. La proporción en la que las evacuaciones Salina y/o arcillosa actuaron (velocidad y temporalidad) es difícil de acotar; por lo que se asume una influencia combinada.

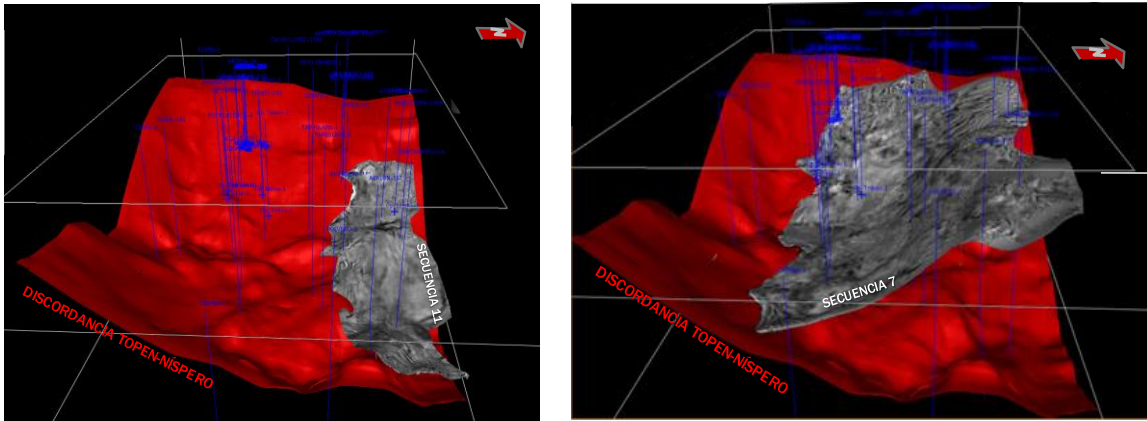


Fig. 3.3 (a) Figura que muestra la tendencia de la secuencia 7 que es la cima del Mioceno Superior, y (b) la secuencia 11 que es la secuencia más antigua mapeada en el área. Y en ambas figuras se muestra la posición de ambas secuencias respecto a la discordancia Topen Nispero y resaltando las etapas de hundimiento de la sub-cuenca.

Mioceno Medio-Tardío

Se postula que el primer depocentro de la cuenca se forma en el Mioceno Medio Tardío cuando el frente de la Sierra de Chiapas se extendía y afloraba hasta el área en estudio formando un homoclinal transpresivo alineado con el trend NW-SE que actualmente está exhumado en Sierra de Chiapas.

Este homoclinal constituyó la parte más al NW de un anticlinorio de dirección NW-SE, donde la mayor exhumación ocurre hacia su flanco NE (verificable en Sierra de Chiapas (afloramientos área Lomas Tristes) y en el subsuelo en el campo Ag) donde la discordancia Topen Nispero erosiona hasta las brechas del Eoceno y el Cretácico Inclusive. Hacia el flanco SW de este anticlinorio en la Sierra de Chiapas se observa poco levantamiento pudiendo depositarse y conservarse en rocas del Mioceno y Oligoceno (área Oxolotán, Amatán, Sabanilla, etc.). Esta condición se extiende hacia el NE en el área Tacotalpa justo donde la Discordancia Topen Nispero se vuelve cuasi concordante, conservando una dirección similar y evidenciando los límites del levantamiento del Mioceno Medio, por lo tanto para este depocentro se considera que únicamente se depositan las secuencias 11 a 8 y se datan de edad Mioceno Tardío, siendo la secuencia 8 la cima de esta edad (Fig. 3.4)

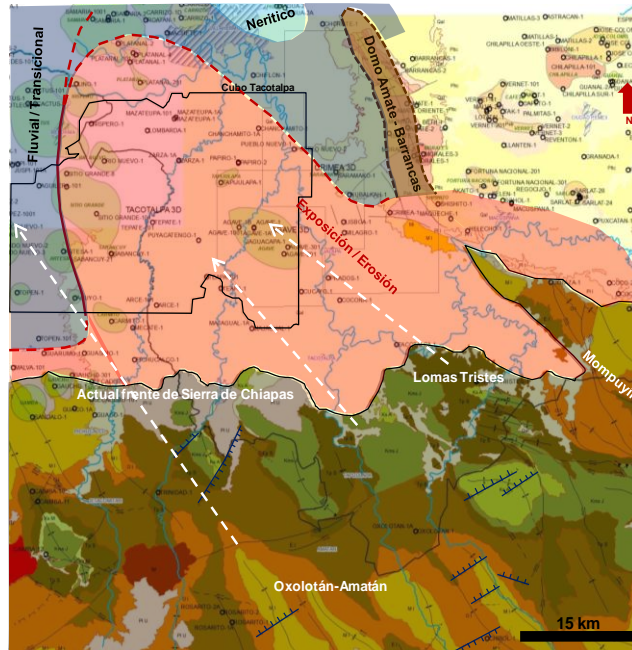


Fig. 3.4 Propuesta del Modelo Paleogeográfico para el Mioceno Medio. El área en rojo representa el frente de la Sierra de Chiapas que estaba siendo levantado y erosionado. En torno a este se depositan ambientes fluviales y transicionales.

Por lo tanto se propone que las secuencias 7 a 1 pertenecen a edad Plioceno temprano, donde se nota un cambio en la forma de la sub-cuenca, observando que la subsidencia es más regional, lo que ocasiona que la cuenca aumente de tamaño, y se extienda hacia el W y SW, para lo que también se piensa que la influencia de la pared salina quedo subordinada a una probable evacuación regional a nivel mesozoico.

El homoclinal que afloraba en Mioceno queda totalmente sepultado y es más profundo al NE por lo que los ambientes transicionales y fluviales que rodeaban el elemento aumentan su distribución formando una cuenca atrapada y debido a la rápida subsidencia y al intenso aporte de sedimentos se dio lugar a una sedimentación equilibrada y un ambiente de valle de incisión regional (Fig. 3.5)

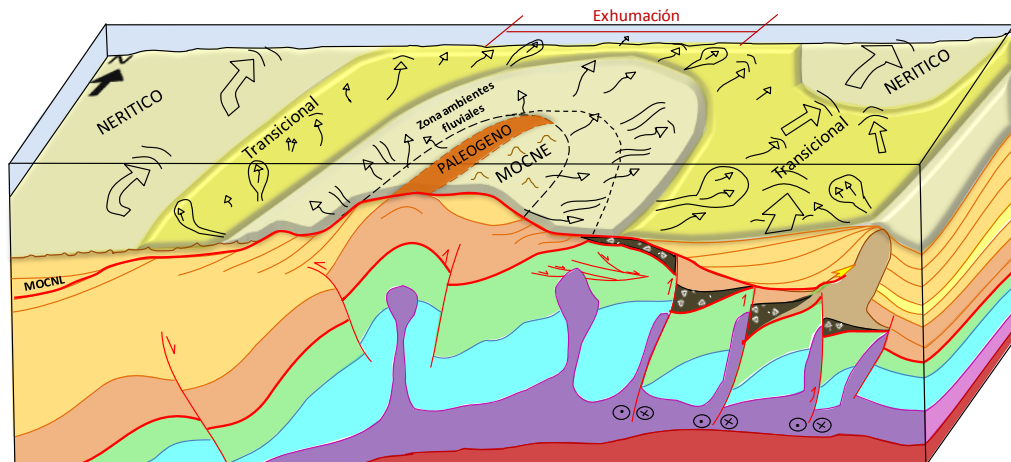


Fig. 3.5 Propuesta de Modelo Geológico del área Tacotalpa para el Mioceno Superior. Nótese los que el homoclinal exhumado y la pared arcillosa ascendente fungieron como elementos positivos por lo que la fuente de aporte en la sub-cuenca de Tacotalpa pudo venir no solo del sur. Se propone la formación de la primera etapa de la Cuenca de Tacotalpa (Secuencias 11 a 8).

Plioceno

Con base en las consideraciones anteriormente descritas, se asume para este trabajo, por posición estratigráfica que la cima de la secuencia 8 sería la base del Plioceno Temprano, resaltando que a partir de esta edad, se nota un cambio en la forma de la sub-cuenca ya que el depocentro para el Mioceno, se ubicaba al NE del cubo y migra hacia el SW (Fig. 3.6); además se observa que la subsidencia es más regional haciendo que la cuenca aumente su tamaño y se extienda más hacia el W y SW. Probablemente para que esto ocurriera, la influencia de la pared salina quedó subordinada a una probable evacuación salina regional a niveles Mesozoicos (Fig. 3.7)

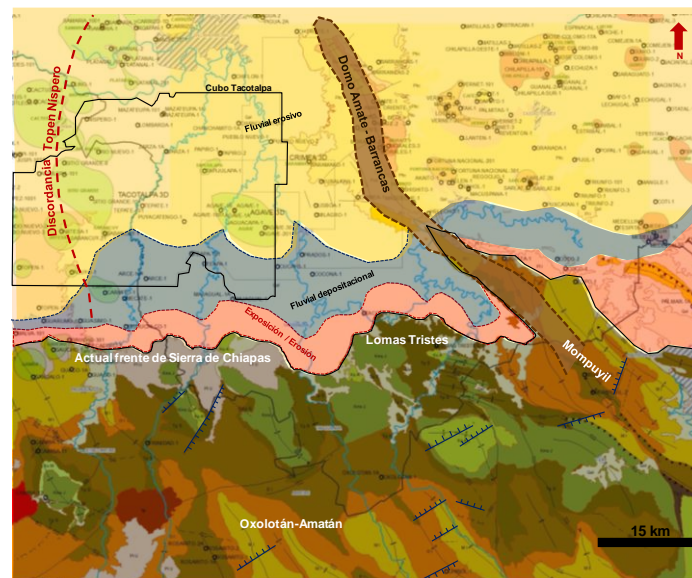


Fig. 3.6 Propuesta de Modelo Paleogeográfico para el Plioceno. El frente de sierra retrocede aún más y quedando cerca del frente actual. Se proponen solo ambientes fluviales que probablemente sean depositacionales al sur del cubo (Secuencias 2, 3 y 4) y erosionales al norte.

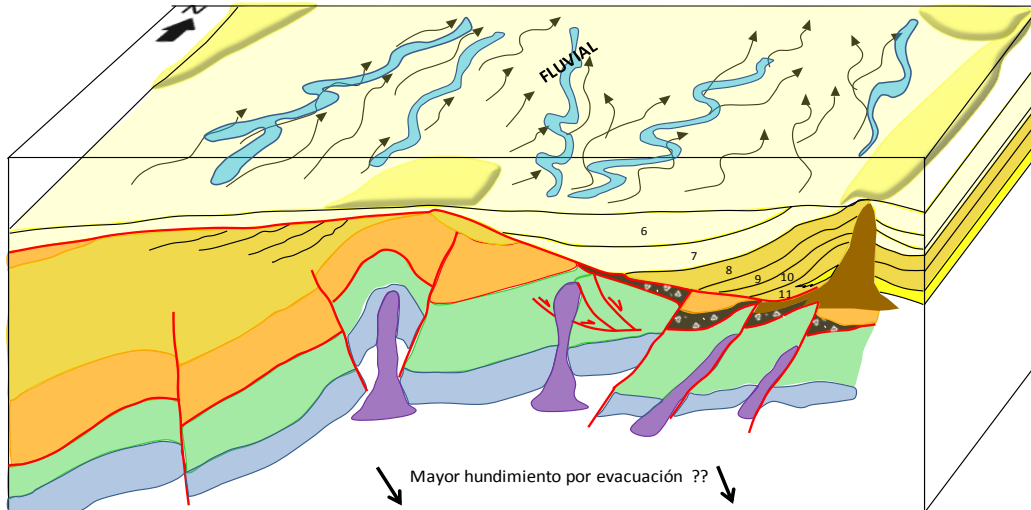


Fig. 3.7 Propuesta de Modelo Geológico del área de Tacotalpa para el Plioceno. Se sugiere que el homoclinal ha subsido lo suficiente para que en toda el área se instauran ambientes fluviales. Se sugiere el depósito de las secuencias con mayor distribución (Secuencias 6 y 7).

3.1.4. Antecedentes de Producción

La sub-cuenca Tacotalpa, en sus facies terrígenas es productora de aceite ligero, en el play Plioceno Inferior, comprobada por el campo AT descubierto en 1979 con el pozo A-35, el cual alcanzó la profundidad de 4100m cuyo objetivo Cretácico Medio quedó como invadido por registros, resultando productor en el intervalo 2057-2070m en las arenas del Plioceno, con una producción inicial de aceite de 609 bpd, de gas 1.03 mmpcd, RGA: 311 m³/m³, densidad: 34.6°API, PTP: 211.78 kg/cm², Estrangulador: 3/8".

Sin embargo, fue hasta el año 2012 que se inició el desarrollo del campo con objetivos terciarios con la perforación de los pozos:

- A-354 a una profundidad de 2321m, resultando productor en el intervalo 2086-2115m, con una producción inicial de aceite de 861 bpd, de gas 0.73 mmpcd, RGA: 151 m³/m³, densidad: 31°API, PTP: 569 kg/cm², Estrangulador: 3/8".
- A-358 a una profundidad de 2150m, resultando productor en el intervalo 2060-2080m, con una producción inicial de aceite de 604 bpd, de gas 0.40 mmpcd, RGA: 118 m³/m³, densidad: 29°API, PTP: 441 kg/cm², Estrangulador: 3/8".
- A-359 a una profundidad de 2150m, resultando productor en el intervalo 2135-2145m, con una producción inicial de aceite de 831 bpd, de gas 0.40 mmpcd, RGA: 81 m³/m³, densidad: 31°API, PTP: 384 kg/cm², Estrangulador: 7/16".

El campo AT tiene un área de 3.1 km² y actualmente cuenta con 13 pozos perforados, de los cuales están activos 7 de ellos, el campo alcanzó su producción diaria máxima en 2013 con 5,724 bpd de aceite y 4 mmpc. de gas, presentando un contacto de agua actual de 2046 mvbnm. Tiene una producción acumulada de aceite de 4.61 mmb. y 5.48 mmpc.

de gas, con una reserva original de 4.906 MMbpce y una reserva remanente de 1.1 MMbpce al 1 de enero de 2013.

3.1.5. Antecedentes Geofísicos

El cubo T3D, fue adquirido por la compañía COMESA en el año 2011, tiene un área de 1000 Km², la versión sísmica utilizada es una migración en tiempo antes de apilar (PSTM), con adecuación de gathers, procesado por la compañía GEOPROCESADOS en el 2013 (Figura 3.8 y Tabla 3.1).

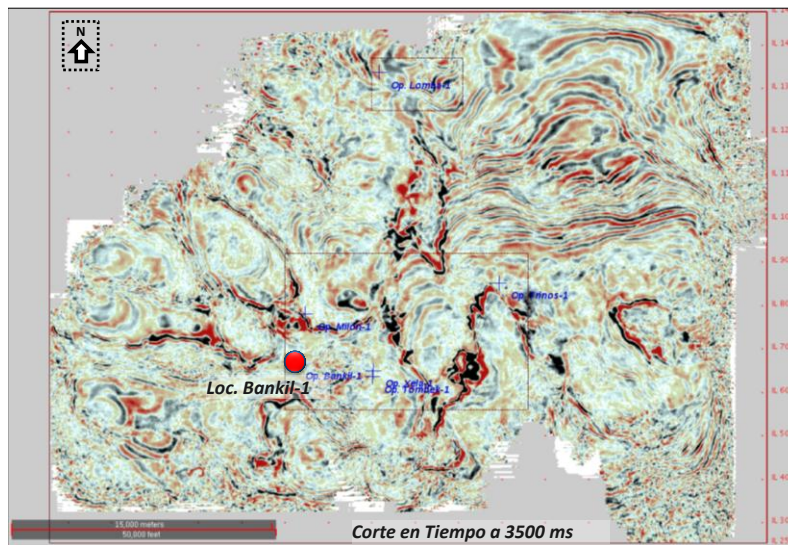


Fig. 3.8 Corte en tiempo de la sísmica PSTM del cubo T3D.

PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN TACOTALPA 3D	
TÉCNICA DE LEVANTAMIENTO	Orthogonal
TAMAÑO DEL BIN (INLINE - CROSS LINE) (m)	25 X 25
APILAMIENTO NOMINAL (trazas)	100
TIEMPO DE GRABACIÓN (s)	10
MÁXIMO OFFSET MÁXIMO (m)	8450
MÁXIMO OFFSET MÍNIMO (m)	013
FECHA DE PROCESO	2013
VERSIÓN DE PROCESO CALIFICADO	Prestack Time Migration

Tabla 3.1 Parámetros principales de adquisición del cubo sísmico T3D.

La información sísmica del cubo T3D, se adquirió con un arreglo lineal de 6 geófonos, con 240 canales activos por línea, con 20 líneas por fuente, haciendo un total aproximado de 4800 canales activos por punto de tiro ó vibro. La longitud de grabación del SEG-D es de 12.002 [s] por cada punto de tiro (PT) y por punto vibrado (PV), haciendo un total de 17, 010 PT's y 1800 PV's, con apilamiento teórico de 100.

Obteniendo un mapa de geometría final (Fig. 3.9) cobertura total (Fig.3.10) y otro de distribución de Azimuth (Fig. y Offset (Fig. 3.11):

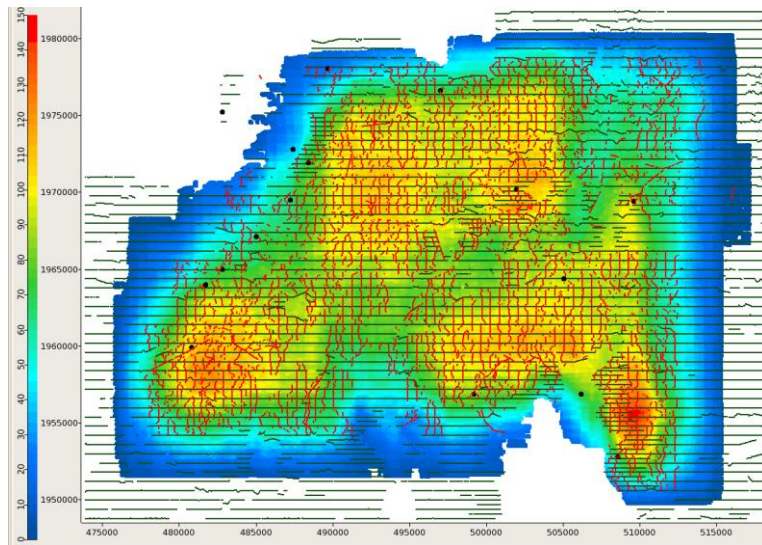


Fig. 3.9 Mapa de geometría con fuentes (rojo) y receptoras (verdes) del cubo T3D.

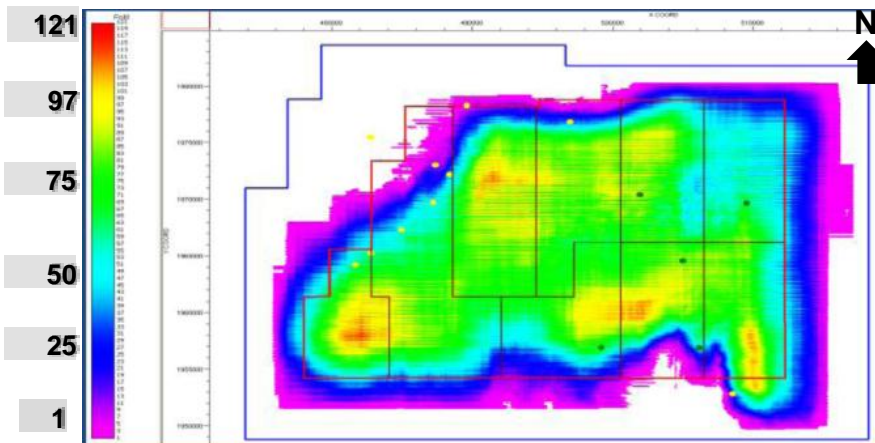


Fig. 3.10 Apilamiento Full-Fold Posplot

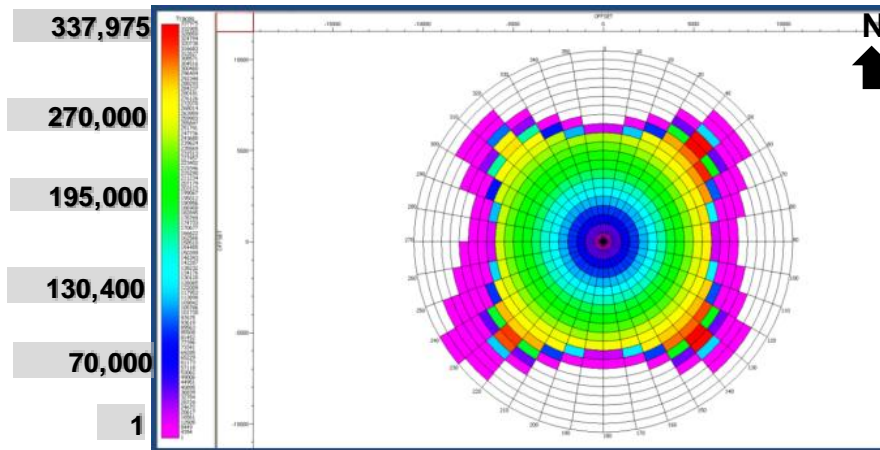


Fig. 3.11 Distribución de Offset vs Azimut Posplot

En cuanto a la sísmica, se analizó la calidad de la información y la frecuencia y resolución en la zona de interés, las cuales se muestran a continuación (Fig. 3.12):

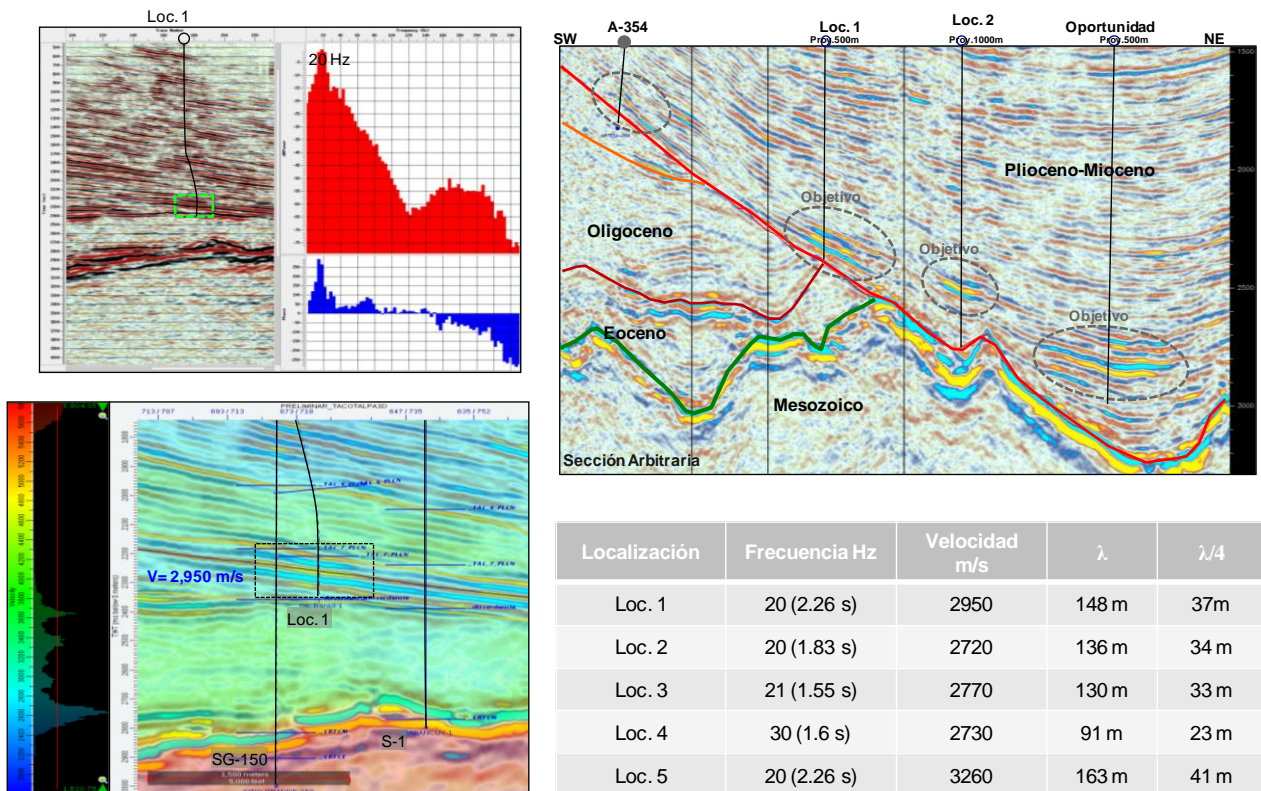


Fig. 3.12 Análisis espectral de la sísmica, así como el cálculo de resolución para cada zona de interés.

3.2. Desarrollo del trabajo.

3.2.1. Caso de estudio

Para éste estudio en la sub-cuenca Tacotalpa, se comenzó con el análisis de la respuesta tanto geológica como geofísica del yacimiento a las arenas productoras en el campo AT, para lo cual se procedió a hacer los sismogramas sintéticos de los 5 pozos productores con que se contaban hasta ese momento, comenzando con el pozo A-354, con el cual se determinó la firma sísmica a partir de la cual se mapeó el reflector correspondiente al yacimiento y se propagó por todo el cubo, con la finalidad de detectar zonas con posibilidades de contener hidrocarburo como el que se encuentra en las trampas de artesa.

3.2.1.1. Sísmica PSTM

3.2.1.1.1. Sismogramas sintéticos (pozos de control)

Con la información sísmica preapilada en tiempo y a partir del análisis de la información disponible de pozos tanto de curvas, cimas geológicas y VSP, se escogieron 30 pozos en el área de estudio, de los cuales 23 cuentan con adecuado registro sónico y en su mayoría cuentan con cimas geológicas validadas al menos para realizar el amarre sísmica-pozo confiable de la discordancia Topen Nispero, la cima del Eoceno y la Cima de Carbonatos. En cuanto a los VSPs se contó con 4 VPS, 3 tablas de Determinación de velocidades (la mayoría de los pozos son antiguos), y con ésta información se procedió a realizar los sismogramas sintéticos del área (Fig. 3.14), dando mayor peso a los amarres de los pozos recientes (campo AT) por contar con información de reciente adquisición y set completo de curvas.

A partir del cálculo de los coeficientes de reflexión y sus respectivos contrastes de impedancias, de las tzs generadas de los pozos del campo AT se definió la cima y base del yacimiento para cada uno de los pozos del campo productor, obteniendo que el yacimiento responde a bajas impedancias, y bajas frecuencias y que de hecho la cima del yacimiento corresponde con un valle (C.R. negativo), mientras que para la base se tiene una cresta (reflector positivo), como se puede apreciar en la fig. 3.13 del pozo A-354. Esto permitió la identificación de la firma sísmica del yacimiento terciario.

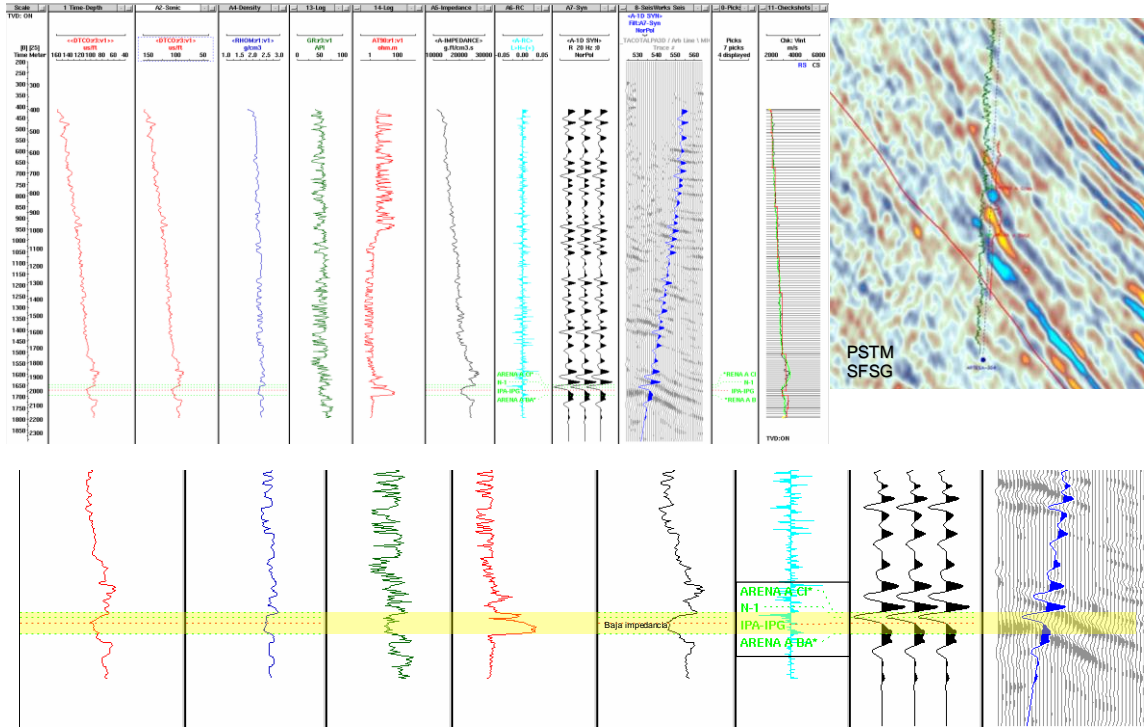
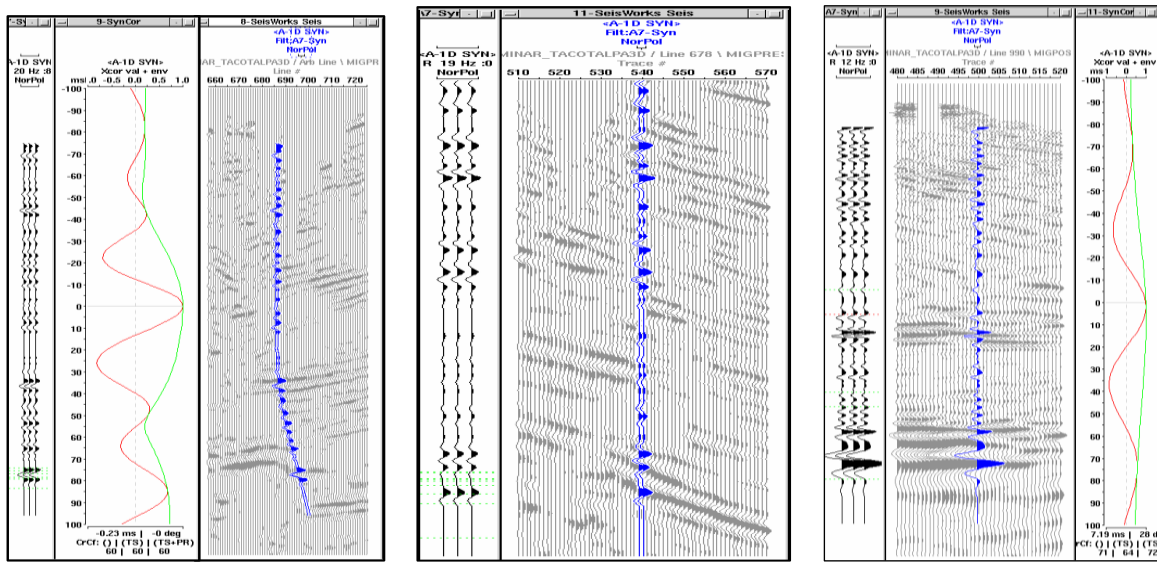


Fig. 3.13 Sismograma sintético que muestra las arenas productoras en el pozo A-354 que responden a bajas impedancias para la cima del yacimiento.



(a)

(b)

(c)

Fig. 3.14 Imágenes de 3 sismogramas sintéticos realizados para el área de estudio (a) A-352, (b) A-351 y (c) SG-1

3.2.1.1.2. Interpretación sísmica regional y en detalle (anomalías sísmicas)

En cuanto a la construcción del modelo estructural semi-regional del área se interpretó la discordancia Topen Nispero, como una superficie donde se observan cambios de echado, acuñamientos (carbonatos contra la discordancia), y diversas facies sísmicas caracterizadas por top laps, onlaps y downlaps.

De la misma forma se mapeo la cima de carbonatos tomando como característica principal el fuerte contraste de impedancias que lo caracteriza. Adicionalmente para el establecimiento del marco estructural semiregional se mapeo la cima del Eoceno, el cual es un reflector relativamente fácil de identificar por su respuesta sísmica característica de zonas con dispersión por la presencia de lutitas, y finalmente de forma muy general se mapeo también el horizonte del Oligoceno, y Mioceno por debajo de la falla Topen Nispero, éstos últimos sobretudo en la parte SW del cubo ya que hacia esa área es donde éstos sedimentos se aculan contra la misma, y hacia la parte central y NE fueron erosionados y donde se puede observar el contacto directo entre sedimentos del neógeno, inclusive en algunas áreas en contacto directo facies carbonatadas con el terciario del mioceno superior y plioceno.

A continuación se muestran imágenes del marco geológico interpretado en dos secciones sísmicas que muestran el comportamiento de la columna terciaria, neógeno y mesozoica, aunque evidentemente nos enfocamos principalmente en los sedimentos por encima de la discordancia regional (Fig. 3.15 y 3.16).

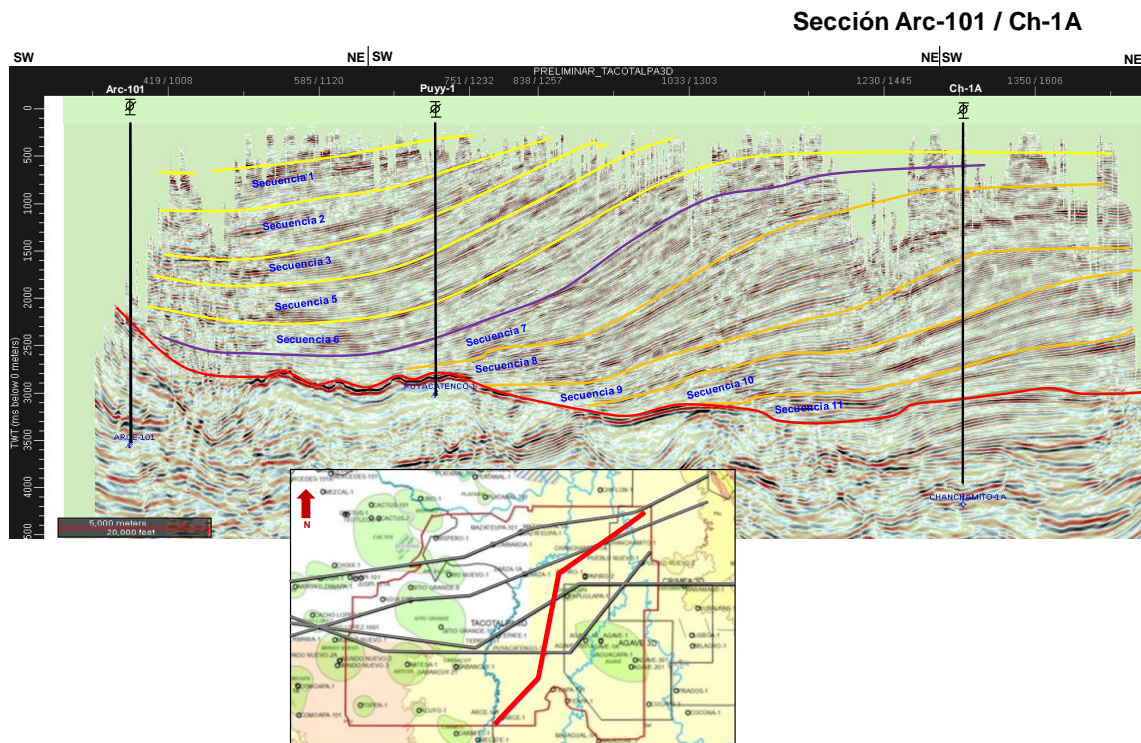


Fig. 3.15 Sección sísmica con dirección SW-NE que muestra que los depósitos por encima de la discordancia son más antiguos hacia el NE y más recientes hacia el SW. En esta sección se pueden apreciar todas las etapas de sedimentación de la cuenca.

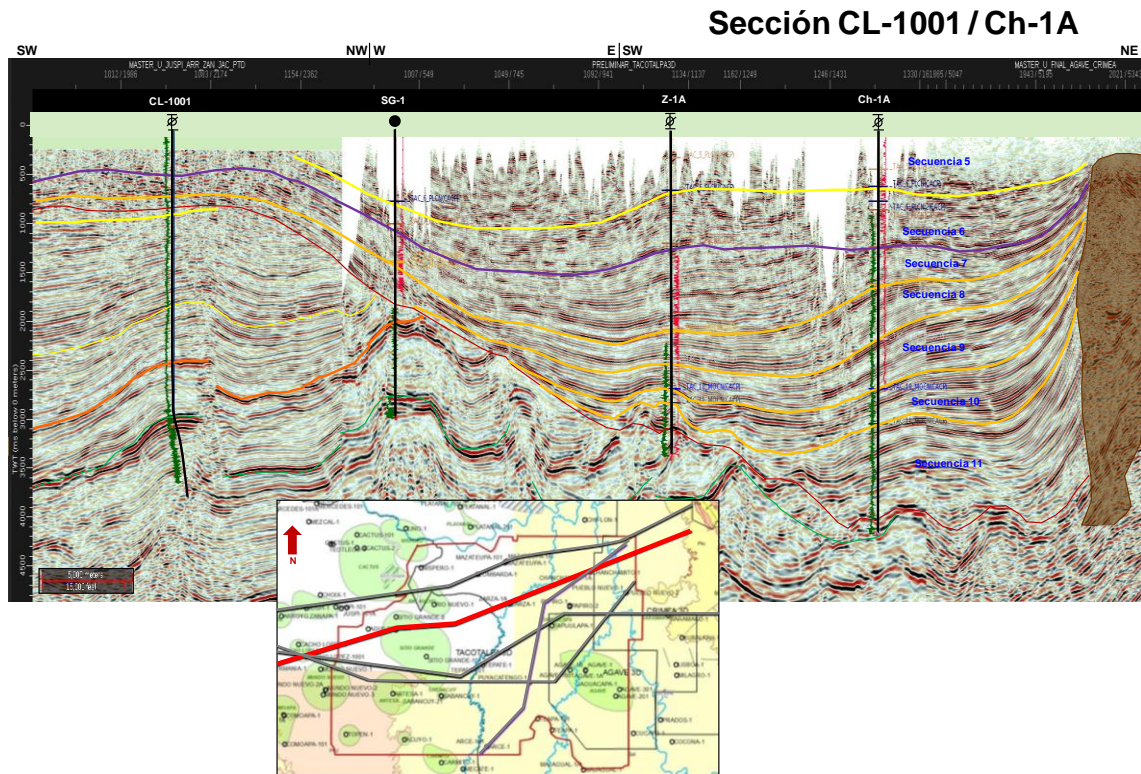


Fig. 3.16 Línea con dirección NE-SW. Se observa una mayor intensidad en la deformación por debajo de la discordancia, con algunas secuencias hacia el occidente que tienden a hacerse concordantes, es decir la discordancia es más intensa hacia el oriente que hacia el poniente.

Una vez establecido el marco estructural principal, nos enfocamos en conocer la respuesta sísmica areal del campo productor, su respuesta a los atributos en sísmica apilada PSTM y posteriormente intentar correlacionarlo como amplitud por todo el cubo, teniendo en mente que las arenas no suelen ser “sábanas” de grandes extensiones, sin embargo para efectos de identificar o extrapolar la respuesta del yacimiento se procedió a generar el mapeo de ese horizonte (Figs. 3.17 y 3.18), a través del cual se identificaron varias anomalías interesantes y con posibilidades de contener las mismas propiedades petrofísicas que las del campo análogo, por lo cual se procedió a mapear dichas anomalías respetando la firma sísmica identificada (cima en un máximo negativo) y acotando el horizonte únicamente a su posible extensión únicamente, solo en caso de que existir algún pozo cercano, se extendió la interpretación hasta el mismo con la finalidad de calibrar posteriormente la respuesta del pozo con la respuesta sísmica obtenida.

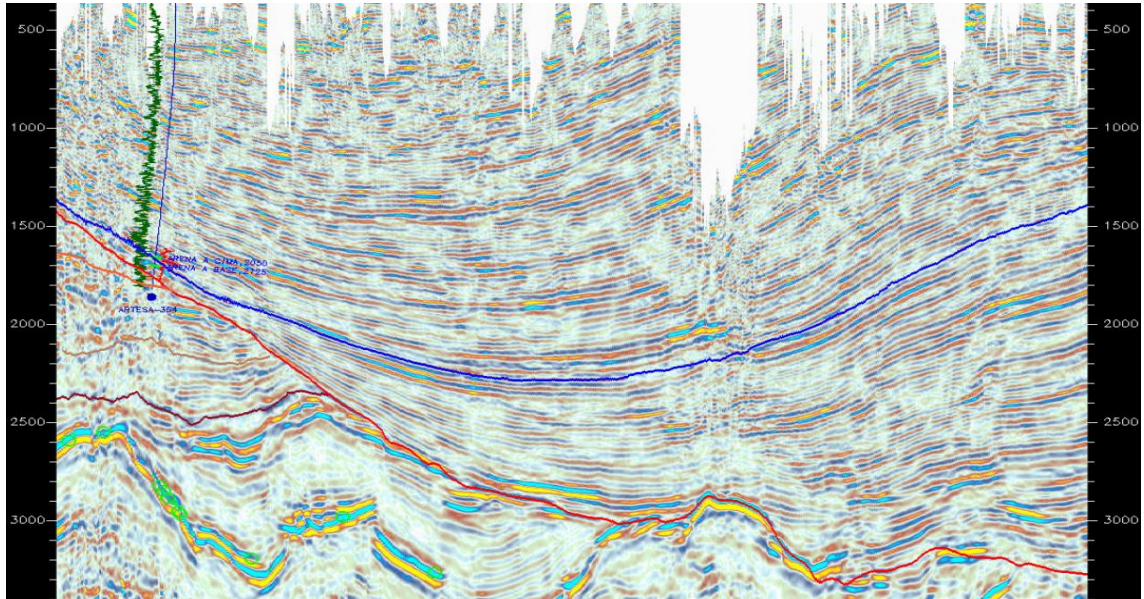


Fig. 3.17 Sección sísmica mostrando el “amarre” de las arenas productoras y el horizonte de correlación principal. De igual forma se puede observar el mapeo de la discordancia Topén Níspero contra la cual se acuñan las arenas.

Configuración en tiempo

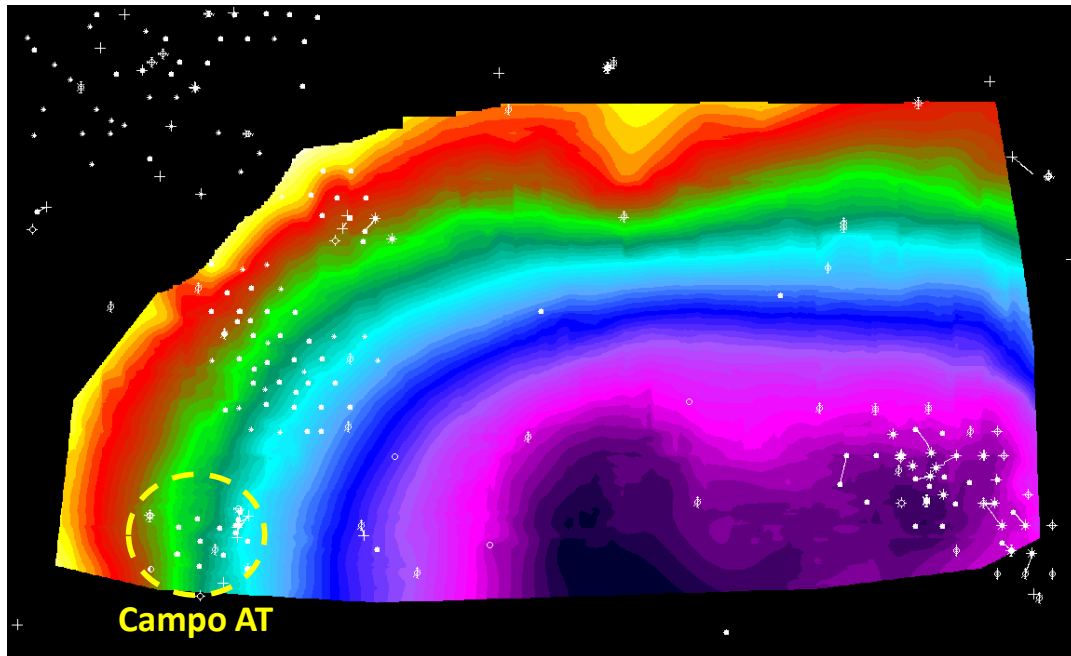


Fig. 3.18 Configuración en tiempo del horizonte principal asociado a las arenas productoras.

3.2.1.1.3. Conversión a profundidad

Para realizar la conversión a profundidad del área y generar tanto los mapas en profundidad, los contornos y las columnas geológicas de las oportunidades, se trabajó con

23 curvas tiempo profundidad. Se construyó un modelo estructural con 13 horizontes entre los que se encuentran las 11 secuencias mapeadas, la discordancia y la cima de los carbonatos, se tomaron en consideración para el amarre las cimas validadas de 7 pozos, y adicionalmente se usó el modelo e velocidades RMS de la PSTM. Con todos estos insumos se generó el modelo de velocidades, al cual se le hicieron los pertinentes controles de calidad en cada etapa del proceso (Fig. 3.19).

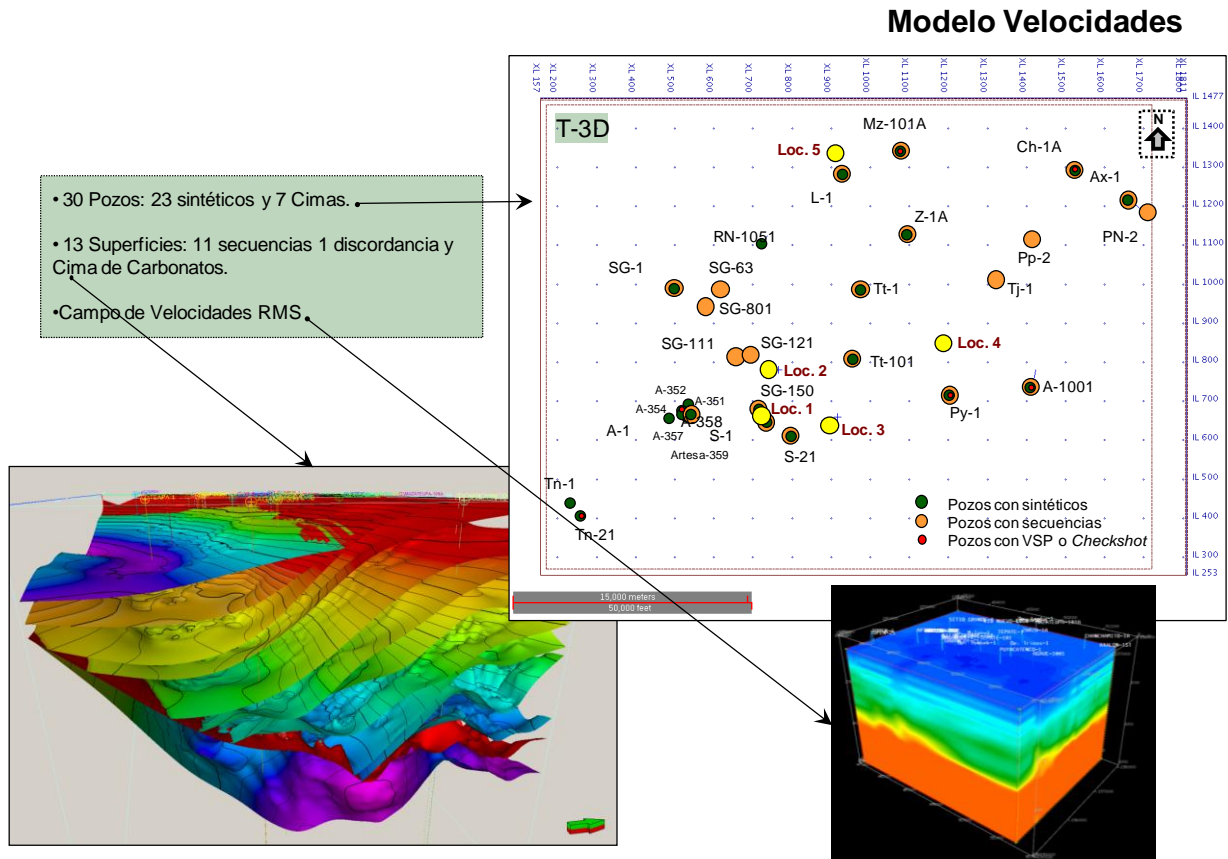


Fig. 3.19 Información incluida en el modelo de velocidades del área Tacotalpa.

3.2.1.1.4. Extracción de atributos al volumen PSTM (RMS, Sweetness, Envolverte de la amplitud, Coseno de la fase)

Al horizonte principal (asociado a las arenas productoras) se le extrajeron un total de 5 atributos en sísmica PSTM SFSG (Fig. 3.20), los cuales se escogieron en base al tipo de litología y modelo sedimentario esperado, de los cuales se muestran dos a continuación, y a partir de los cuales, se asocia la respuesta en el campo con la respuesta obtenida en los atributos de sísmica apilada y se establecen posibles áreas para desarrollar los análisis detallados de AVO.

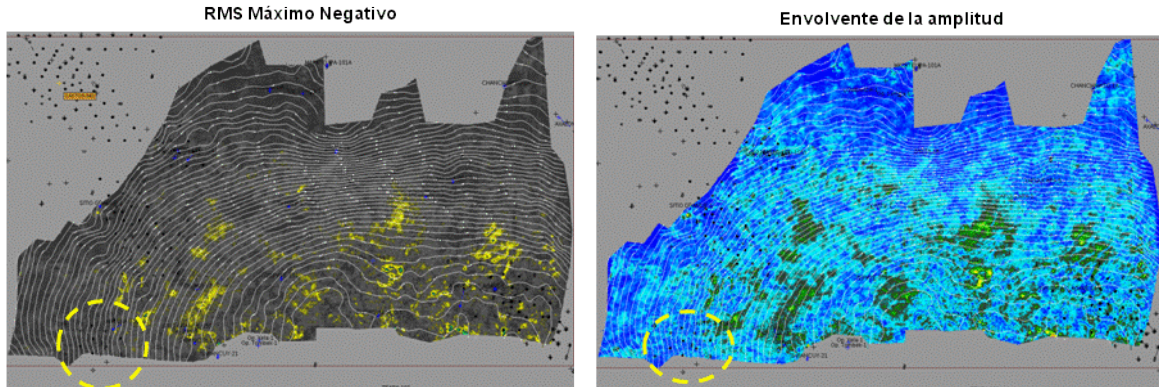


Fig. 3.20 Extracción de atributos al horizonte mapeado a partir de las arenas productoras en el campo AT generados en sísmica PSTM.

A cada anomalía sísmica identificada en el cubo y rigurosamente mapeada se le extrajo un set de atributos PSTM (Máxima amplitud negativa RMS, Envolvente de la amplitud, Coseno de la Fase, Sweetnes y Frecuencia instantánea) con la finalidad de determinar la respuesta de cada uno de ellos, la similitud o no entre los atributos, la conformancia estructural en tiempo y así ir descartando las anomalías que no cumplieran la respuesta validada. De igual forma se estableció la respuesta del atributo en la zona del pozo y asociarlo a la litología cortada por el mismo.

3.2.1.2. Gathers acondicionados

Hasta el momento se identificaron y analizaron anomalías de interés con sísmica PSTM, y atributos generados en la misma, sin embargo, existen técnicas de procesamientos especiales que estudian más allá de la simple respuesta de amplitud, y es por ello que se ha establecido una metodología que permite restringir un poco más el análisis de oportunidades de ambientes terrígenos con las técnicas de AVO (amplitud versus offset), AVA, (amplitud versus ángulo) e Inversión sísmica.

3.2.1.2.1. Análisis y acondicionamiento de la información sísmica

Gather sintético

Para el caso de las oportunidades que se trabajaron, se realizó un análisis detallado de AVO, tanto vertical como lateralmente, por ello, a partir de la identificación de la firma sísmica, es necesario conocer la respuesta del yacimiento puntual en los pozos productores, por tanto el análisis de AVO comenzó con la generación del gather sintético en el pozo de control que en este caso es el pozo A-354 (Fig.3.21), productor de aceite y gas, el cual se generó a partir de las curvas el registro sónico bipolar y de densidad, a las

que se les aplica la ecuación de Zoeppritz, y se obtiene la respuesta de la reflectividad que analizándola tanto para la cima como para la base del yacimiento se observa un incremento de la amplitud conforme aumenta el ángulo, de tal forma que para el yacimiento se establece una respuesta de anomalía AVO tipo III apoyado adicionalmente en que presenta contrastes menores de impedancia con respecto a la del medio encajonante.

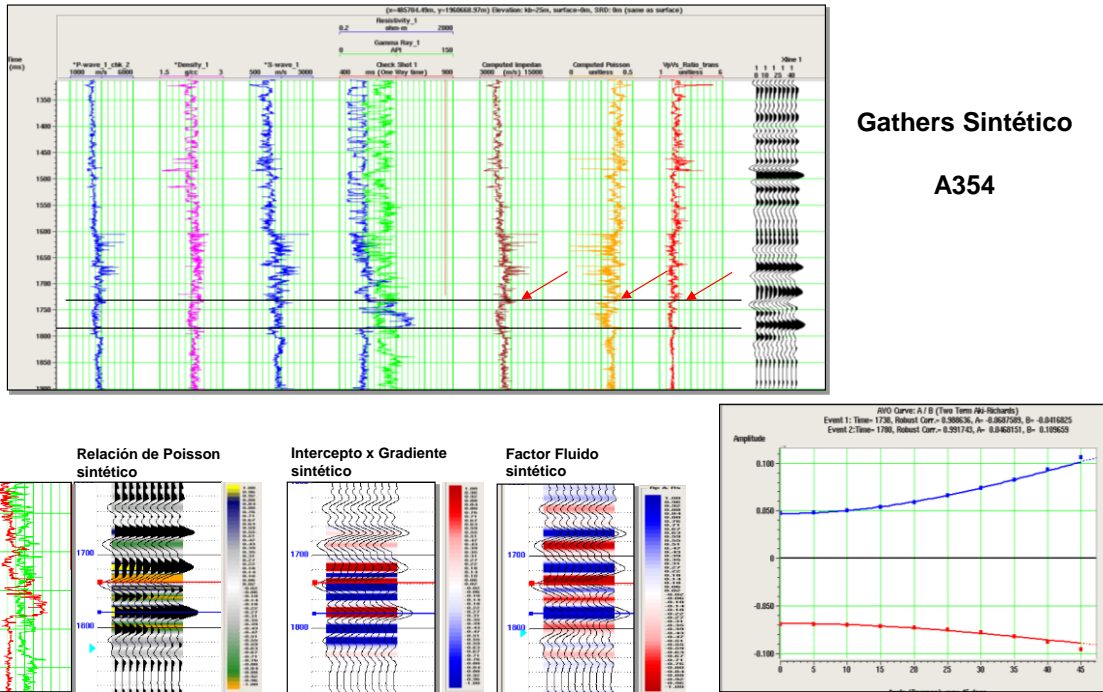


Fig. 3.21 Gahter sintético del pozo A-354.

Otro análisis proveniente del gather sintético se obtiene a partir de la generación de los gráficos cruzados de Impedancia P y la relación V_p/V_s , así como el grafico Impedancia P y Relación de Poisson, en cuyas gráficas (Fig. 3.22) se observa que la respuesta del yacimiento corresponde a bajos valores de Impedancia P y valores bajos de V_p/V_s y Relación de Poisson, de este último se puede aplicar en una forma indirecta con la Relación de Poisson escalada de Hampson Russell.

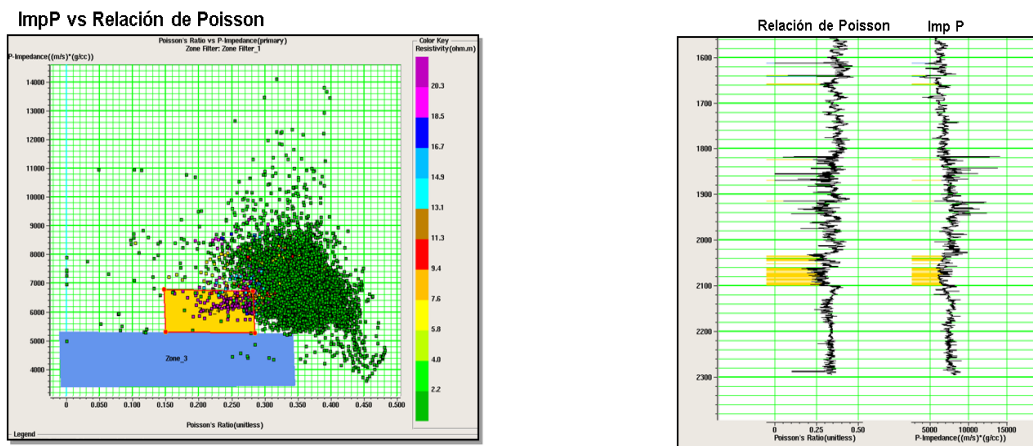


Fig. 3.22 Grafico cruzado de Impedancia P y Relación de Poisson.

Gather sísmico

Para el análisis AVO de la información sísmica, lo primero que se realizó fue el acondicionamiento de los gathers del cubo sísmico, comenzando con una secuencia de limpieza para lo que se aplicó inicialmente un Mute, posteriormente se generó un super gathers para enfatizar la señal y finalmente se aplicó un filtro Radón para remover el ruido remanente y terminar de alinear el gather, cabe mencionar que se efectuaron varias pruebas de Radón, con la finalidad de no comprometer la señal, y una vez determinado el filtro correcto, se generó la conversión de los gathers de offset a ángulo quedando los datos listos para el análisis y generación de atributos AVO (fig. 3.23).

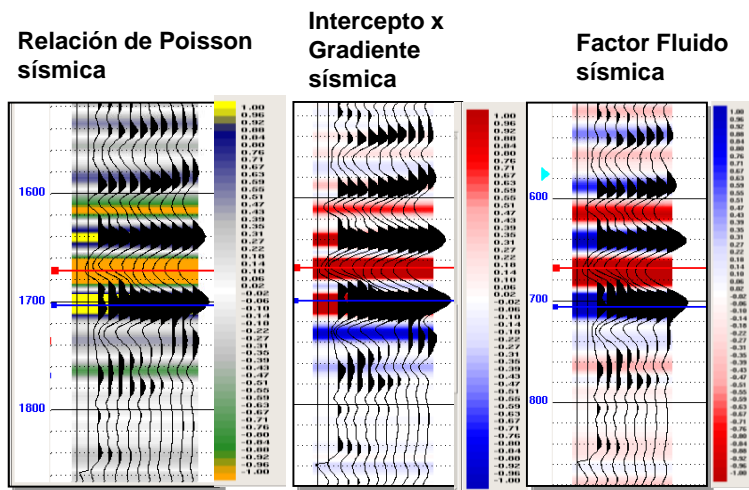


Fig. 3.23 Atributos AVO generados con los gathers sísmicos acondicionados

Comparación gather sintético y sísmico.

Una vez generado y analizado el gather sintético a partir del registro de pozo, es necesario compararlo el gather de los datos sísmicos, y verificar si ambos responden de la misma forma en cuanto al comportamiento de la amplitud, cuya respuesta para ambos casos es que la amplitud se incrementa con el ángulo (Fig. 3.24).

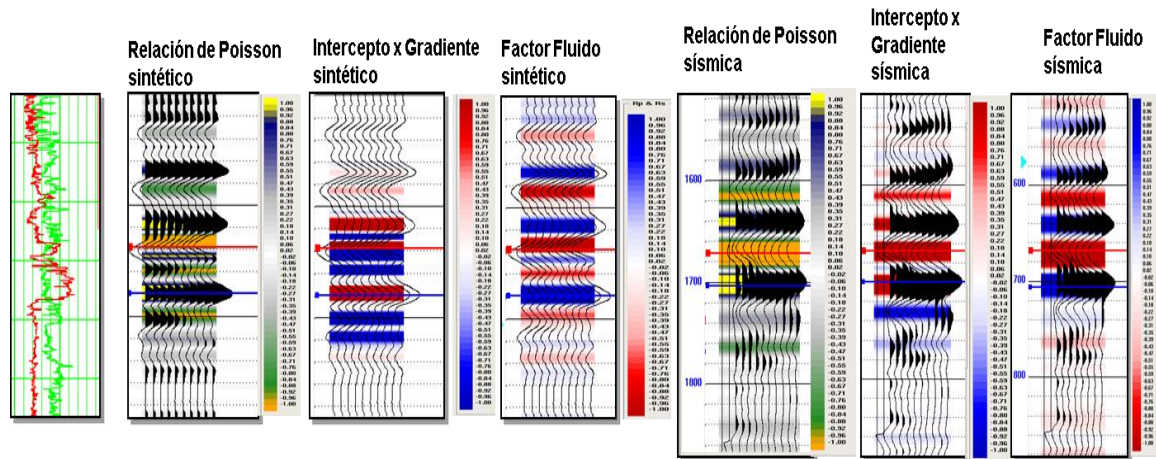


Fig. 3.24 Gather sintético (pozo) y de la sísmica con atributos AVO

3.2.1.2.2. Generación y calibración de atributos AVO

A partir de la coincidencia del gather de la sísmica y del sintético se generan los atributos de AVO: Relación de Poisson, Factor Fluido e Intercepto x Gradiente y se comparan, analizando la concordancia entre ambos atributos de AVO, las cuales para este caso de estudio si están respondiendo favorablemente, las cimas con valores de amplitud negativas para Factor Fluido y Relación de Poisson y cima positiva para Intercepto x Gradiente.

Con base en el resultado obtenido se generaron los volúmenes de apilados parciales y de atributos de AVO, a partir de los cuales se generó una sección sísmica que incluyó pozos con presencia de hidrocarburos (A-354 y 35 [aceite remanente]) corroborando que las respuestas de AVO y atributos se mantienen.

En la misma sección también se analizaron las respuestas de los gathers y de los volúmenes para las arenas invadidas en la parte superior del yacimiento, concluyendo que no tienen respuesta de AVO ni cambio de amplitudes en el resto de los atributos; mientras que dentro el yacimiento si muestran variación de amplitud en todos los atributos. Como complemento se analizaron puntualmente las reflectividades de otros pozos del campo Artesa observando el mismo comportamiento (Fig. 3.25).

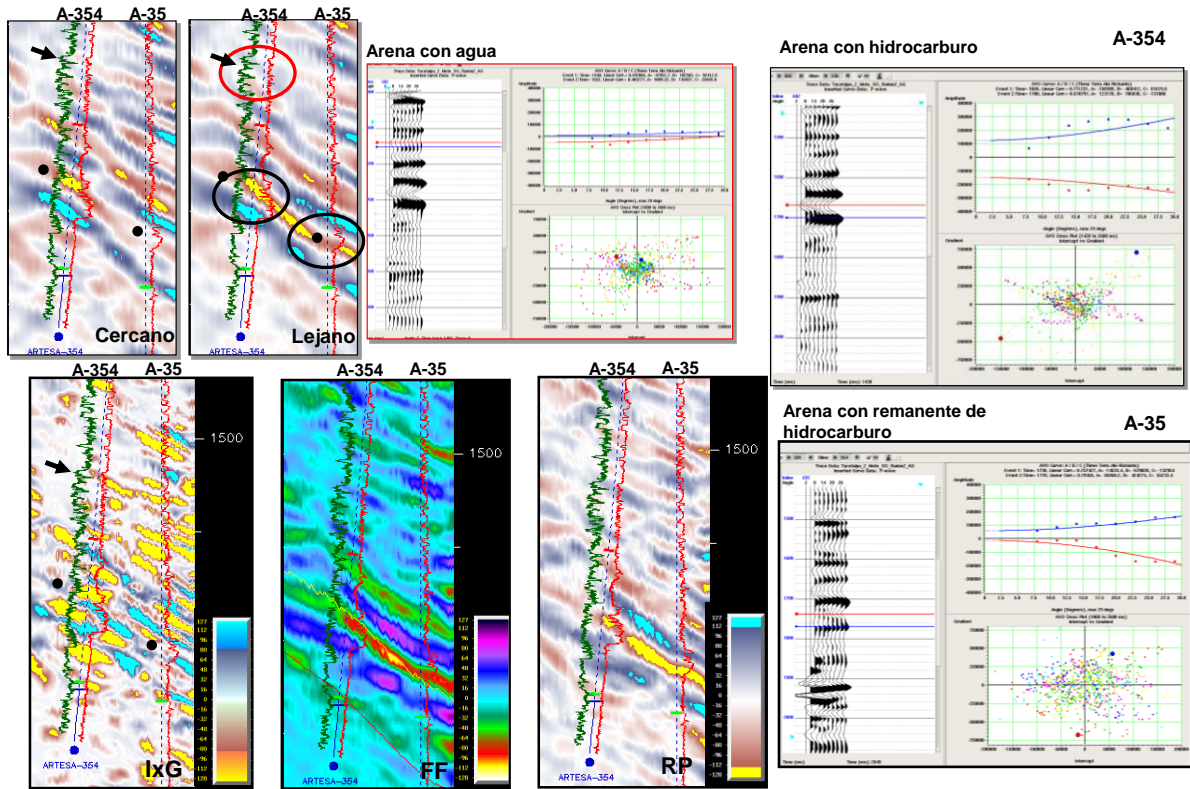


Fig. 3.25 Análisis de Reflectividad de los pozos A-354 y A-35, Apilados Parciales y atributos de AVO.

Una vez confirmada la variación de la amplitud se definieron dos apilados parciales que determinan el comportamiento areal de la amplitud de todo el campo; para este caso se generó un apilado cercano de 5 a 20 grados y lejano de 20 a 35 grados.

Posteriormente se extrajeron las máximas amplitudes del reflector asociado al campo en los apilados parciales, observando en gran parte del campo una mayor amplitud en la extracción del apilado lejano y una menor amplitud en la extracción del apilado cercano.

Esto confirma la respuesta antes obtenida puntualmente con las reflectividades y que el campo Artesa tiene una respuesta de anomalía AVO tipo III. (Fig. 3.26).

Apilados Parciales

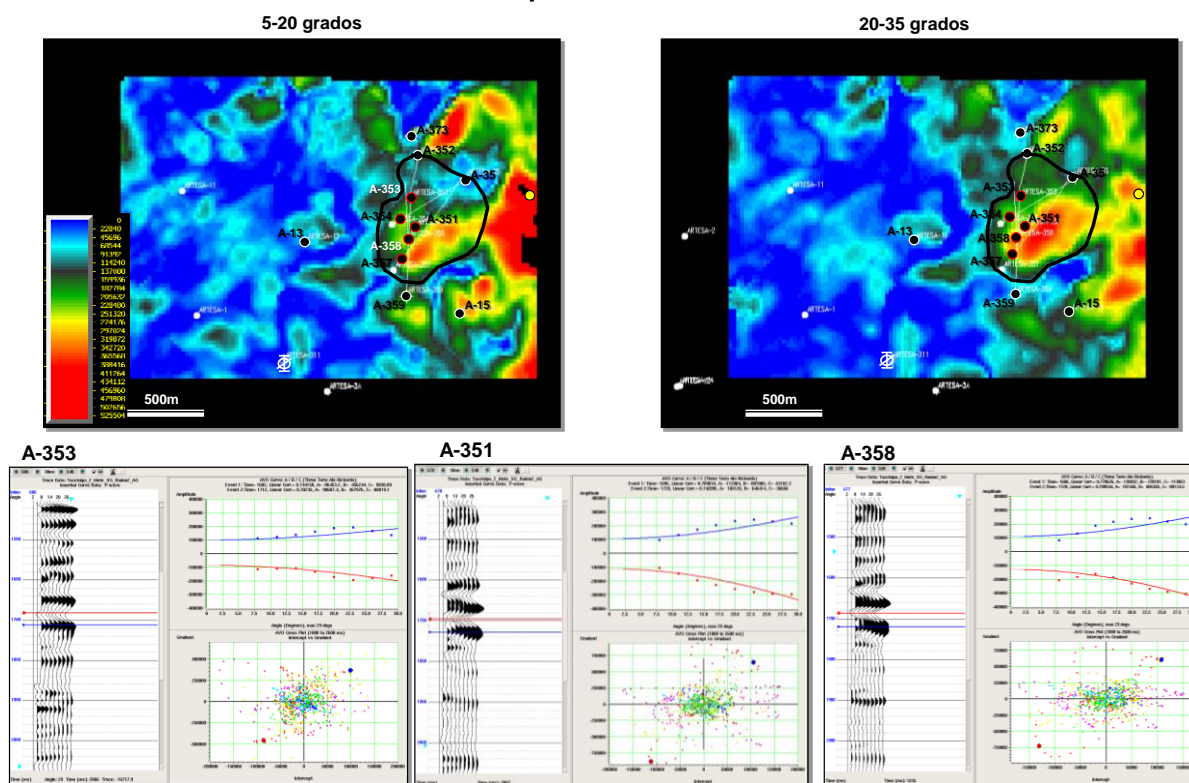


Fig. 3.26 Mapa de apilados parciales: cercanos (5-20 grados) y lejanos (20-35 grados) y análisis de reflectividades para los pozos productores A-353, A-351 y A-358.

4. Resultados e interpretación

4.1. Interpretación de anomalías AVO y su relación con el modelo geológico de la Cuenca

En base al resultado obtenido con los atributos sísmicos en general, se analizó el área de estudio, resultando que los aportes principales tienen una dirección SW-NE, la cual se sustenta a partir de la evolución de la discordancia, y las tendencias particulares para cada oportunidad.

Es importante mencionar que de los mapas de atributos AVO para el área (Fig. 4.1) resultantes se podría pensar que toda anomalía es susceptible de contener hidrocarburos, sin embargo, la utilización de estudios especiales y su concordancia con los resultados de la sísmica PSTM, y adicionalmente la concordancia con el modelo geológico de la cuenca, nos permite estar en posibilidad de restringir las áreas de interés, y delimitar tanto vertical, como lateralmente las posibles trampas. En la fig. 4.1 se muestra la respuesta de atributos en el campo AT y zonas aledañas.

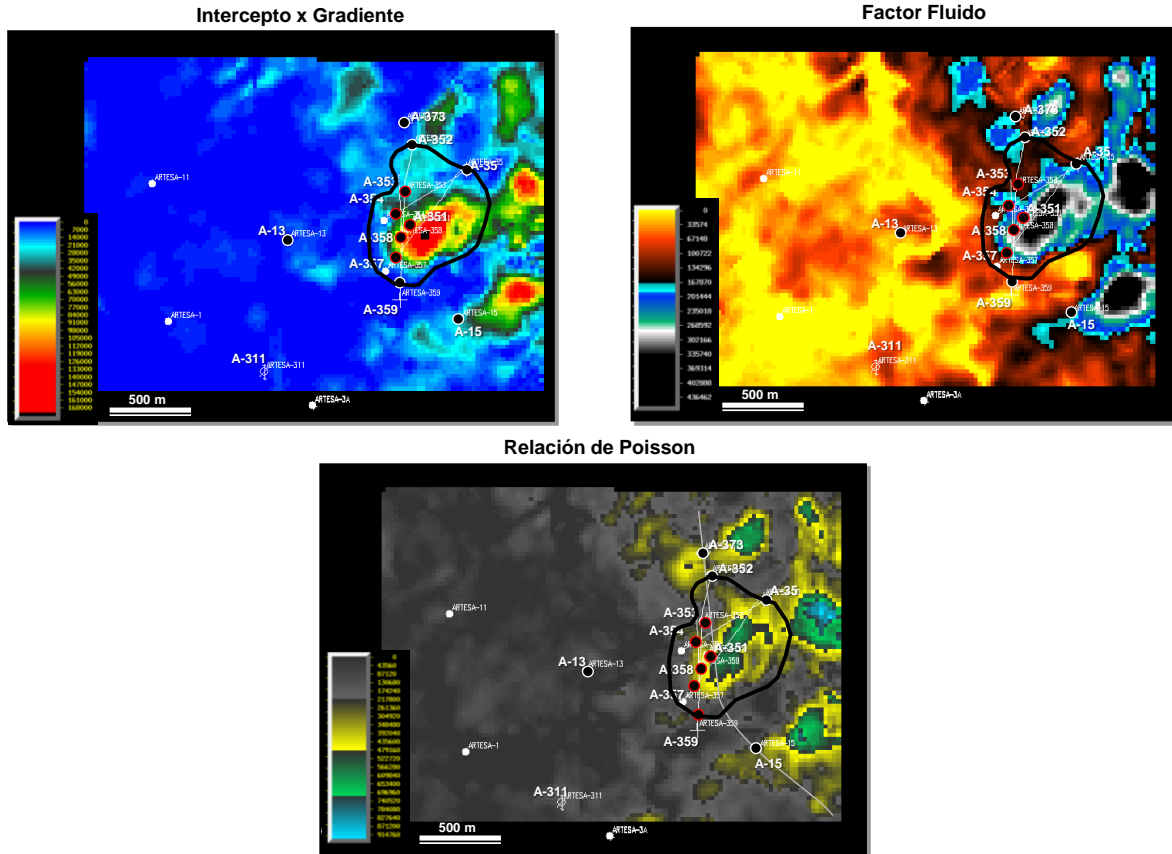


Fig. 4.1 Distribución areal de las anomalías del área analizadas con atributos AVO identificadas para el yacimiento.

En la siguiente figura (Fig. 4.2) se muestra la respuesta esperada de acuerdo a cada atributo de AVO para las anomalías asociadas a yacimiento y la respuesta completamente diferente para los pozos invadidos.

Cabe resaltar que éste análisis nos permitió reforzar la propuesta de que los cuerpos de arenas corresponden con trampas estratigráficas asociadas a cambios laterales de facies, ya que tan solo a 300 mts de distancia y echado abajo, se encuentra ubicado el yacimiento con respecto a un pozo invadido de agua salada.

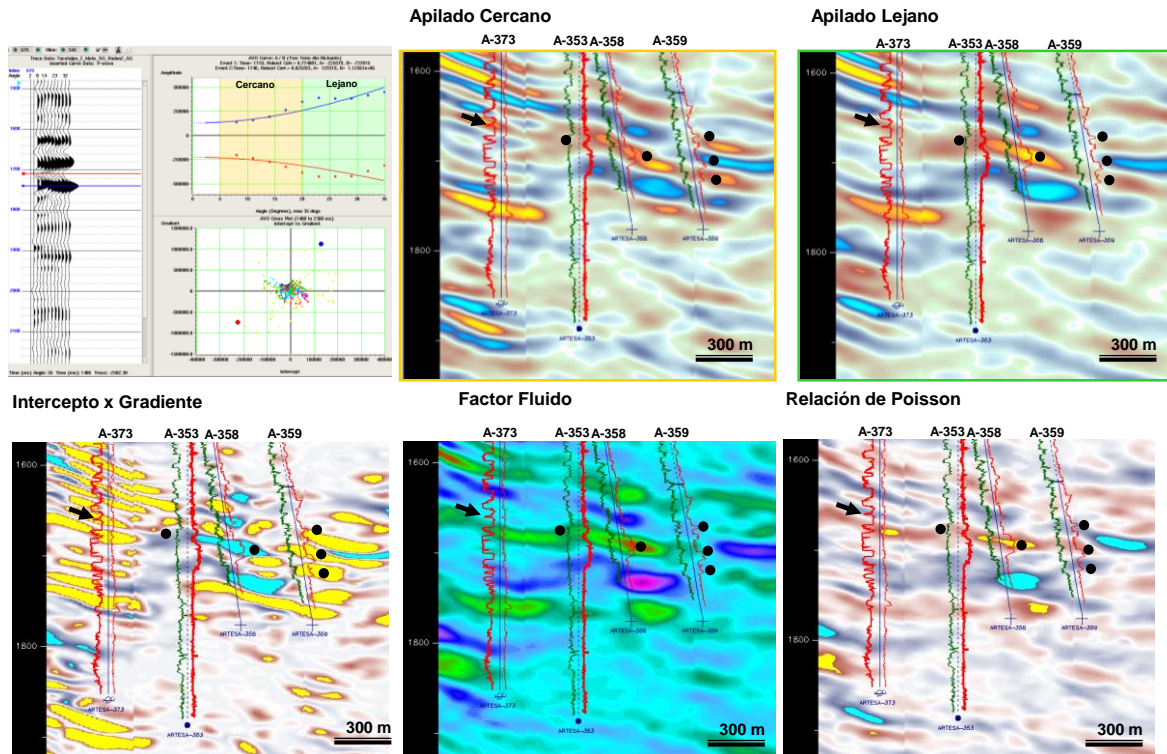


Fig. 4.2 Respuesta de los 5 atributos AVO en secciones sísmicas, su concordancia y su relación con los cambios de facies laterales para el yacimiento con respecto a los pozos invadidos.

4.2. Áreas prospectivas resultantes

Del resultado de todo el análisis tanto de la sísmica apilada, como de los atributos de AVO, se concluyó con la identificación de 5 oportunidades (anomalías) de interés, a las cuales se les aplicó la siguiente secuencia de trabajo (Fig. 4.3):

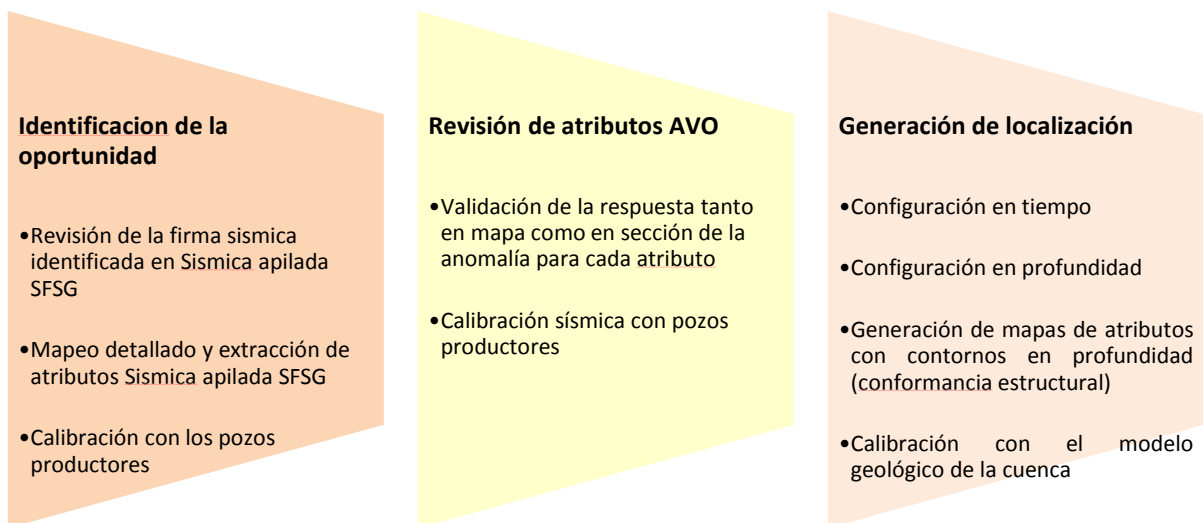


Fig. 4.3 Metodología de trabajo utilizada para la localización de zonas prospectivas en el área Tacotalpa.

Las oportunidades exploratorias identificadas se basan en un concepto geológico analogado con las arenas productoras del campo AT, las cuales se caracterizan por su acuñamiento contra la discordancia Topen Nispero, la cual se propone como la principal ruta de migración por la cual se llenaron este tipo de trampas, así que en base a éste modelo, se documentaron 5 localizaciones exploratorias todas análogas a este tipo de yacimientos, sin embargo de ellas la principal es la localización 1, la cual resulta importante ya que se encuentra en el mismo nivel estratigráfico que las arenas productoras echado abajo, sin embargo cumple con todas las características establecidas como necesarias para su interés económico.

Por lo tanto se aplicó el flujo de trabajo descrito anteriormente tanto en sismica PSTM, como en atributos de AVO, calificándola mediante una evaluación volumétrica y económica en base a los resultados obtenidos, y resultando con atractivo económico, dado sus características establecidas. A continuación se muestra:

Loc. 1

La loc. 1 se ubica hacia el SW a 34 km aproximadamente de la Cd. de Villahermosa, Tabasco, a 15.5km al SE de la ciudad de Reforma, Chiapas, y a 4.5 km al SW del Campo AT (Fig. 4.4). A partir del cual se analizó la amplitud del campo donde las arenas impregnadas de aceite y con su contenido de gas responden a un AVO tipo III, como la teoría lo predice para una arena de baja impedancia, es importante mencionar que esta localización es la que presenta mayor analogía con respecto al campo AT por su cercanía con la discordancia y al tener mayor amplitud que el mismo campo la hace atractiva para explorar.

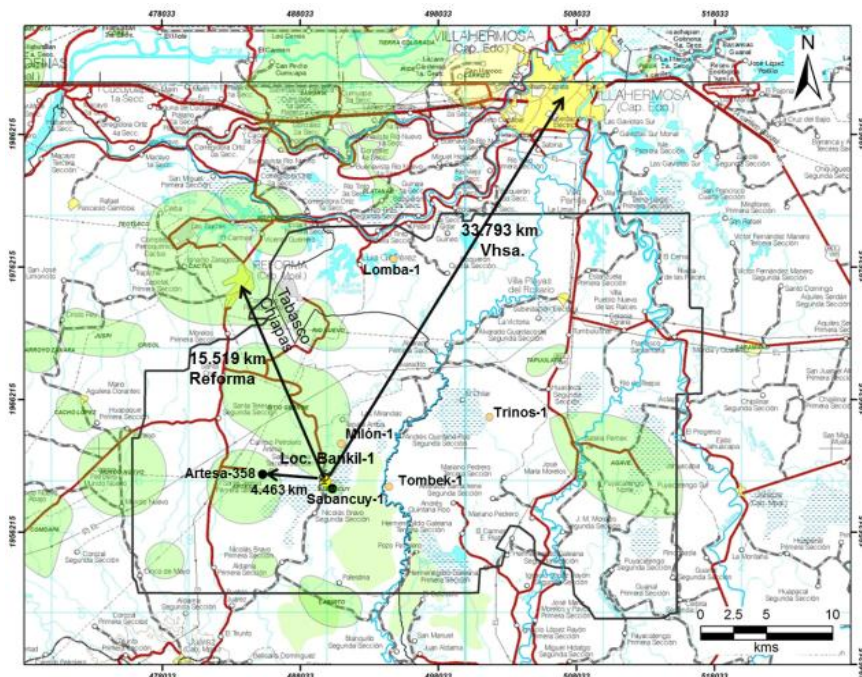


Fig. 4.4 Ubicación geográfica de la loc-1.

Trampa

La trampa de la localización es de tipo combinada donde la componente estratigráfica es la principal. Está constituida por areniscas depositadas por canales anastomosados en ambiente fluvial a transicional con dirección NE-SW y limitada al sur por acuñamientos contra la discordancia Topen-Níspero y por cambio de facies en las direcciones restantes.

Está contenida dentro de una estructura de forma homoclinal con buzamiento al SE por ende es estructuralmente más alta al Noroeste (echado abajo de las rocas productoras en el campo AT y se prevé que llegará a una profundidad programada de 2,950 mdbnt (Fig. 4.5).

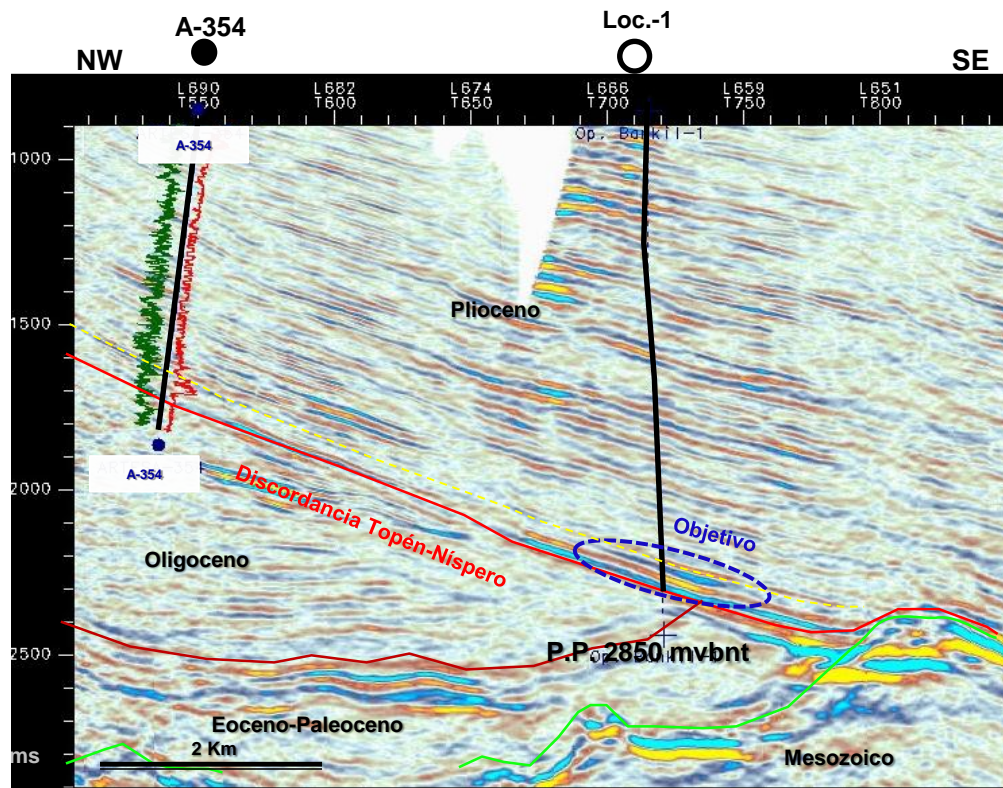


Fig. 4.5 Sección sísmica representativa de la loc-1, donde se muestra su correlación con el campo productor, su relación con la discordancia y su alta amplitud respecto al entorno.

A continuación se muestran tres líneas sísmicas en diferentes direcciones y de correlación con el pozo productor A-354 y los pozos SG-150 y S-1 que son los más cercanos a la misma, sin embargo quedan fuera de la anomalía considerada en la propuesta exploratoria por cambio de facies lateral (Fig. 4.6, 4.7 y 4.8)

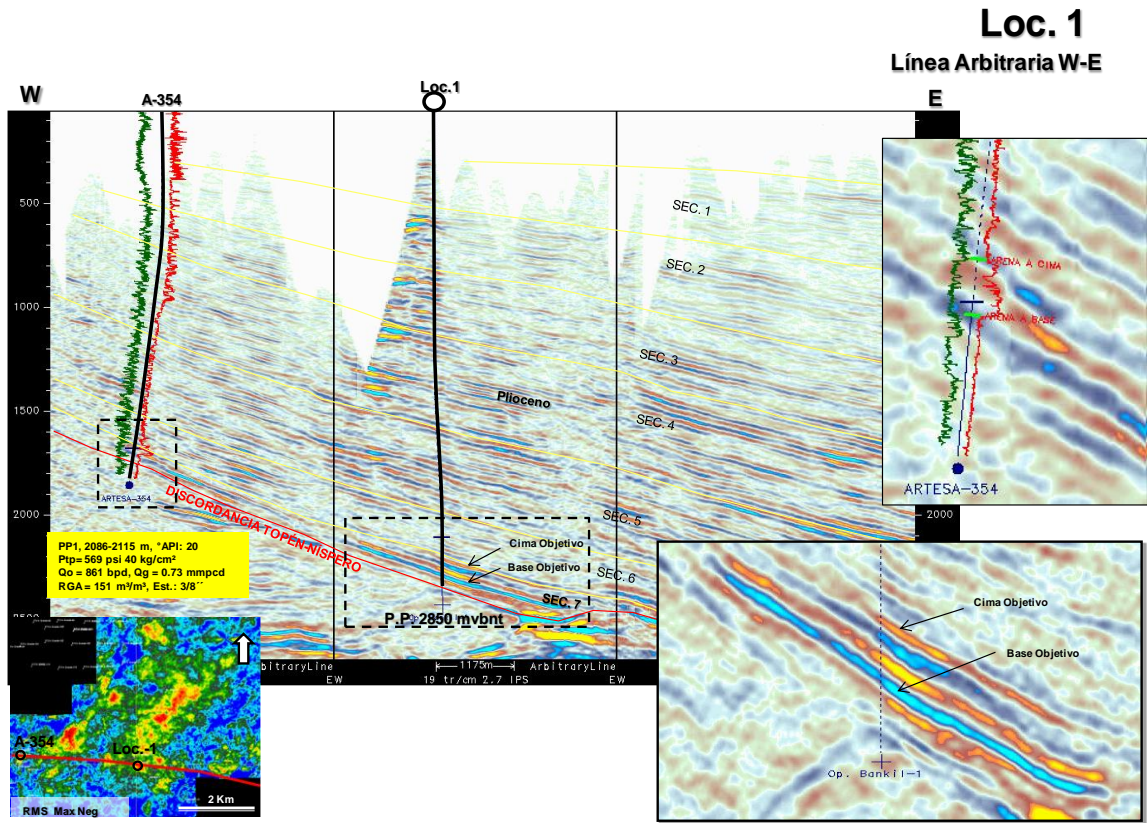


Fig. 4.6 Línea sísmica mostrando en detalle la firma sísmica calibrada del pozo análogo (tanto geológico como de producción) y la firma en la localización. Abajo izquierda se muestra el mapa de Amplitud Máxima Negativa que muestra la tendencia de la anomalía SW-NE para la localización.

Loc. 1
Línea Arbitraria

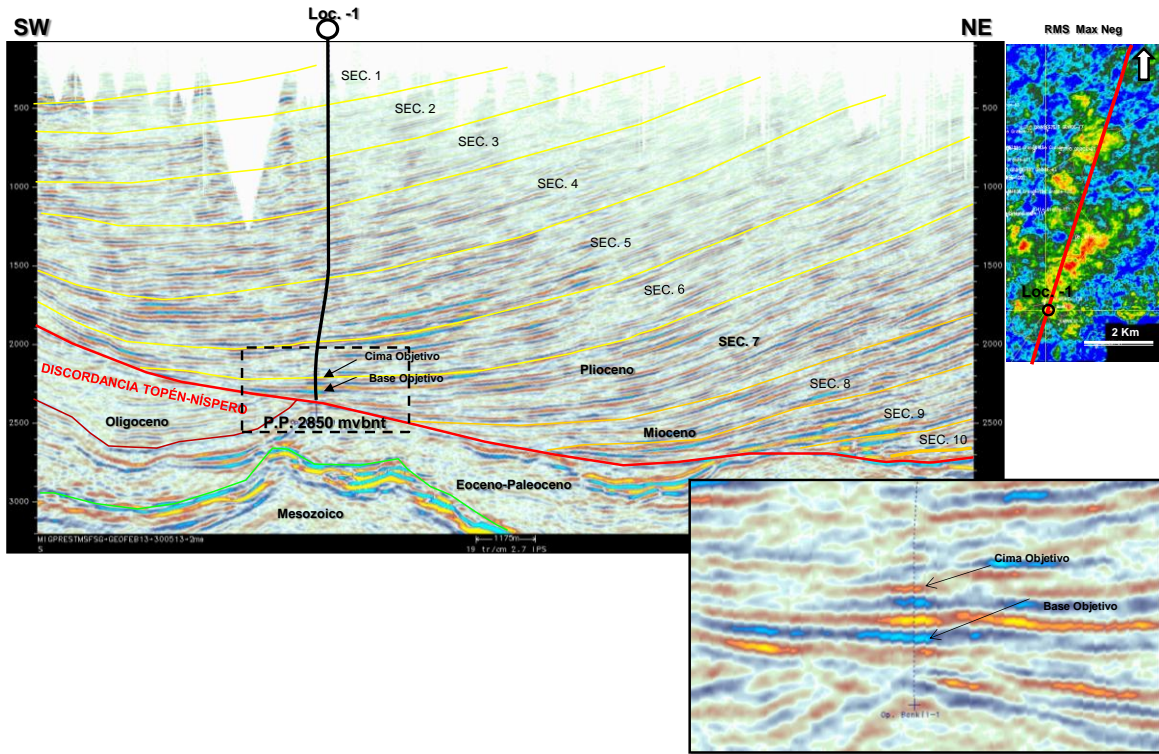


Fig. 4.7 Línea sísmica con dirección SW-NE que muestra el acúñamiento de la anomalía propuesta contra la discordancia, y en el acercamiento, la firma sísmica que se acota con marcados cambios de facies laterales.

Loc. 1

Correlación con SG-150 y S-1

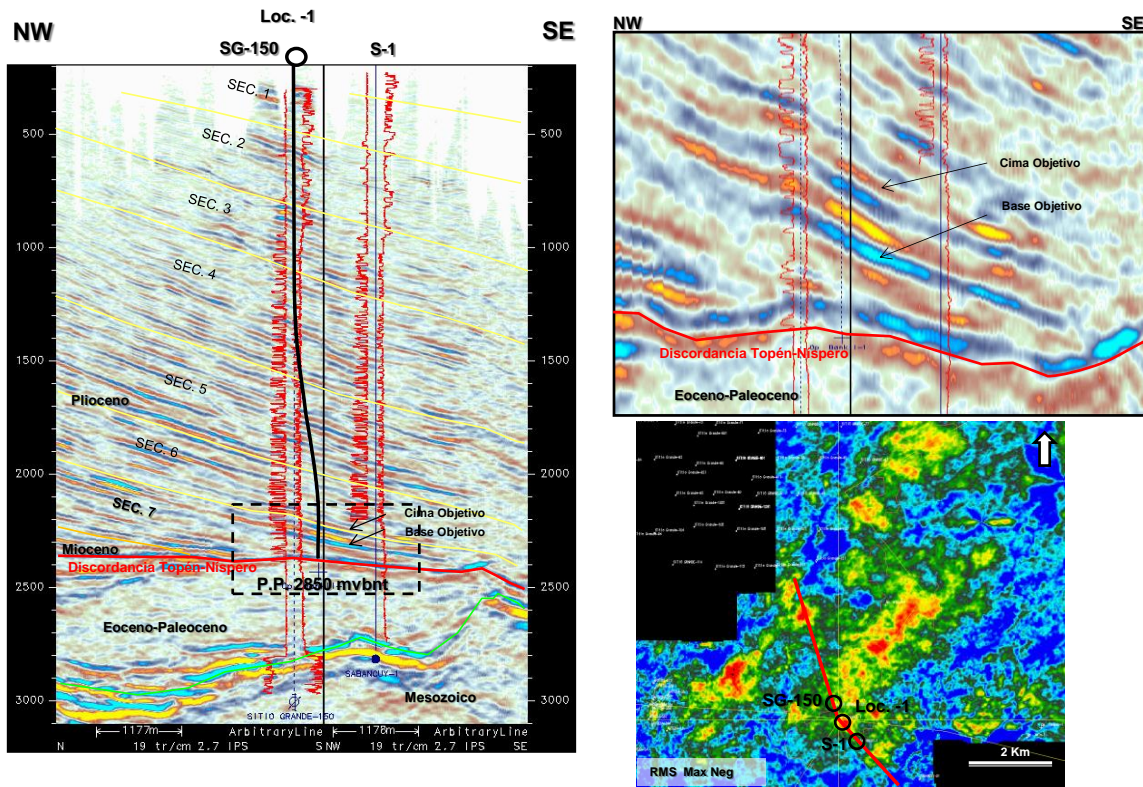


Fig. 4.8 Sección sísmica de correlación entre los más dos pozos cercanos a la localización, en el acercamiento se muestra la anomalía acotada tanto en sección sísmica como en el mapa de amplitud, lo que demuestra que la anomalía no se extiende hasta los pozos cercanos.

Para el caso de anomalías de amplitud, un control de calidad consiste en verificar que la firma sísmica se mantenga a la largo de la envolvente propuesta para la localización, por este motivo se muestra a continuación un barrido en diferentes direcciones donde principalmente se revisó que el par sísmico se mantenga cima negativa y base positiva, y también es importante que ambos reflectores tanto cima como base se mantengan de la misma magnitud (Fig. 4.9).

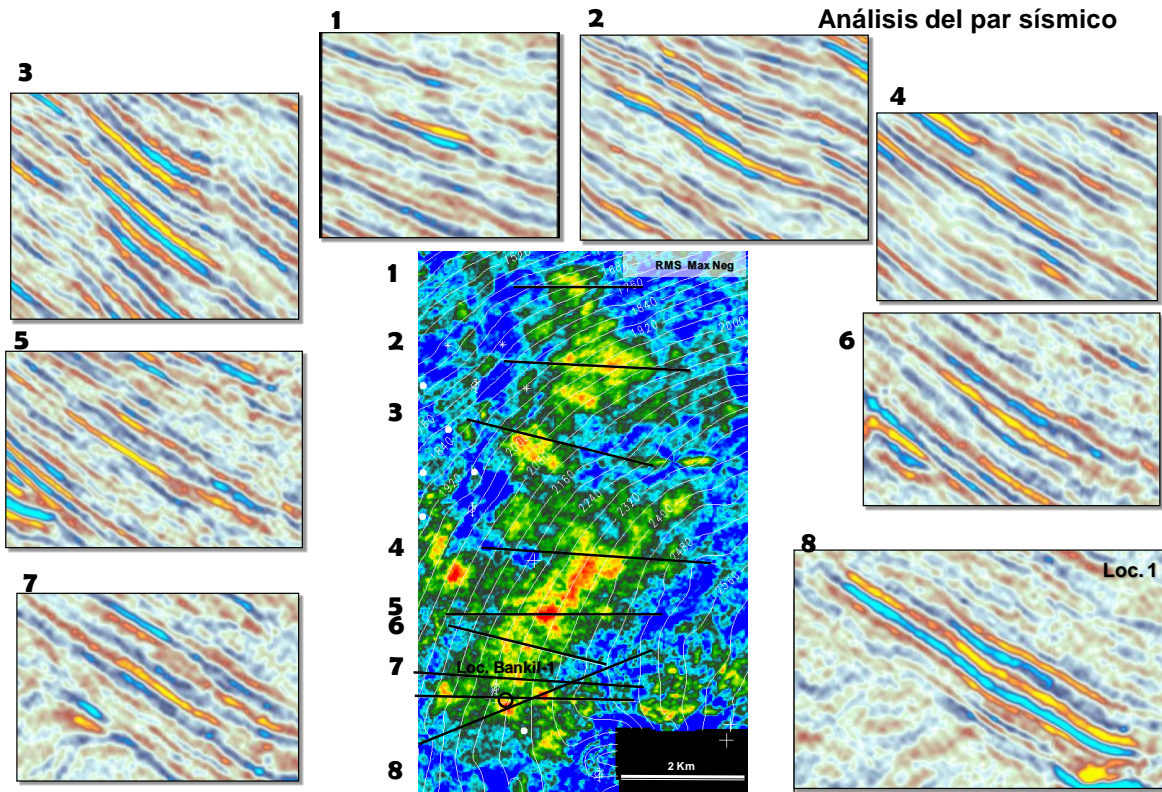


Fig. 4.9 Barrido sobre la anomalía de amplitud para verificar que la firma sísmica se mantenga continua.

Finalmente, se muestra una imagen tridimensional de la localización respecto a la discordancia, y el campo análogo, en donde se puede apreciar que la anomalía relacionada con el campo es de pequeña extensión, respecto a la de la localización, y como se mencionó anteriormente, la tendencia es chocar contra la discordancia hacia la parte SW y sube hacia la parte NE (Fig. 4.10).

En el mapa de amplitud se parecían las áreas de interés que se tomaron de base para los cálculos volumétricos de la localización.

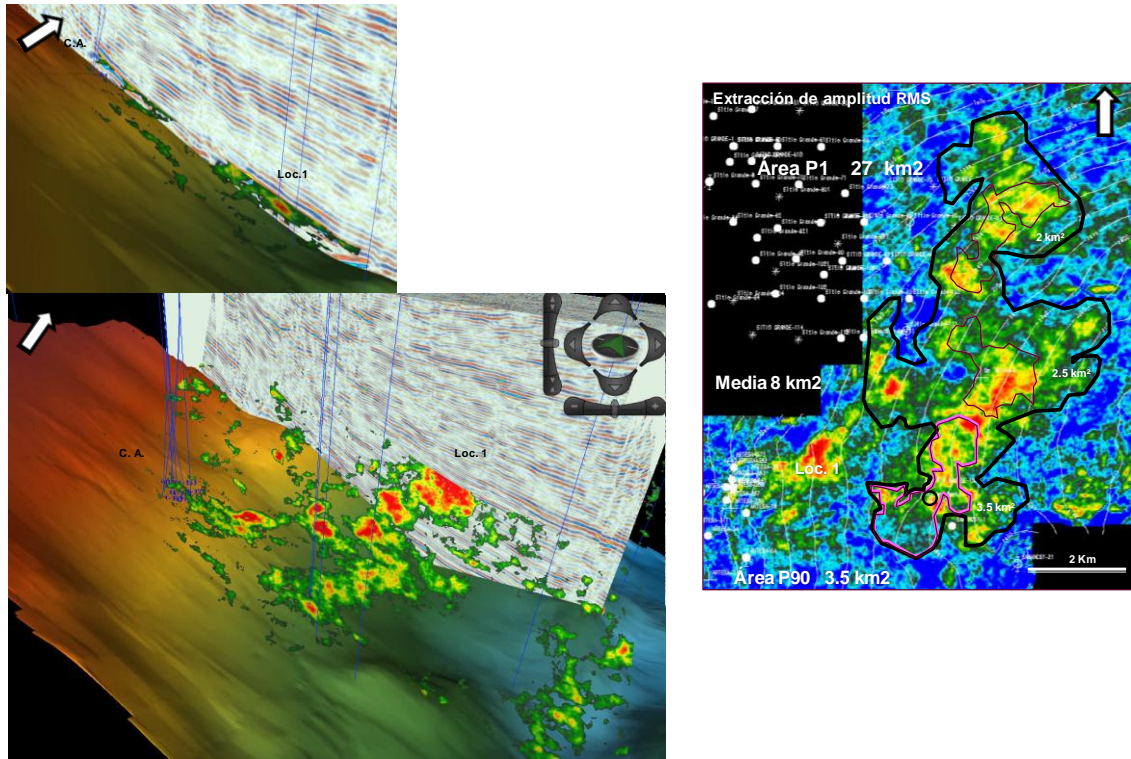


Fig. 4.10 A la derecha se muestra una vista tridimensional de la anomalía de amplitud y su relación con el campo AT y a la izquierda el mapa de extracción de amplitud y las áreas propuestas para el cálculo volumétrico y de recursos a incorporar.

Sello

El sello superior y lateral se estima que esté constituido por lutitas del Plioceno, siendo parte del mismo sistema fluvial que deposita a la roca almacén, es decir se prevén facies de grano fino (arcilloso) limitando los horizontes porosos. Es de particular importancia el sello lateral ubicado hacia el SW donde probablemente la discordancia Topen - Nispero ponga en contacto la roca almacén con las lutitas del Paleógeno (Fig. 4.11).

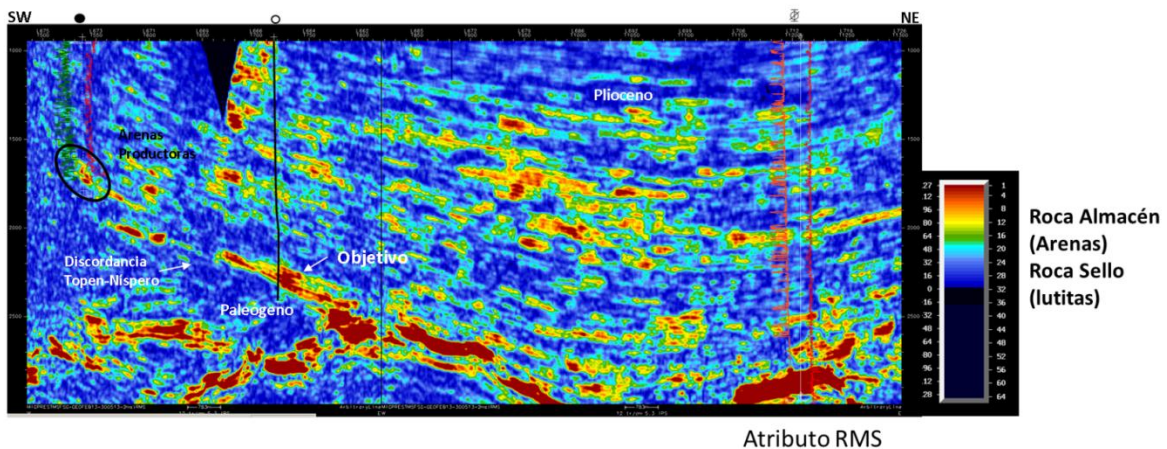


Fig. 4.11 Sección sísmica con el atributo RMS el cual muestra sellos laterales y superiores de la localización. Estos sellos también se encuentran presentes en el pozo Puyacatenco-1 y A-358.

Modelo geológico de la localización.

Los objetivos para la localización 1 se ubican dentro de la secuencia 7, asignándoles una edad de Plioceno Inferior, dentro de un sistema fluvial que fue rellenando la cuenca paulatinamente subsidente que se apila sobre la discordancia Topen Níspero.

Los sistemas fluviales que se postulan para la localización 1, se depositan en zonas de baja pendiente, están caracterizados por formas serpenteantes que se entrecruzan (anastomosados o trenzados), debido a una migración constante de sus canales. Es natural en este tipo de ambientes coexistan canales depositacionales y erosivos, donde inclusive las lluvias estacionales tienen gran influencia provocando fuertes descargas de sedimentos procedentes de la Sierra de Chiapas (Fig. 4.12).



Fig. 4.12 Ejemplo actual del ambiente sedimentario que se propone para los objetivos de la localización Bankil-Se refiere a una cuenca fluvial con ríos maduros que crean sistemas anastomosados y trenzados, en zonas de bajas pendientes y susceptibles a los periodos de estiaje y lluvia. Se prevén subsistemas como planicies de inundación, desbordes, point bars, canales, abandono de canales, etc.

Para constatar la presencia de ambientes, se realizó una correlación estratigráfica con los pozos A-354, SG-150 y S-1; encontrando electrofacies que acusan ambientes canalizados fluviales. Para precisar la facies depositacionales, se trabajó con principios de estratigrafía sísmica y superficies aplanadas para encontrar la arquitectura interna de las secuencias, identificando los patrones de reflexión correspondientes a las electrofacies (Fig. 4.13).

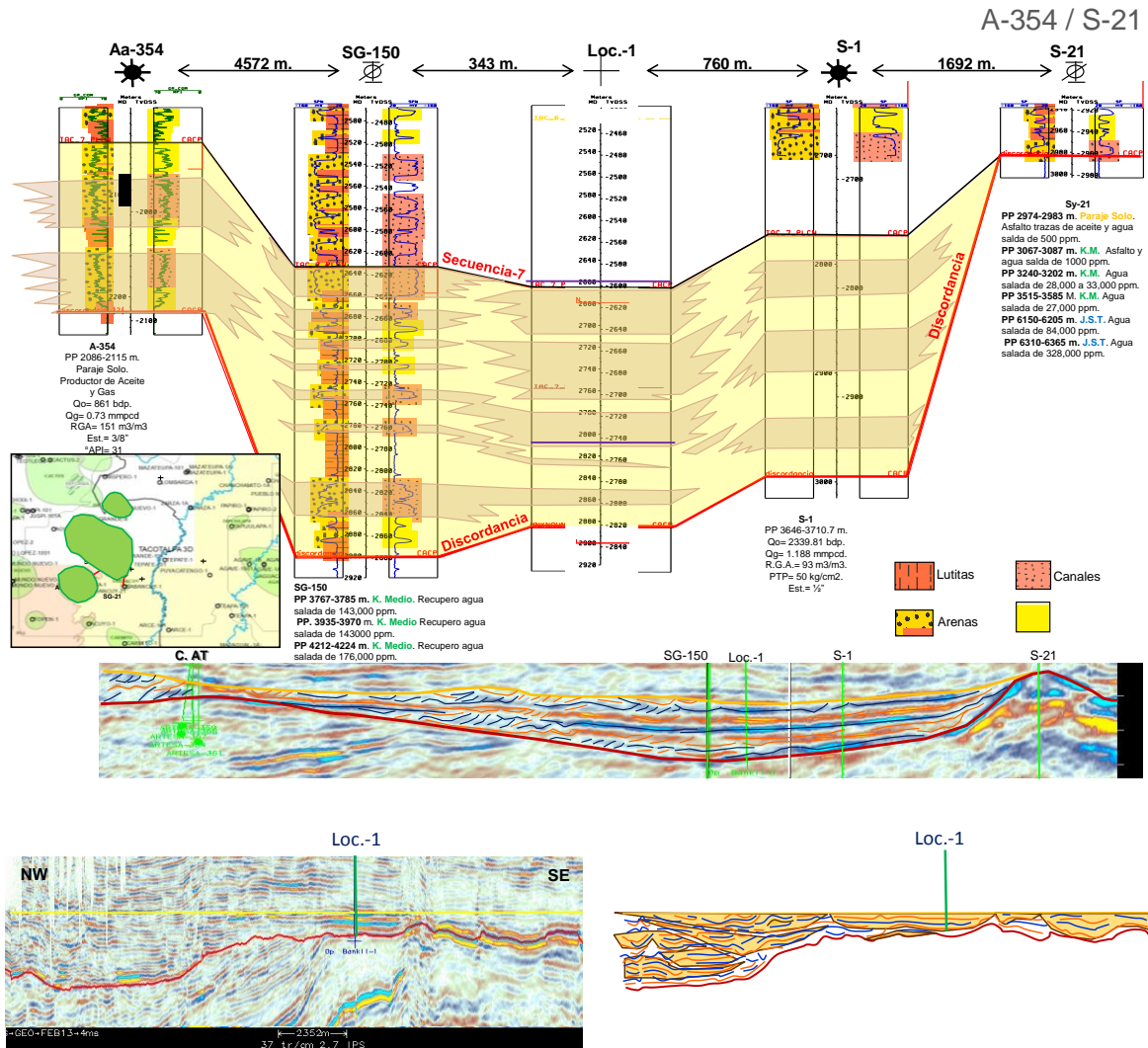


Fig. 4.13 Arriba: Correlación estratigráfica con los pozos A-354, SG-150, S-1, S-21 y Loc-1 cuyos objetivos se acotan dentro de la secuencia 7. Por análisis de electrofacies se considera que en el entorno se depositaron sistemas canalizados. Abajo: Análisis por estratigrafía sísmica donde se aplanan los horizontes inmediatamente arriba para poder observar la forma original de los reflectores. Se evidencia la presencia de sistemas canalizados para Loc-1.

Análisis de AVO para la localización.

Para iniciar con el análisis AVO de forma particular en la localización se revisan los puntos de reflectividad en la posición de la localización en sección de correlación que va de la localización al campo AT (Fig. 4.14), donde es claro que la localización tiene mayor amplitud que el campo, los puntos de reflectividad analizados muestran que la amplitud se incrementa conforme se incrementa el ángulo, respuesta que vimos en el campo AT.

Este mismo análisis se realiza a lo largo de la anomalía, teniendo como resultado el mismo comportamiento que en la propuesta por lo que la anomalía en general se comprueba que responde como anomalía de AVO tipo III y de igual forma se analizan las reflectividades en las posiciones de los pozos más cercanos (SG-150 y S-1, los cuales fueron improductivos a nivel mesozoico (Fig.4.15), es importante notar que las amplitudes en el gathers son de mayor amplitud que el mismo campo, sin embargo, para una mejor comparación se muestra un análisis de reflectividad en el campo y en la localización a la misma escala (Fig. 4.16)

Loc. 1

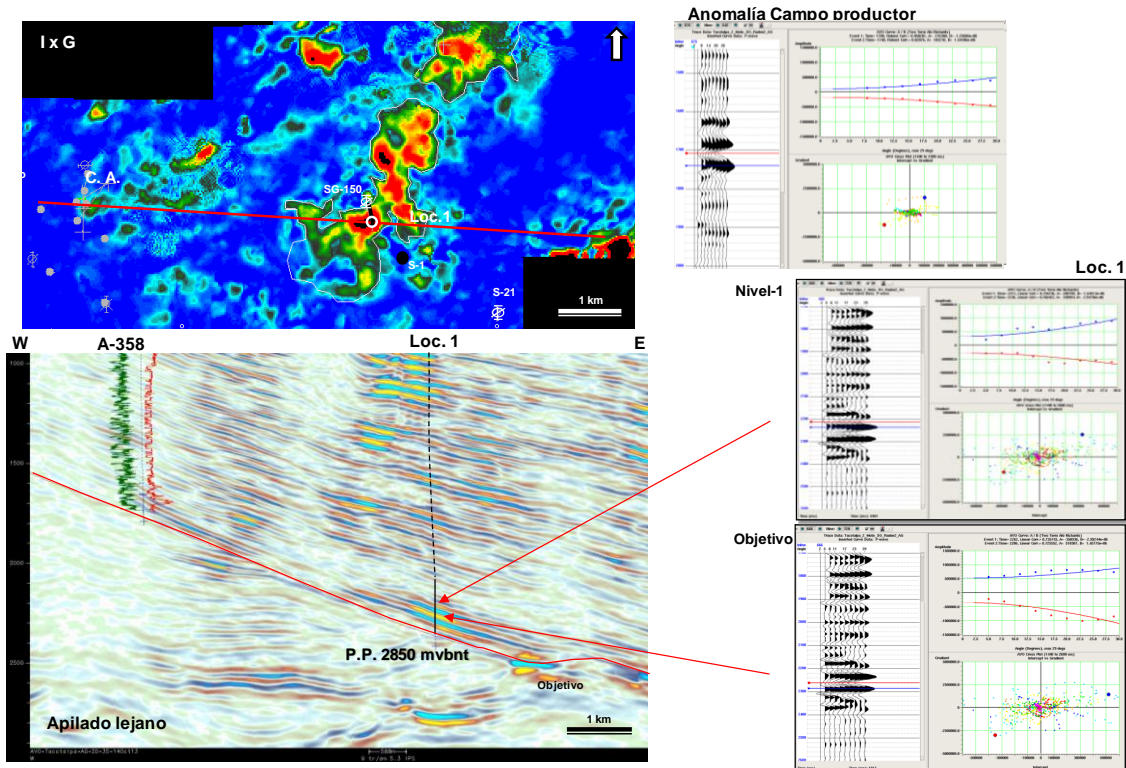


Fig. 4.14 Análisis de AVO en sección (apilado lejano) y de reflectividades para el campo productor y para la localización a nivel de objetivo y un par sísmico adicional en un nivel superior que también presenta posibilidad de contener hidrocarburos.

Análisis de Reflectividad

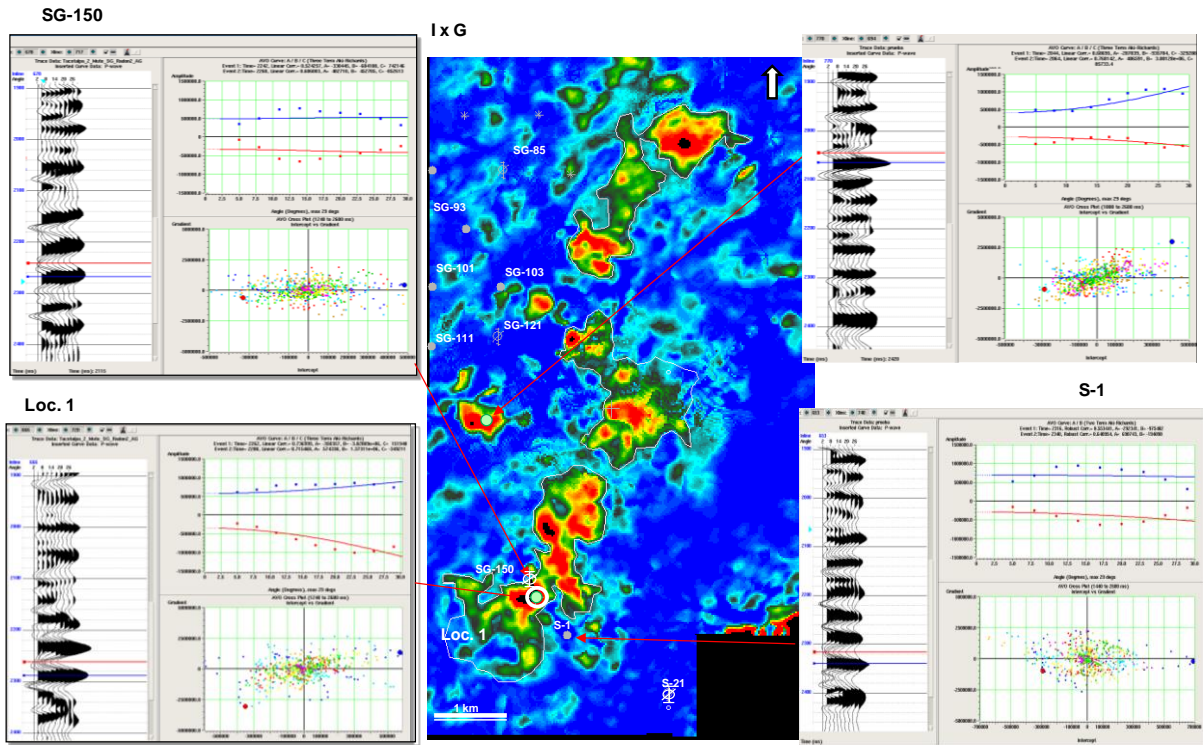


Fig. 4.15 Análisis de reflectividad de anomalías cercanas a la localización 1 y en las posiciones de los pozos más cercanos.

Anomalia Campo productor

Anomalia localización 1

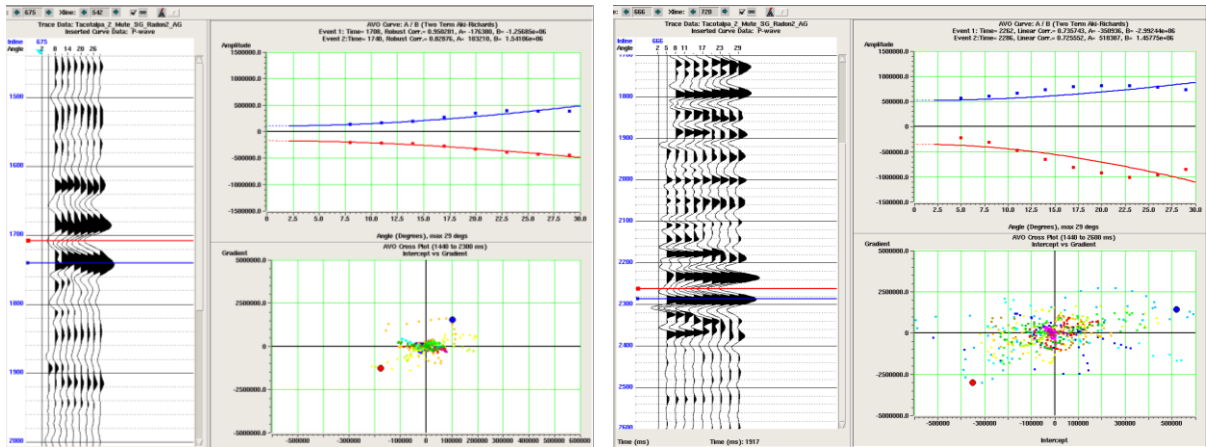


Fig. 4.16 Comparativo de reflectividad del campo productor con la localización 1 a la misma escala

En la figura 4.15 se observan el comportamiento de la amplitud con el ángulo de los pozos SG-150 y S-1 los cuales no tienen expresión de AVO, lo contrario a lo visto en la propuesta de la localización que sí es parecida al Campo AT.

Una vez cargados los volúmenes de atributos de AVO se analizaron en sección vertical para revisar que los reflectores asociados a las cimas de las arenas tengan la respuesta esperada a una arena con hidrocarburos, en base a lo analizado en el campo AT y a la teoría en que se basó el análisis.

A continuación se muestra en la figura 4.17 una sección sísmica de correlación entre los pozos SG-150, loc. -1 y el pozo S-1 (los cuales se ubican a aproximadamente a 345 m y 740 m respectivamente), donde se observa claramente que la amplitud correspondiente a la loc.-1 es mucho más fuerte que la que se observa en los dos pozos aledaños, además de que se mantiene el par sísmico, situación que nos permite comprobar una vez más y adicional a la respuesta de las reflectividades, las cuales no muestran la misma variación de amplitud que el campo productor AT en los pozos cercanos, contrario a lo que ocurre en la propuesta de la localización, la diferencia entre estos pozos y la localización se interpreta como cambio de facies lateral y la amplitud marca esta diferencia. En ésta imagen, se muestran las respuestas para los pozos y la localización para los 5 atributos de AVO generados y en todos se obtiene la respuesta esperada: amplitudes que varían con el ángulo para los apilados cercanos y lejanos; amplitudes positivas para cima y base en intercepto por gradiente, y cima negativa y base positiva para factor fluido y relación de Poisson.

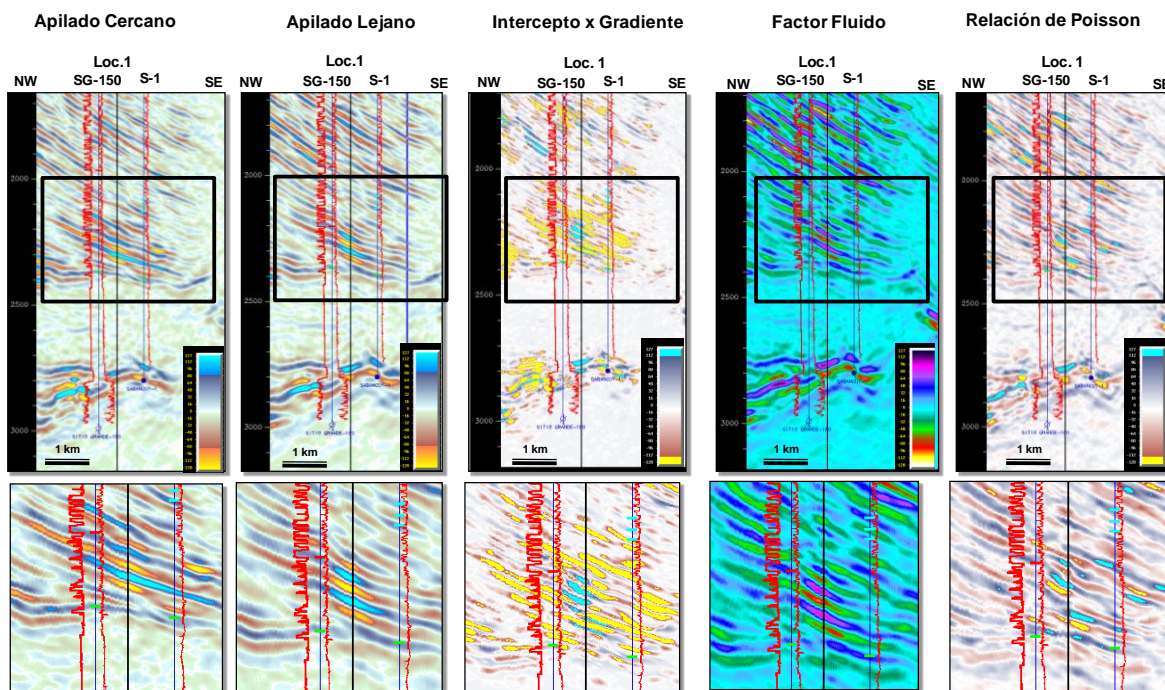


Fig. 4.17 Sección sísmica de correlación (SG -150, localización-1 y S-1) mostrando la respuesta de los atributos de AVO.

Para analizar el comportamiento de la anomalía de forma areal, se procedió a extraer las amplitudes al horizonte interpretado para la localización con una ventana de tiempo de 8

ms centrado al horizonte, en el volumen de Apilados Parciales extrayendo las máximas amplitudes negativas, y desplegandolas con el mismo rango de vaores de amplitud (escala de color inclusive) simultáneamente para determinar si la respuesta de AVO se mantiene en toda la anomalía y si se mantiene la respuesta de variación entre ambos.

Para el caso de la Loc-1 observamos que el mapa en general tiene una respuesta de AVO tipo III aumentado la amplitud en el apilado lejano y disminuyendo en el apilado cercano, sin embargo observamos que hacia la parte central de los dos mapas, la respuesta no es concluyente ya que se comporta de manera contraria a la esperada por lo que la confianza en esta zona no buena pero para la zona donde se propone la oportunidad y la parte norte, el comportamiento es el esperado (Fig. 4.18)

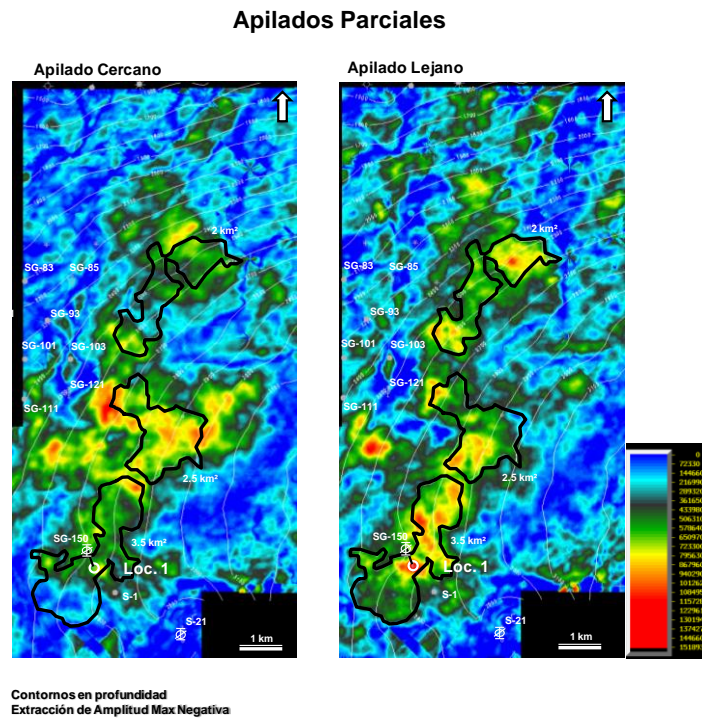


Fig. 4.17 Extracción de amplitud máxima negativa al horizonte de la localización 1 en los volúmenes de apilados parciales.

Para los atributos: *Relación de Poisson Escalado* y *Factor Fluido* también se extraen las máximas amplitudes negativas ya que nos indican la cima de una arena con hidrocarburo; para *IxG* se extraerá la máxima amplitud positiva ya que la cima de un yacimiento con hidrocarburo tendrá valores positivos, para estos casos también se hace la extracción de amplitud con una ventana de 8 ms centrada al horizonte.

En términos generales, cada atributo nos indica por la respuesta, la posible presencia de hidrocarburo pero la coincidencia de las amplitudes esperadas para cada uno nos refuerza la idea de la posible acumulación de hidrocarburo y que en base a ello podemos disminuir el riesgo (Figura 4.18).

Dada la importancia de las respuestas de los atributos para la disminución del riesgo exploratorio, es importante que exista la coincidencia entre ellos, por lo que es necesario que comparar los resultados de forma areal, vertical y ambas entre sí, es decir si los mapas en apilados parciales, IxG, Factor Fluido y Relación de Poisson determinan un tipo de AVO, entonces los puntos de reflectividad deben responder al mismo tipo de AVO. No hay que olvidar que las amplitudes de los atributos deben de estar calibradas con los yacimientos del área (en este caso campo AT) y estas deben tener su correspondencia de cima y base.

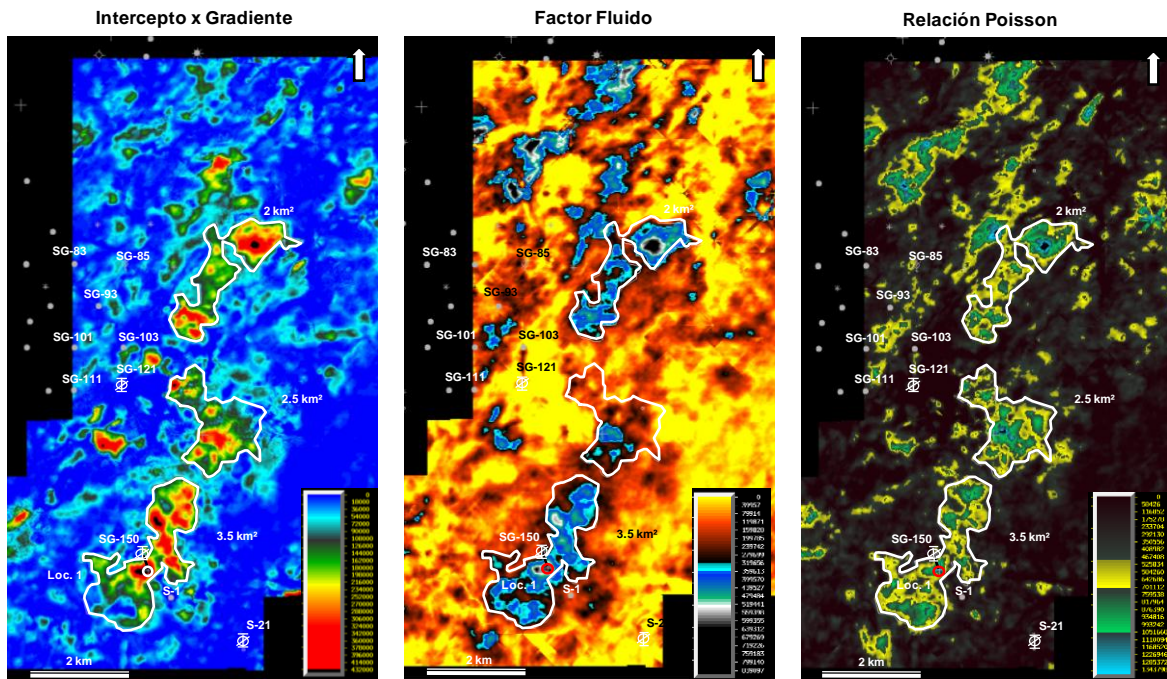


Fig. 4.18 Extracción de amplitud a la cima de la loc. 1 en los volúmenes de Intercepto x Gradiente, Factor Fluido y Relación de Poisson.

En la figura anterior (4.18), observamos que las respuestas de amplitud para cada atributo coincide en los tres volúmenes, generando una buena confianza en la localización, sin embargo es importante notar que en la parte central el atributo Factor Fluido, no está resaltando como en los otros dos y además coincide con la zona donde los apilados no son concluyentes por lo que en esta zona se considera un riesgo.

En la siguiente figura (4.19) se muestra una sección arbitraria que va a lo largo de la anomalía de la loc. 1 en donde se observan de forma simultánea dos atributos, en densidad variable está el atributo IxG y en wiggle se coloca el atributo Factor Fluido, resultando que la cima de la posible arena impregnada en IxG estará dada por colores azules que corresponden a valores altos positivos y en wiggle corresponde un reflector negativo que correspondería a los valores anómalos negativos característicos de la cima de una arena impregnada, adicionalmente en esta sección corroboramos la consistencia de las amplitudes para la localización y su entorno.

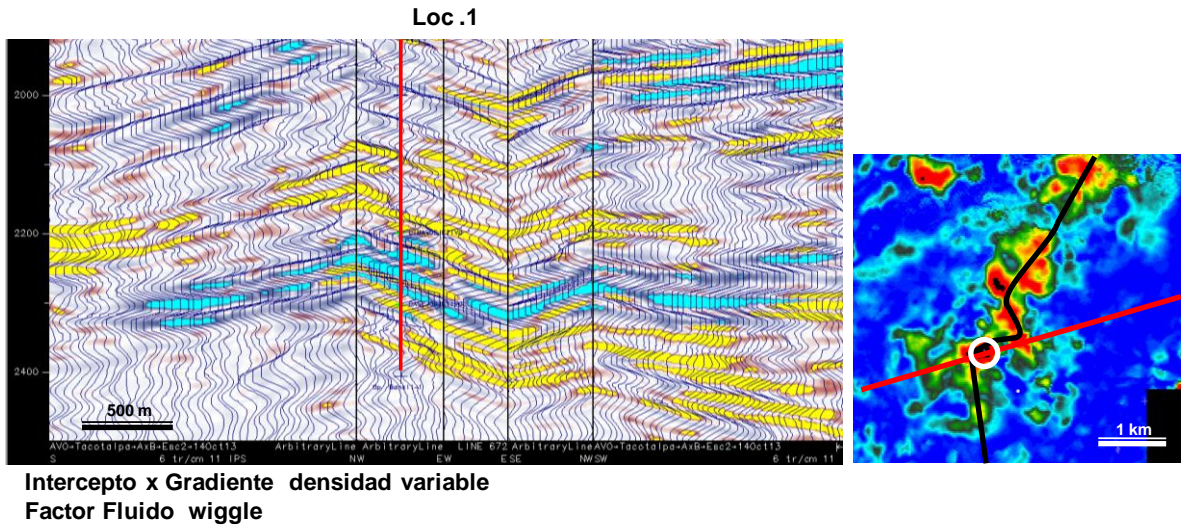


Fig. 4.19 Secciones sísmica a lo largo de la anomalía de la Loc.1, se empalman los atributos de Intercepto x Gradiente en densidad variable y en wiggle corresponde a Factor Fluido.

5. Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- Para obtener resultados confiables en éste tipo de estudios, es necesario realizar un análisis de la información sísmica con la cual se trabaja. Para este caso en particular, el cubo sísmico T-3D, se trabajó en versión migración preapilamiento en tiempo sin filtro y sin ganancia, para el cual se determinó que la calidad de la información va de buena a regular, sin embargo permitió la identificación y propagación de las anomalías pertenecientes a las arenas productoras en el campo AT.
- De igual forma, se debe seguir una metodología de trabajo que involucre al análisis de datos PSTM y gathers acondicionados. Ambos datos deben presentar una buena relación señal-ruido, así como mostrar buena corrección NMO y buena preservación de amplitudes ya que esto es la base para las respuestas buscadas.
- De la sísmica PSTM, la metodología consistió en la calibración de sísmica-pozo, la interpretación estructural y estratigráfica a detalle a partir de las cuales se realizó la extracción de atributos, de los cuales resultó un área de interés (de forma preliminar) directamente correlacionable con las arenas productoras misma que se mantuvo consistente para varios atributos sísmicos generados y nos dio la pauta para realizar el análisis de AVO en ésta zona.
- En cuanto a los estudios especiales (AVO) se logró identificar con los registros de pozo y mediante el gather sintético la respuesta de las arenas productoras, respuesta que

coincidió con el gahter de la sísmica dando ambas como respuesta de las arenas una anomalía de AVO tipo III.

- Una vez conocida la firma sísmica (cima de yacimiento negativa y base positiva) para la sísmica apilada y el tipo III de AVO buscado, se procedió a analizar cada una de las áreas identificadas, resultando 5 localizaciones exploratorias análogas en respuesta AVO a las arenas productoras.
- Adicionalmente, a partir de los resultados obtenidos del detallado análisis de AVO, se fortalece el modelo geológico en cuanto a la existencia de cambios de facies laterales en el área lo que permitió la acumulación y preservación del hidrocarburo en las arenas productoras del campo AT, con respecto a los pozos improductivos dentro del mismo campo.
- De igual forma éste tipo de estudios permite caracterizar las anomalías sísmicas y descartar las que a simple vista “brillan” y serían de interés, sin embargo mediante los resultados obtenidos se demuestra que no tienen ninguna posibilidad y permite desechar cualquier posibilidad de ir en busca de hidrocarburos en esas zonas.
- De igual forma, dado el tiempo requerido para el análisis de la información sísmica, se concluye que aun queda potencial a nivel terciario por analizar, inclusive en las áreas donde actualmente existen campos productores, ya que al momento de su perforación éstos representaban interés únicamente a *nivel mesozoico*, y no se daba importancia a los demás niveles estratigráficos.

Recomendaciones

- Se recomienda perforar la localización presentada en éste trabajo, ya que de resultar productora reforzaría la exploración en el play terciario en la zona y daría la pauta a la perforación de las otras 4 localizaciones documentadas bajo la misma metodología.
- Adicionalmente se recomienda continuar explorando el potencial del cubo T3D, ya que por los resultados obtenidos aún quedan áreas sin analizar pero con posibilidades ya que geológicamente se encuentran bajo las mismas condiciones que el campo productor y las localizaciones generadas en este trabajo.
- Es importante realizar un estudio de inversión sísmica enfocado a los niveles identificados como potencialmente productores con la finalidad de apoyar aún más este tipo de localizaciones estratigráficas que acuden a cambios de facies laterales.
- Cabe resaltar que el potencial terciario no solo se encuentra en las áreas “vírgenes” del cubo, se considera importante explorar las áreas de los campos maduros, ya que las trampas estratigráficas no han sido ni evaluadas ni estudiadas ya que los objetivos de los

pozos eran a nivel mesozoico y bastantes de ellos tuvieron problemas mecánicos sin embargo, tuvieron manifestaciones importantes. Adicionalmente en la realización de éste trabajo se detectaron algunas zonas de interés que no fue posible trabajarlas.

Bibliografía

Abreu V., Sullivan M., Pirmez C., Mohrig D., 2003, Lateral accretion packages (LAPs): an important reservoir element in deep water sinuous channels, Marine and petroleum geology.

AVO and Inversion, Chapter 3, AVO Theory, Schlumberger Company, NEXT.

AVO Theory, 1999, Hampson-Rusell Software Services Ltd.

Caraveo, M.C.A., Algunas consideraciones en la interpretación Interactiva.

Castagna, J., and Backus, M., 1993, Offset dependent reflectivity –Theory and practice of AVO analysis: Society of Exploration, Geophysics, Tulsa, p. 348.

Castagna, J.P., Swan, H.W., 1997, Principles of AVO crossplotting, Interpreter's Corner.
Contreras, A., Torres-Verdín C., Chesters, W., Kvien, K. y Fasnacht, T., 2006, Extrapolation of flow units away from Wells with 3D prestack seismic amplitude data: field example, Petrophysics, Vol. 47, No. 3, p. 223-238.

Contreras, A., Torres-Verdín C., and Fasnacht T., 2006, AVA simultaneous inversion of partially-stacked seismic amplitude data for the spatial delineation of lithology and fluid units of deep water hydrocarbon reservoirs in the central Gulf of Mexico: Geophysics, in press.

Downtown J.E., Pickford S., 2002, AVO before NMO, SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting.

Foster, D.J., Keys R.G. y Reilly J.M., 1997, Another perspective on AVO crossplotting, Interpreter's corner.

Foster D.J., Keys R.G. y Lane F.D., 2010, Interpretation of AVO anomalies, Geophysics, Vol. 75, p. 75A3-75A13.

García M., Pelissier, M., Clemente, M. G., Nueva Técnica de picado de velocidades utilizando múltiples atributos y barridos 4D, CMG, CNPS.

Gerlitz, 2008, AVO Attribute Map Crossplots, Hampson-Rusell, CGG Veritas.

González, E.F., Mukerji, T., Meléndez L., Ramos, A., y Mavko G., 2002, Atributos AVO para identificación litológica y de fluidos: Estudio de factibilidad en un campo del Oriente Venezolano, Congreso Venezolano de Geofísica, Sociedad Venezolana de Ingenieros Geofísicos.

Graul, M., 2001, AVO: Yesterday, Today y (A peek at) tomorrow, CSEG Recorder, Texseis, Inc, Houston, U.S.A.

Gray D., Bridging the gap: Using AVO to detect changes an fundamental elastic constants, Veritas GeoServices Ltd.

Gregg, m., 2000, Developing an exploratón tool in mature trend: A 3-D AVO case study in south Texas, The Leading Edge, November 2000, Vol. 19, No. 11, pags. 1174-1183.

Hapsari, Feby, 2006, Modeling Classes, Veritas Hampson Russell, VHR Jakarta.

Hilterman, F., 2001, Seismic amplitude interpretation: Distinguished Instructor Series No 4. Soc. Expl Geophys.

Informe sísmico final, Levantamiento Sismológico.

Informe final del pozo A-1.

Informe final del pozo A-354.

Informe final del pozo A-353.

Informe final del pozo A-358.

Kalkomey C.T., 1997, Potential risk when using seismic attributes as predictors of reservoir properties, The Leading Edge.

Kisuka A., Sonangol, Luanda y Gildow M., 2006, AVO background trend analysis, SEG New Orleans 2006 Annual Meeting..Young R. A., LoPiccolo R.D., 2003, A comprehensive AVO classification, The Leading Edge.

Malcotti I.H., López L.G., Pérez A.J., Inversión AVO en la exploración y caracterización de yacimientos de gas: Campo Kosni, Golfo de México, Ver., México.

Mallick S., 2001, AVO and elastic impedance, The Leading Edge.

Pereznegrón Z.I., 2006, IDH's y anomalías de amplitud, Sudirección de la Coordinación Técnica de Exploración, Pemex.

Poth L., Castagna J., Sinha S., 2001, AVO amplitude calibration without well control, Expanded abstracts, SEG.

Provincias geológicas de México, 2010, Subdirección Técnica de Exploración, Pemex.

Ramos, A.C.B., AVO processing calibration, Petrobras, Rio de Janeiro Brazil.

Reactivación de la Explotación, 2013, Producción Sur, Pemex.

Regueiro, S. J., 2010, Atributos sísmicos.

Regueiro, S.J., 2013, AVO: Técnicas y Aplicaciones, Universidad Tecnológica de Tabasco.

Rusell H.B., Hedlin K., Hilterman F.J. y Lines L.R., Fluid-property discrimination with AVO: A Biot-Gassmann perspective, Geophysics, Vol. 68 No. 1, p.29-39.

Sbar M., 2000, Exploration risk reduction: An AVO analysis in the offshore Middle Miocene, Central Gulf of Mexico, The Leading Edge.

Simm R., White R., Uden R., 2000, The anatomy of AVO crossplots, The Leading Edge.

Skopintseva L. y Stovas A., 2008, Overburden-dependent AVO interpretation, SEG, Las Vegas Annual Meeting.

Telford W.M., Geldart L.P., Sheriff R.E., 2004, Applied Geophysics, Second Edition.

Velázquez L., 2010, Impacto del AVO e Inversión sísmica en la generación de prospectos Exploratorios en la parte oriental de la "Cuenca de Burgos", AMGP.

Verm R. y Hilterman F., 1995, Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties, The Leading Edge.

Yilmaz, Ö., 2001, Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation: Society of Exploration Geophysicists.

Wang, Y., 1999, Approximations to the Zoeppritz equations and their use in AVO analysis, Geophysics, Vol.64, No.6, P. 1920-1927.

White R. y Simm R., 2003, Tutorial: Good practice in well ties, First break, vol.21.

Weitzel, D.E.I., 2006, Estudio de factibilidad del uso de atributos AVO PP y PS para discriminación de litología y tipo de fluidos, utilizando "Análisis de discriminación lineal local" y "Análisis de Imágenes por píxeles" (Bloque Norte Guafita), Tesis de Grado, Universidad Simón Bolívar.

1999, Capítulo 2, Fundamentos del método de AVO.

1999, Capítulo 3, Estimación de los atributos de AVO.

1999, Capítulo 5, Análisis de Secuencias de procedimiento de datos apropiadas para estudios de AVO.