



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

124

ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SISMICOS Y
A.V.O., PARA DEFINIR YACIMIENTOS DE
GAS EN LA CUENCA BURGOS.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO GEOFÍSICO
P R E S E N T A:
JAVIER SÁNCHEZ LAYNA

DIRECTOR: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



MÉXICO, D.F.

2001.



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.



EREBIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1407

SR. JAVIER SANCHEZ LAYNA

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

ANALISIS DE ATRIBUTOS SISMICOS Y A.V.O. PARA DEFINIR YACIMIENTOS DE GAS EN LA CUENCA BURGOS

- RESUMEN
- I INTRODUCCION
- II ATRIBUTOS SISMICOS
- III VARIACION DE LAS AMPLITUDES CON RESPECTO A LA DISTANCIA (AVO)
- IV AREA DE ESTUDIO
- V INTERPRETACION DE RESULTADOS
- VI CONCLUSIONES
- REFERENCIAS
- APENDICE

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd Universitaria, D F el 6 de noviembre de 2001

EL DIRECTOR

ING. GERARDO ELRAYDO BRAVO

SECRETARÍA

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Todo el agradecimiento para la máxima casa de estudios por abrirme sus puertas y ser la responsable de que México tenga excelentes profesionales

A la Facultad de Ingeniería

Por el gran apoyo a mi formación

A mis profesores

Que con sus conocimientos contribuyeron a lograr mi formación

AL DOCTOR JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

Por abrirme las puertas del Instituto de Geofísica, por el tiempo dedicado a la dirección de este trabajo, darme todo el apoyo posible para la realización del mismo, por sus consejos y por confiar en mi.

AL MC. LUIS C. RAMÍREZ CRUZ

Por la ayuda prestada en un sin número de actividades para el desarrollo de este trabajo y por su amistad.

AL INSTITUTO DE GEOFÍSICA DE LA UNAM

Por permitirnos desarrollar este trabajo en sus instalaciones y a todo el personal que directa e indirectamente contribuyo durante la realización del mismo.

A MI PADRE, JORGE SÁNCHEZ

Que con sus consejos sabios me enseñó la base del camino de la vida que es fundamental para salir adelante y le doy mis más sinceros agradecimientos por brindarme todo el apoyo, la confianza, el ánimo, la educación, el cariño y quiero darle un gran agradecimiento por ser mi padre y amigo.

Mi carrera esta dedicada a él.

A MI MADRE, MARIA DE LA PAZ LAYNA

A mi madre le quiero dar las gracias por darme la vida y cuidar cada paso que di y a compartir momentos buenos y malos. También quiero mencionar que uno no es nada sin el cariño y apoyo de una madre. Y la verdad no tengo palabras para agradecerle todo lo que hizo por mí, pero ella sabe cuanto la quiero.

A MI HERMANO, JOSE MANUEL

Por la gran confianza puesta siempre en mí y por tanto apoyo recibido por él.

A MI HERMANO, JORGE JUAN

Por el gran apoyo siempre brindado y por los grandes consejos de hermano mayor.

A MIS SOBRINITAS, NANCY Y VALERIA

Que desde su llegada de ellas trajo una gran alegría a la familia

A MIS AMIGOS: CARMEN GARCIA BARZANALLANA, ALEJANDRO CABRALES, OSCAR BONI, GABRIEL SÁNCHEZ CORDOBA, GUILLERMO PARDO Y SELENE SERRATO.

Y a una gran cantidad de amigos que me seria imposible anotarlos a todos. A ellos les doy un agradecimiento por su apoyo incondicional y por darme ánimo siempre que lo necesite.

INDICE

RESUMEN

CAPITULO 1 INTRODUCCION

1.1 INTRODUCCIÓN

1.2 OBJETIVOS

CAPITULO 2. ATRIBUTOS SISMICOS

2.1 ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS ATRIBUTOS SISMICOS

2.2 DEFINICION DE LA TRANSFORMADA DE HILBERT

2.3 DEFINICION DE TRAZA SÍSMICA COMPLEJA

2.4 DEFINICION DE ATRIBUTOS SISMICOS INSTANTÁNEOS

2.4.1 Potencia de reflexión (envolvente de amplitud)

2.4.2 Fase instantánea

2.4.3 Frecuencia instantánea

2.4.4 Ancho de banda

2.4.5 Frecuencia dominante instantánea

2.4.6 Factor de calidad Q instantáneo

2.5 CLASIFICACION DE ATRIBUTOS SISMICOS

2.5.1 Atributos antes de apilar

2.5.2 Atributos después de apilar

2.5.3 Atributos de ondícula

2.5.4 Atributos físicos

2.5.5 Atributos geométricos

2.5.6 Atributos reflexivos

2.5.7 Atributos de transmisión

CAPITULO 3. VARIACION DE LAS AMPLITUDES CON RESPECTO A LA DISTANCIA (AVO)

3.1 DEFINICION

3.2 LOS EFECTOS DEL AVO ASOCIADOS A ARENAS CON GAS

3.3 APLICACIONES PRINCIPALES DEL METODO AVO

3.4 AMBIGÜEDADES DEL METODO DE ANÁLISIS AVO

3.5 IMPORTANCIA DE LA PETROFISICA EN LOS ESTUDIOS DE AVO

3.5.1 Relación de Poisson

3.5.2 Coeficientes de reflexión

3.6 FACTORES QUE AFECTAN DE MANERA FUNDAMENTAL LAS AMPLITUDES SÍSMICAS

3.7 CONSIDERACIONES PARA UNA SECUENCIA DE PROCESAMIENTO DE DATOS SISMICOS CON OBJETIVOS DE AVO

CAPITULO 4. AREA DE ESTUDIO

4.1 ANTECEDENTES

4.2 MARCO GEOLOGICO

4.3 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SISMICOS

4.4 ANALISIS DE AVO

CAPITULO 5. INTERPRETACION DE RESULTADOS

5.1 INTERPRETACION DE ATRIBUTOS SISMICOS

5.2 INTERPRETACION DE AVO

5.3 DISCUSION

CAPITULO 6 CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

REFERENCIAS

APENDICE

RESUMEN

En este trabajo se revisan los conceptos básicos de los atributos sísmicos, y se ejemplifica la visualización de la traza sísmica descompuesta en su parte real e imaginaria, se dan algunas clasificaciones de los atributos, se ejemplifica como se verían los atributos en una sola traza y se da un diagrama de flujo para los atributos básicos que utiliza la Transformada de Hilbert. Se presenta el cálculo e interpretación de una línea sísmica de la Cuenca Burgos, donde se obtuvieron los cálculos de algunos atributos instantáneos.

Posteriormente se presentan los conceptos básicos del análisis del AVO, se mencionan los efectos y clasificación de las arenas con gas que podemos encontrar en nuestro análisis, se hace hincapié en las aplicaciones y alcances que podemos tener con esta técnica, se presenta la manera que este estudio influye sobre la petrología y se dan consideraciones para una secuencia básica de proceso para AVO.

Una línea sísmica de la cuenca de Burgos es analizada por medio de AVO y atributos sísmicos, en la cual los resultados fueron exitosos al comprobar las dos técnicas y se sospecha la existencia de arenas con gas en una de las anomalías de amplitud.

La interpretación fue hecha basándose en los resultados de las dos técnicas.

En las conclusiones se dan resultados de la interpretación y sugerencias generales de las dos técnicas.

CAPITULO 1. INTRODUCCION

1.1 INTRODUCCION

En la exploración sísmológica se utilizan ondas elásticas generadas artificialmente para localizar depósitos minerales (incluyendo hidrocarburos, yacimientos minerales, agua, depósitos geotérmicos, etc.), zonas arqueológicas y para obtener información geológica para la ingeniería del subsuelo.

Mediante la exploración sísmológica se obtiene datos que cuando se usan con otros datos geofísicos, obtenidos de pozos de sondeo y geológicos, y con conceptos de física y geología pueden proporcionar mejor información sobre la estructura y distribución de diversos tipos de roca. Por lo común, la exploración sísmica es parte de una operación comercial y por tanto la economía es un aspecto que siempre está presente. Por sí solos, los métodos sísmicos no ayudan a determinar muchos de los aspectos que hacen redituable la operación, y aunque se complementen con otros datos, raras veces resulta evidente una interpretación única. Por lo común la exploración sísmica se interrumpe mucho antes de obtener respuestas que no sean ambiguas y antes de conocer todo lo que se podría saber, ya que, según el criterio de algunos, la información posterior que se requiere es mejor obtenerla de otra manera, como la perforación de un pozo. Los métodos sísmicos están continuamente en competencia económica con otros métodos de la exploración.

La importancia del trabajo sísmico en la exploración petrolera se hace evidente por su extensa aplicación. Casi todas las empresas petroleras confían en la interpretación sísmica para seleccionar los sitios donde se perforarán los pozos petroleros de exploración.

A pesar de que el método no es directo ya que la mayor parte del trabajo sísmico tiene como resultado el levantamiento de la estructura geológica directamente, más que encontrar petróleo la posibilidad de una operación exitosa se incrementa más de lo suficiente para pagar el trabajo sísmico. De modo similar, los métodos sísmicos son importantes en la búsqueda de agua subterránea y en la ingeniería civil, sobre todo para medir la profundidad del lecho rocoso que se relaciona con la construcción de grandes edificios, presas, carreteras y puentes, y para determinar en dónde se necesitarán explosivos para realizar cortes en caminos, si existe el riesgo potencial de cavernas en calizas o de galerías mineras abandonadas bajo los terrenos de construcción, si es posible que túneles o socavones de minas se encuentren con zonas inundadas, o si se presentan fallas que puedan ser peligrosas para una planta de energía nuclear.

La sismología de exploración es una rama de la sismología de terremotos. Cuando ocurre un terremoto, la tierra se fractura y las rocas en los lados opuestos de la fractura se mueven las unas con respecto a las otras. Esta ruptura genera ondas sísmicas que se desplazan alejándose de la superficie de la fractura. Estas ondas se registran en diversos sitios mediante el uso de sismógrafos. Los sismólogos utilizan los datos para deducir información sobre la naturaleza de las rocas a través de las cuales viajaron las ondas del terremoto.

Los métodos de exploración sísmica comprenden básicamente el mismo tipo de mediciones que la sismología de terremotos. Sin embargo, las fuentes de energía están controladas y son móviles, y las distancias entre la fuente y los puntos de registro son relativamente pequeñas. Gran parte del trabajo sísmico consiste en cobertura continua, en donde la respuesta de porciones sucesivas de tierra se muestrean a lo largo de líneas de perfilaje. Los explosivos y otras fuentes de energía se usan para generar las ondas sísmicas, y los tendidos de sismómetros o geófonos

para detectar el movimiento de tierra resultante. Usualmente los datos se registran en forma digital en cinta magnética, de modo que se puedan usar procesamientos de computadora para acentuar las señales con respecto al ruido, extraer la información significativa y presentar visualmente los datos enriquecidos de tal forma que se efectúe rápidamente una interpretación geológica.

La técnica básica de exploración sísmica consiste en generar ondas sísmicas y medir el tiempo requerido para que estas viajen desde la fuente hasta una serie de geófonos, distribuidos normalmente a lo largo de una línea recta orientada hacia la fuente. Si se conocen los tiempos de viaje hasta los diversos geófonos y la velocidad de las ondas, entonces se pueden reconstruir las trayectorias de las ondas sísmicas. La información estructural se deriva principalmente de las trayectorias que corresponden a dos categorías principales: trayectorias de ondas precursoras o refractadas en las cuales la parte principal de la trayectoria está a lo largo de la interfase entre dos capas de roca y, por lo tanto, es aproximadamente horizontal, y trayectorias reflejadas en las que la onda se desplaza inicialmente hacia abajo y en algún punto se refleja regresando a la superficie, siendo su trayectoria total prácticamente vertical. Para ambos tipos de trayectoria, los tiempos de viaje dependen de las propiedades físicas de las rocas y las actitudes de las capas. El objetivo de la exploración sísmica consiste en deducir información acerca de las rocas, especialmente de las posiciones de las capas, a partir de los tiempos de llegada observados y hasta cierto límite, de las variaciones en la amplitud, frecuencia y forma de onda.

El método sísmico es, en gran medida, la técnica geofísica más importante en términos de capital invertido así como el número de geofísicos que trabajan en ella. El predominio del método sísmico sobre otros métodos geofísicos se debe a varios factores, siendo el más importante su gran precisión, su alta resolución y la gran penetración que es posible alcanzar mediante él.

El radar fue uno de los avances tecnológicos más sobresalientes de la segunda guerra mundial y se usó ampliamente para detectar aviones y barcos en el mar. Sin embargo, el ruido interfería con frecuencia en la aplicación del radar y desde entonces se ha dedicado un considerable trabajo teórico a la detección de señales en presencia de ruido. El resultado ha sido el nacimiento de un nuevo campo de las matemáticas aplicadas: la informática. A principios de los años cincuenta un grupo de investigadores del Instituto Tecnológico de Massachussets estudió la aplicación del nuevo campo a problemas de exploración sísmica (Flinn y colaboradores 1967). Simultáneamente a este acontecimiento, los rápidos avances en la tecnología de las computadoras analógicas hicieron por primera vez económicamente factible los extensos cálculos. Estos dos avances empezaron a renovar la exploración sísmica a principios de los años sesenta y antes de terminar esta década, el procesamiento de datos como se denomina su aplicación, ha cambiado drásticamente la exploración sísmica, a tal grado que, a veces, los cambios se designan como la "revolución digital". La mayor parte del registro sísmico se hace ahora en forma digital y la mayoría de los datos se sujetan al procesamiento de enriquecimiento de los datos antes de ser interpretados.

Los datos sísmicos se conciben por lo general como la variación con el tiempo medido desde el instante del tiro, de las amplitudes de diversas salidas de geófono. Cuando se toma este punto de vista sé esta considerando en el dominio del tiempo, es decir, que el tiempo es la variable independiente. A veces también resulta conveniente considerar una onda sísmica como el resultado de la superposición de muchas ondas sinusoidales que difieren en frecuencia, amplitud y fase: las amplitudes relativas y las fases se toman como funciones de las frecuencias y en estos términos se consideran en el dominio de la frecuencia.

Como una necesidad de satisfacer la demanda del incremento de las reservas de hidrocarburos, y como una necesidad de tener una seguridad más en las perforaciones se han desarrollado nuevas técnicas de procesamiento para la localización de nuevas zonas con potencial petrolero, por lo cual, herramientas nuevas se desarrollan cada día. El procesado especial se ha vuelto indispensable hoy día para los intérpretes de datos sísmicos petroleros ya que con ellos se tiene una mayor confianza para tomar la decisión de las perforaciones.

Los análisis del AVO y los atributos sísmicos son una importante ayuda para los intérpretes de secciones sísmicas hoy en día, con estos análisis se puede visualizar mas detalladamente las zonas a estudiar y por lo tanto tener mas evidencias de zonas con interés petrolero en las secciones sismoestratigráficas de la región estudiada.

1.2 OBJETIVOS

- Explicar la aplicación del análisis de la traza compleja a los datos sísmicos y usarla en la interpretación geológica.
- Aplicar y analizar los resultados de las metodologías propuestas para definir la localización y geometría de acumulaciones de gas en arenas.
- Probar la eficiencia del software inédito para atributos sísmicos elaborado y proporcionado por Luis C. Ramírez Cruz y en un futuro poder implementar dicho paquete.
- Demostrar que cuando se tienen dos métodos, como en este caso, de procesado especial e interpretación, para la búsqueda de hidrocarburos, se tiene una mayor seguridad en los resultados.
- Con nuestros resultados trataremos de comparar si la zona donde se perforó es la más viable o si existen otras zonas donde el aprovechamiento de los hidrocarburos es mejor.
- Proporcionar información adicional en zonas donde se perforó y no se encontraron los objetivos buscados.

CAPITULO 2. ATRIBUTOS SISMICOS

2.1 ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS ATRIBUTOS SISMICOS

Atributos Sísmicos Pasado, Presente y Futuro

El análisis de atributos sísmicos inicia su desarrollo a partir de la introducción a la exploración geofísica de la grabación digital y el descubrimiento subsecuente de puntos brillantes en la década de los 60's. Esto permitió que los geofísicos reconocieran que había más que aprender de los datos sísmicos.

Las técnicas de procesado digital de señales permiten reconocer y resaltar las variaciones en la amplitud de las reflexiones. Varios grupos en la industria petrolera reconocieron su alto potencial en el procesado de datos e interpretación. No obstante, la relación entre las reflexiones sísmicas de amplitud alta y la presencia de gas y aceite tomó tiempo para que se aceptara como posible y se investigara en mayor detalle. A estas reflexiones fuertes eventualmente se les llaman puntos brillantes (bright spots) por el grupo de exploración Shell Oil. La correlación de los puntos brillantes con datos petrofísicos de velocidad y densidad, demostró el potencial del método para la detección de aceite y gas y permitió popularizar sus técnicas de procesado e interpretación.

Las técnicas de punto brillante condujeron a descubrimientos de yacimientos de gas. Estas técnicas fueron mejoradas mediante la introducción de la tecnología de AVO (amplitud versus offset). Cada uno de estos progresos ha ayudado a una mejor comprensión del subsuelo y ha reducido las incertidumbres. Desafortunadamente, uno de los problemas principales de cualesquiera de las técnicas individuales era nuestra dependencia

implícita de él. Finalmente, el gran potencial del uso combinado de un número de atributos se está reconociendo y se están introduciendo las técnicas apropiadas.

Esto condujo al pionero Nigel Anstey a los primeros desarrollos del análisis de los atributos a principios de los años 70's. Estos trabajos, introducidos con estratigrafía sísmica y a la vez con diagramas de color llegaron a ser prácticos y pronto estos atributos sísmicos fueron enormemente influyentes y populares.

Durante la década de los 80's se dio una proliferación de los nuevos atributos desarrollados por varios grupos. Cada compañía tenía su propio atributo privado, de modo que el análisis del atributo se convirtió como esa religión oriental en la cual cada aldea adora a su propio dios.

Los últimos años de los 80's también consideraron el primer desarrollo de los atributos multidimensionales. Estos nuevos atributos se han probado con éxito lo que ha dado nueva vida y respetabilidad al análisis de atributos. Su renombre debe mucho a los significados simples y a los lazos geológicos. Pero mientras que representan un avance fundamental en análisis del atributo, son solamente un primer paso de progresión hacia un nuevo acercamiento. El futuro considerará atributos más geológicos y menos geofísicos, cuantificando modelos estratigráficos más bien con características de la onda (Barnes).

Los atributos sísmicos de traza compleja fueron introducidos alrededor de 1970 como las visualizaciones útiles para ayudar a interpretar los datos sísmicos de una manera cualitativa.

Walsh de Marathon publicó en 1971 el primer artículo en la aplicación geofísica bajo el título " Sonograma de color". En el mismo tiempo Nigel Anstey de Seiscom-Delta publicó " Seiscom 1971 " e introdujo la idea de anomalía de amplitud y frecuencia. Él

también mostró recubrimientos del color de las estimaciones de la velocidad de intervalo para la diferenciación litológica.

El uso de color mostró más información que en las secciones sísmicas en blanco y negro. Dándose cuenta del potencial para extraer la información instantánea útil, Taner, Koehler y Anstey concentraron su atención a la propagación de la onda y al movimiento armónico simple. Estos estudios condujeron al reconocimiento de la señal registrada como representación de la porción cinética del flujo de la energía. De acuerdo con este modelo, Koehler desarrolló un método para resolver la componente potencial de su parte cinética.

Subsecuentemente Neidell sugirió el uso de la transformada de Hilbert y Koehler procedió con el desarrollo de la programación de la transformada de Hilbert en el dominio de tiempo y frecuencia, que hicieron posible la solución práctica y económica de todos los atributos de traza compleja. A mediados de los años 70's, tres atributos principales, (envolvente de amplitud, fase instantánea y frecuencia instantánea) estaban bastante establecidos.

El estudio y la interpretación de atributos sísmicos proporcionan información cualitativa de la geometría y de los parámetros físicos de la superficie inferior. Se ha observado que el contenido de la amplitud de los datos sísmicos es el factor principal para la determinación de parámetros físicos, tales como la impedancia, los coeficientes de reflexión, las velocidades, la absorción acústica etc. La componente de la fase es el factor principal en la determinación de la dimensión de una variable de los reflectores, de sus configuraciones geométricas etc.

2.2 LA TRANSFORMADA DE HILBERT

La transformada de Hilbert desenvuelve una secuencia helicoidal compleja (Fig. 2.1), a veces llamada la señal analítica, de una secuencia verdadera de los datos. La señal analítica tiene una parte real, que son los datos originales, y una parte imaginaria, que contiene la transformada de Hilbert. La parte imaginaria es una versión aparentemente distinta de la secuencia verdadera original con un desplazamiento de fase de 90° , los senos por lo tanto, se transforman a los cosenos y viceversa. La transformada de Hilbert tiene la misma amplitud y contenido de la frecuencia que los datos verdaderos originales e incluye la información de la fase que depende de la fase transforme de los datos originales.

La transformada de Hilbert es útil para calcular atributos instantáneos de una serie de tiempo, especialmente de la amplitud y de la frecuencia. La amplitud instantánea como atributo, es la amplitud de la transformada de Hilbert; la frecuencia instantánea es el índice del tiempo del cambio del ángulo instantáneo de la fase. Para una senoide pura, la amplitud y la frecuencia instantáneas son constantes. La fase instantánea, sin embargo, tiene aspecto de sierra vista con una sola traza, (como se muestra en la Fig. 2.3), por los triángulos que se forman en ella, reflejando la manera de la cual el ángulo local de la fase varía linealmente en un solo ciclo.

El apilamiento de las trazas y su correlación lateral acusa visualmente la localización de anomalías de comportamiento de los reflectores mediante la ventaja de la expresión multicolor de la sección sísmica continua.

2.3 LA TRAZA SISMICA COMPLEJA

Como sabemos de la literatura sobre la transformada de Fourier, el dominio de la frecuencia parece ser más rico en la información que el dominio de tiempo. Esto sucede porque las trazas sísmicas son valuadas en medios reales y representan solamente una mitad de la información que se podría contener en el dominio de tiempo complejo.

En el lenguaje de las matemáticas:

$$\text{Im}u(t) = 0$$

En el dominio de tiempo y en el dominio de la frecuencia la señal es simétrica:

$$U(-\omega) = U^*(\omega),$$

Donde el asterisco (*) representa el complejo conjugado.

¿Qué sucede si filtramos la señal truncando todas las frecuencias negativas en la señal?

Obtendremos lo que se llama *señal analítica*.

Es decir la traza sísmica se podía ver como una interferencia de dos señales analíticas: una, de frecuencia positiva, propagándose "adelante en tiempo", y otra, de frecuencia negativa, propagándose "al revés en tiempo".

La señal analítica es una señal compleja. Su parte real es la señal verdadera original, y su parte imaginaria es la que se llama *Transformada de Hilbert* de la señal.

$$u_A(t) = u(t) + iu_H(t)$$

En el dominio de la frecuencia, la transformada de Hilbert es representada simplemente por un cambio de la fase por $\pi / 2$ es decir senos y cosenos que intercambian

$$\sin(\omega t) \rightarrow \cos(\omega t)$$

$$\cos(\omega t) \rightarrow -\sin(\omega t)$$

Así la transformada de Hilbert puede ser calculada fácilmente usando La transformada Rápida de Fourier (FFT).

Consecuentemente, el movimiento oscilatorio familiar de la señal alrededor de cero se transforma en una espiral en el dominio complejo:

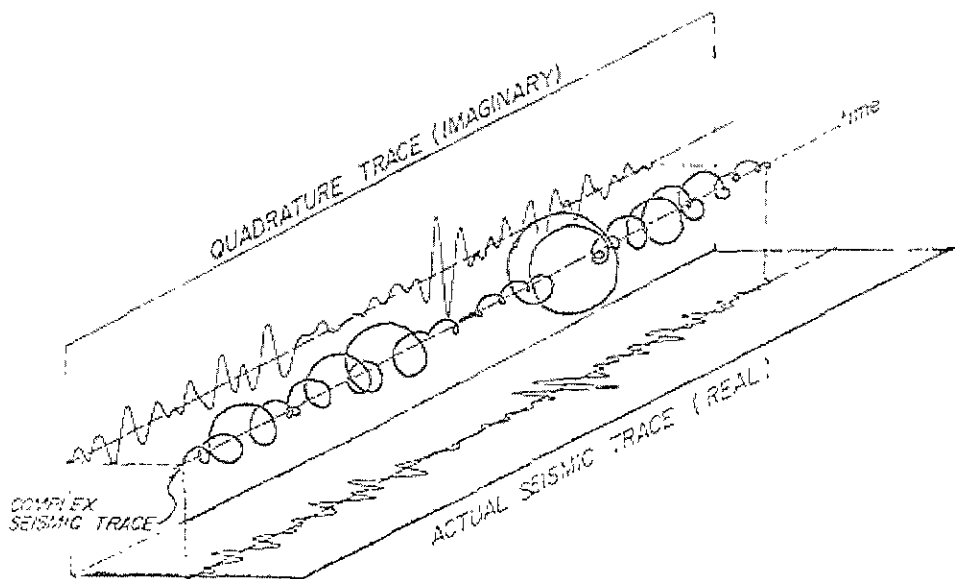


Figura 2.1 La traza compleja, mostrada como una helicoide de amplitud variable en la dirección del eje del tiempo. La proyección sobre el plano real da la traza sísmica real y sobre el plano imaginario la traza de cuadratura (Taner,1979).

2.4 ATRIBUTOS SISMICOS INSTANTANEOS

Definición de "atributo" en el diccionario de Oxford

Una cualidad atribuida a cualquier persona o cosa.

Definición:

Los atributos sísmicos son toda la información obtenida de datos sísmicos, por mediciones directas o por una lógica particular o por un razonamiento basado en experiencia.

El nombre *de atributos sísmicos instantáneos*, a menudo referidos simplemente como los atributos, está dado para una variedad de tipos de secuencias del tiempo derivadas de trazas sísmicas y usadas para destacar ciertas características de los datos que no son tan fácil de observar en dichos datos (trazas). Se utilizan típicamente en la interpretación en una variedad infinita de visualizaciones de secciones sísmicas a color.

Puesto que los únicos requisitos para un atributo es su definición en muestra por muestra, y basados en términos de una cierta característica física, por tal motivo una gran variedad de atributos sísmicos se han propuesto.

Sin embargo, aquí se refieren a los atributos más importantes y comúnmente más usados (Fig. 2.2 y Fig. 2.3) vistos con una sola traza.

- Amplitud instantánea (envolvente de amplitud)
- Fase instantánea
- Frecuencia instantánea
- Ancho de banda instantánea
- Frecuencia dominante instantánea
- Factor de calidad Q instantáneo

2.4.1 AMPLITUD INSTANTANEA (ENVOLVENTE DE AMPLITUD)

La energía de reflexión (envolvente de amplitud), es definida por:

$$E(t) = \sqrt{[f^2(t) + g^2(t)]}$$

Esta envolvente de amplitud es independiente de la fase.

La alta potencia de reflexión está asociada frecuentemente con cambios litológicos entre capas de rocas adyacentes, tales como discordancias y cuerpos asociados con cambios de formas en los ambientes de depósito. La alta potencia de reflexión también puede ser indicio de discontinuidades, impedancias, acumulación de gas, etc. Las variaciones laterales de los espesores cambian la interferencia en las reflexiones; tales cambios usualmente ocurren sobre distancias laterales considerables y también producen cambios graduales lateralmente, en la potencia, los cambios de las formas locales pueden indicar fracturamiento o acumulaciones de hidrocarburos; especialmente interfases con gas, lo cual puede mostrar alta amplitud de reflexión o puntos brillantes, sin embargo, tales puntos brillantes pueden ser o no comerciales y recíprocamente, algunas zonas de gas productivas pueden no estar asociadas a los puntos brillantes.

Los colores usuales en la potencia de reflexión están referenciados a la máxima potencia de reflexión en las secciones sísmicas o en una área, usando un diferente color para cada paso.

2.4.2 FASE INSTANTANEA

La fase instantánea es definida por la ecuación:

$$Ph(x, t) = \arctan\left[\frac{g(x, t)}{f(x, t)}\right]$$

Enfatiza la continuidad lateral de eventos. La fase instantánea es un valor asociado con un punto en tiempo de cada traza.

La fase correspondiente a cada traza real para cada pico, cruce en cero, etc., se le asigna el mismo color, también algunos ángulos de fase pueden ser seguidos traza a traza del apilamiento, porque la fase es independiente de la potencia de reflexión, frecuentemente esto debilita la claridad de la coherencia de los eventos. Las gráficas de la fase muestran efectivamente las discontinuidades laterales, fallas, acuñamientos, depósitos con diferentes echados, etc. Los patrones de progradación sedimentaria, regiones de onlap, offlap frecuentemente se muestran con especial claridad, también la fase es útil en el marcado de las secuencias de cuerpos sísmicos (Payton, 1977). Los colores de la fase están en función del ángulo, ya que, por ejemplo, los que tienen mas o menos 180° son del mismo color porque tienen el mismo ángulo de la fase (Shtivelman, 1986).

2.4.3 FRECUENCIA INSTANTANEA

La frecuencia instantánea es definida por la ecuación:

$$f_{inst}(t) = \frac{d\phi(t)}{dt}$$

La frecuencia instantánea esta asociada con un punto en el tiempo, igual que en la fase instantánea y por supuesto depende de esta.

La mayor parte de los eventos reflejados son una expresión de la composición de reflexiones individuales de reflectores espaciados puesto que el resto de los reflectores, permanecen constantes en su contraste y en la separación de su impedancia acústica. La superposición de reflectores individuales puede producir un modelo de frecuencia que caracteriza la reflexión compuesta. Las características de la frecuencia proporcionan a menudo una herramienta útil para la correlación, puesto que el carácter de una reflexión compuesta, cambiará gradualmente, como la secuencia de capas cambia gradualmente en espesor o litología. Una rotación hacia frecuencias más bajas (punto bajo - sombra de la frecuencia) se observa a menudo en la reflexión de las capas debajo de las arenas con gas, del condensado, y de depósitos de aceite. Bajo las sombras de la frecuencia ocurren a menudo solamente en la reflexión para los reflectores inmediatamente debajo de la zona petrolífera. Esta observación es empírica y muchas veces se ha hecho la misma observación. Dos tipos de explicaciones se han propuesto: 1) que una arena con gas filtra realmente las frecuencias más altas debido a (a) absorción dependiente de la frecuencia o (b) la resonancia natural, o 2) las frecuencias viajen cierto tiempo a través de la arena con gas y se aumentan por una velocidad más baja, tales que la reflexión de las capas inmediatamente por debajo de está, se suman directamente.

2.4.4 ANCHO DE BANDA INSTANTANEA

Barnes (1992) y O'Doherty (1992) muestran que hay tres atributos que relacionan entre sí de una manera geométrica o vectorial, similar a las observaciones estadísticas.

La frecuencia que corresponde al centroide del Espectro de potencia de una ondícula es (también conocido como frecuencia promedio):

$$\omega_c = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} \omega P(\omega) d\omega}{\int_{-\infty}^{\infty} P(\omega) d\omega}$$

La variación con respecto a la frecuencia del centroide esta dada por:

$$\omega_c^2 = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} (\omega - \omega_c)^2 P(\omega) d\omega}{\int_{-\infty}^{\infty} P(\omega) d\omega}$$

Y la frecuencia media cuadrática (el segundo momento del espectro de Potencia) se da por la expresión:

$$\omega_{RMS} = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} \omega^2 P(\omega) d\omega}{\int_{-\infty}^{\infty} P(\omega) d\omega}$$

Extendiendo la ecuación variante, se puede mostrar como:

$$\sigma_v^2 = \sigma_{RMS}^2 - \sigma_c^2$$

Así, podemos examinar estas medidas estadísticas del espectro de potencia ahora en el formulario de atributos útiles. Estos cálculos representan las estadísticas de la ondícula sísmica calculada encima de alguna ventana de tiempo. Por lo tanto, son más estrechamente asociados con atributos instantáneos aplanados en tiempo. Por definición, la frecuencia del centroide es la frecuencia más baja en dónde una cantidad igual de energía existe en otro lado de esta frecuencia.

La variación con respecto a la frecuencia mas baja (desviación estándar) indica la anchura de la distribución de densidad del espectro de potencia sobre una banda de frecuencias; donde podemos usarlo como una indicación del ancho de banda espectral. Barnes (1992) sugiere que el ancho de banda instantáneo puede calcularse por:

$$\sigma_f^2(t) = \{d|env(t)|/dt\} / \{2\pi \cdot env(t)\}$$

Donde el $d|env(t)|/dt$ es la derivada de tiempo con respecto a la envolvente.

Esta ecuación mide el valor absoluto de la relación de cambio de la envolvente de amplitud.

2.4.5 FRECUENCIA DOMINANTE INSTANTANEA

La frecuencia media cuadrática del espectro de densidad de potencia representa un promedio parcial hacia la banda de frecuencia dominante. Siguiendo el razonamiento de O'Doherty se puede mostrar que la segunda derivada de la función de autocorrelación compleja normalizada dará los resultados requeridos.

Desde que la frecuencia instantánea, calculada como la derivada del tiempo de la fase instantánea, representa la frecuencia mas baja (el centroide del espectro de potencia), entonces el centroide del segundo momento del espectro de poder, o la frecuencia media cuadrática, se obtiene por:

$$\omega_{RMS}^2 = \omega_v^2 + \omega_c^2$$

Barnes llama a ésta la frecuencia dominante. El despliegue para esto es similar al despliegue de frecuencia instantánea, en las unidades de ciclos por segundo.

2.4.6 FACTOR DE CALIDAD Q INSTANTÁNEO

Barnes (op cit) también sugiere (en la referencia a definiciones dadas por Johnston y Toksöz, 1981) que el factor de calidad instantáneo $q(t)$ puede definirse por la expresión:

$$q(t) = -\pi \cdot \text{freq}(t) / \text{decay}(t)$$

Donde el $\text{decay}(t)$ es la relación de decaimiento instantánea que se define como la derivada de la envolvente instantánea dividida por la envolvente.

La proporción de decaimiento puede tomar los valores positivos y negativos. Donde el factor de calidad instantáneo es la proporción

de frecuencia instantánea a dos veces el ancho de banda instantáneo. Barnes señala que esta definición es consistente con las definiciones estándar del factor de calidad (Close, 1966, Johnson y Toksöz, 1981). Se debe señalar que este cálculo de Q es la variación de la longitud de onda corta del valor de Q , Por lo tanto da los valores relativos.

Este es un atributo similar al intervalo y las velocidades instantáneas. También es un atributo físico con una fuerte relación a la porosidad, permeabilidad y fractura.

Este atributo indica la variación local del factor de Q , y es similar al cálculo de impedancia acústica relativa de la traza sísmica. La variación de la longitud de onda más larga debe calcularse por la división espectral y debe agregarse a este atributo para así obtener mejores resultados.

Puede indicar el volumen líquido relacionando la presión contra la sección de factor Q de onda cortada.

Sus componentes de longitud de onda deben estimarse de una manera similar a la velocidad media y procedimientos de inversión de velocidad.

Diagrama de Flujo de los Principales Atributos Sísmicos Instantáneos

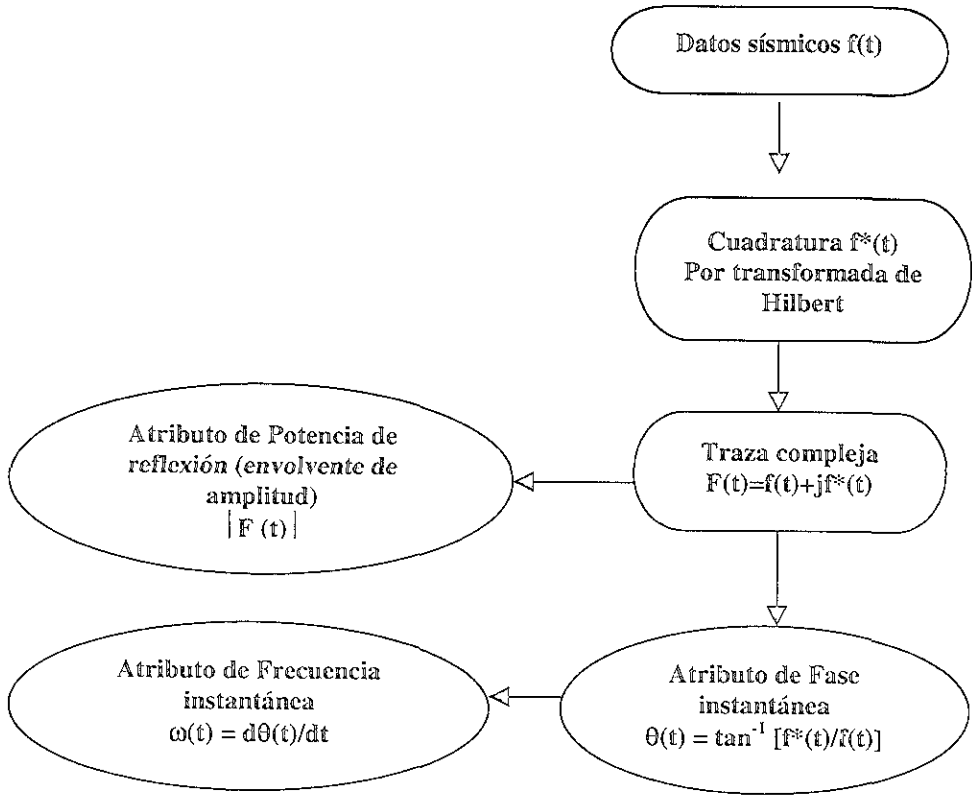


Fig. 2.2 Diagrama que muestra la relación de algunos de los atributos más importantes y comúnmente más usados, obtenidos a partir de la traza sísmica compleja.

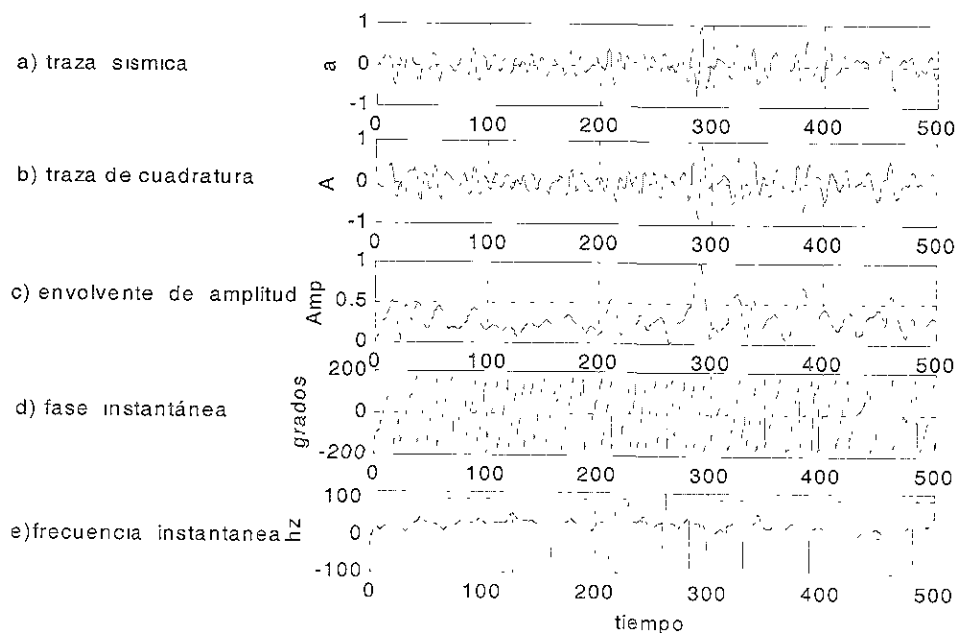


Figura 2.3 Los atributos sísmicos instantáneos vistos con una sola traza, donde se observa: a) una traza sísmica cualquiera, b) se muestra la traza de cuadratura donde los picos y los canales en la traza de cuadratura, corresponden al paso por cero en la traza original de los datos y esta traza de cuadratura consiste en un desplazamiento de 90° , la cual fue calculada con la transformada de Hilbert, c) a partir de la traza de cuadratura es calculada la envolvente de amplitud o amplitud instantánea, donde los contornos son la envolvente de la traza, d) a partir de la traza de cuadratura es calculada la fase instantánea, que es trazada siempre entre $-\pi$ a π , consecuentemente toma la forma de sierra, e) derivando la fase instantánea con respecto del tiempo obtenemos la frecuencia instantánea.

2.5 CLASIFICACION DE ATRIBUTOS

Para el desarrollo del procesamiento existe una clasificación general de los atributos basados en sus datos de entrada de información y su uso. Los atributos se pueden calcular antes de apilar o después de apilar los datos y antes o después de la migración en tiempo. El procedimiento es igual en todos estos casos. Los atributos se pueden clasificar de diversas maneras. Varios autores han propuesto su propia clasificación.

Aquí se da una clasificación basada en las características de los atributos y solo se calcularán algunos atributos sísmicos después de apilar como los básicos y algunos más que se consideran importantes para complementar este trabajo.

2.5.1 ATRIBUTOS ANTES DE APILAR

Los datos de entrada de información son del sistema CDP (common depth point) o de registros de trazas. Tendrán información relacionada direccional (azimuth). Los resultados generan cantidades enormes de datos; por lo tanto no son prácticos para los estudios iniciales.

2.5.2 ATRIBUTOS DESPUES DE APILAR

El apilar es un proceso que hace un promedio. Los datos de entrada de información podrían ser CDP apilados o migrados. Uno debe observar que la migración en tiempo los datos mantendrán sus relaciones de tiempo, por lo tanto, las variables temporales, tales como frecuencia, conservarán sus dimensiones físicas. Para las secciones, la migración en profundidad, la frecuencia es substituida por el número de onda, que es una

función de la velocidad y de la frecuencia de la propagación. Después de apilar, los atributos son de mejor expresión para observar cantidades grandes de datos en investigaciones iniciales. Para los estudios detallados, antes de apilar, pueden ser incorporados los atributos.

2.5.3 ATRIBUTOS DE ONDÍCULA

Los atributos instantáneos resueltos en el pico de la traza envolvente hacen una relación directa a la Transformada de Fourier de la ondícula en la vecindad de la envolvente del pico. Por ejemplo, la frecuencia instantánea, en la envolvente del pico es igual a la anomalía de frecuencia en relación al espectro de la amplitud de la ondícula. La fase instantánea corresponde a la fase de la interceptación de la ondícula. Este atributo también se llama el " atributo de la respuesta " .

2.5.4 ATRIBUTOS FÍSICOS

Los atributos físicos se relacionan con las calidades y las cantidades físicas. La magnitud del envolvente de la traza es proporcional al contraste acústico de la impedancia; las variaciones en las frecuencias se relacionan con el espesor de la capa, la onda que se dispersa y la absorción. Las velocidades instantáneas y medias se relacionan directamente con las características de la roca. Por lo tanto, estos atributos se utilizan sobre todo para la caracterización de la clasificación litológica y caracterización de reservas de hidrocarburos, en su caso.

2.5.5 ATRIBUTOS GEOMETRICOS

Los atributos geométricos describen la relación espacial y temporal con otros atributos. La continuidad lateral medida por semejanza es un buen indicador de la semejanza del echado así como de las discontinuidades. Los atributos geométricos fueron pensados inicialmente para ayudar a la interpretación estratigráfica. Sin embargo, la experiencia adicional ha mostrado que los atributos geométricos que definen las características del evento y sus relaciones espaciales, cuantifican las características que ayudan directamente en el reconocimiento de modelos deposicionales y litológicos relacionados.

La mayoría de los atributos instantáneos o de ondícula se asumen para estudiar las características de las ondículas sísmicas reflejadas. Es decir, está considerando las interfases entre dos capas. Sin embargo, la velocidad y la absorción se miden como cantidades que ocurren entre dos interfases, o dentro de una capa. Por lo tanto, podemos dividir los atributos en dos categorías básicas basadas en su origen.

2.5.6 ATRIBUTOS REFLEXIVOS

Estos atributos corresponden a las características de interfases. Todos los atributos instantáneos y de ondícula pueden ser incluidos bajo esta categoría. Los atributos antes de apilar, tales como los de AVO (amplitud versus offset) son también atributos reflexivos, puesto que el AVO estudia la respuesta dependiente del ángulo de reflexión de una interfase.

2.5.7 ATRIBUTOS DE TRANSMISIÓN

Los atributos de transmisión se relacionan con las características de una capa entre dos interfases. El intervalo las velocidades RMS (media cuadrática) y promedio, Q , la absorción y la dispersión vienen bajo esta categoría.

CAPITULO 3. ANALISIS DE LAS AMPLITUDES CON RESPECTO A LA DISTANCIA (AVO)

A este tipo de análisis se le conoce como variación de la amplitud respecto a la distancia o variación de la amplitud respecto al ángulo de incidencia (AVA).

3.1 DEFINICION

El AVO es la técnica que estudia la dependencia de la amplitud con respecto a la distancia, a partir de una distribución que muestra como varían los coeficientes de reflexión cuando se modifica el ángulo de incidencia. Este proceso es apropiado para inferir algunas propiedades petrofísicas, como las de las rocas asociadas con formaciones saturadas con gas, y que se manifiestan en las amplitudes sísmicas correlacionadas particularmente, en un perfil sísmico.

Con esta técnica se pueden tratar diferentes atributos sísmicos como: intersección, gradiente, producto, correlación, grado de ajuste de la recta a los datos, suma de las secciones intersección y gradiente, inversión de datos de AVO, etc.

El objetivo de los estudios de análisis de amplitud respecto a la distancia, es el de tratar de inferir cambios en las propiedades elásticas a través de una interfase geológica y a partir de estos cambios, estar en posibilidades de determinar variaciones en la litología y en el contenido de fluidos en el seno de las rocas del subsuelo.

Los coeficientes de reflexión de las ondas compresionales de una interfase que separa dos medios con propiedades elásticas

diferentes, varían con respecto al ángulo de incidencia. Estas variaciones se ven fuertemente influenciadas por los valores relativos de la relación de Poisson (σ) en los dos medios. La relación de Poisson es un parámetro mecánico relacionado a propiedades elásticas y si consideramos un material isotrópico, es decir que sus propiedades sean las mismas en cualquier dirección, la relación de Poisson, se puede expresar como una relación de las velocidades de onda P (V_p) y de onda S (V_s).

Partiendo de mediciones en la relación de Poisson para las rocas sedimentarias, se ha podido observar que los sedimentos someros poco consolidados o sin consolidar y saturados de agua salada pueden alcanzar valores de σ altos. El valor de σ tiende a decrecer a medida que los sedimentos llegan a ser más consolidados y cuando disminuye la porosidad. Los valores para areniscas de alta porosidad con gas tienden a presentar valores de σ anormalmente bajos. Empleando estas propiedades, el efecto de AVO consiste en el análisis de las amplitudes de las reflexiones variando las distancias fuente – receptor, de preferencia en registros de punto medio común (CMP), con el objeto de hacer resaltar las anomalías de amplitud.

El desarrollo de AVO en los últimos años ha sido importante y representa una contribución mayor en el procesado y análisis de la información sísmica. Entre los nuevos temas de investigación con alto potencial de resolución se tienen los de Castagna, (2000):

- AVO estadístico empleando técnica de graficación cruzada (crossplotting) y otros atributos.
- Inversión cuantitativa de datos preapilados.
- Análisis integrado con datos de propiedades físicas (estudios de física de rocas y minerales) y de registros de pozos.

- Modelado de variaciones en secuencias preapiladas con las variaciones en fluidos en poros, frecuencia y como funciones de tiempo.
- Análisis anisotrópico.
- AVO en 3-D y 4-D.
- Estudios de datos multicomponentes y de sismómetro de fondo oceánico (OBS).
- Aplicaciones tales como evaluaciones con puntos débiles, detección directa de hidrocarburos, evaluación de fracturas, exploración en aguas profundas y caracterización de yacimientos.

John Castagna (op cit) menciona que en los proyectos de exploración de hidrocarburos es ya una practica aceptada que los pozos exploratorios solo se permiten cuando se documentan anomalías de AVO en los estudios, Al mismo tiempo el autor enfatiza que la inversión de datos AVO no tiene solución única, y que hay varios grados, de incertidumbre en el análisis.

El uso integrado de datos geofísicos y geológicos con la aplicación de los análisis de AVO, ha incrementado el buen éxito de los proyectos de exploración y ha abierto nuevas líneas de investigación a otras aplicaciones.

3.2 LOS EFECTOS DEL AVO ASOCIADOS A ARENAS CON GAS

El análisis de AVO de acuerdo con Ostrander, (1982 y 1984) fue inicialmente propuesto como una técnica para validar las anomalías de amplitud sísmica asociadas a arenas con gas.

Desde los inicios del análisis del AVO, se ha aprendido que un amplio rango de las características del AVO es posible visualizarlo para reflexiones de arenas con gas. y el análisis del AVO puede

ser usado para analizar las reflexiones que no necesariamente corresponden a puntos brillantes "bright spots " en los datos sísmicos apilados.

Los dos factores que más fuertemente determinan el comportamiento del AVO de una reflexión de arena con gas son: el coeficiente de reflexión de incidencia normal r y el contraste en la relación de Poisson del reflector. De estos dos factores. Basados en sus características del AVO, los reflectores de arenas con gas, pueden ser agrupados en tres clases definidas en términos de r , en la cima de la arena con gas.

Tres ejemplos de clases que miden el rango de los efectos del AVO asociados a arenas con gas normalmente encontrados en exploración petrolera son:

Clase 1. Arenas con alta impedancia.

Clase 2. Arenas con contrastes de impedancias casi cero.

Clase 3. Arenas con baja impedancia.

Clase 1. Arenas con alta impedancia:

Las arenas de clase 1, tienen una impedancia más alta que las lutitas encajonantes con valores positivos relativamente grandes para ρ . La curva de arriba (figura 3.2.1) es representativa de las arenas clase 1.

Los coeficientes de reflexión de una arena con impedancia alta son positivos en offset cero e inicialmente decrece en magnitud con el offset. La magnitud de razón de cambio de amplitud con el offset referido como el "gradiente", para una arena de clase 1, es usualmente más grande que para la arena clase 2 o para la arena clase 3. El gradiente depende tanto de ρ como del contraste de la relación de Poisson, a través de la interfase.

Si los cambios de polaridad son pronunciados, la respuesta de reflexión de la arena clase 1 puede ser cancelada en el apilamiento de CMP's o puede tener polaridad opuesta a la predicha por el modelado de incidencia normal.

Observados desde los coeficientes de reflexión de offset cero que tienen alta amplitud en arenas clase 1, los cambios fraccionales grandes en la amplitud son posibles si la reflectividad de traza lejana es cercana a cero (ver la figura 3.2.2).

Clase 2. Arenas con contrastes de impedancias casi cero:

Una arena de clase 2 tiene la misma impedancia que el material encajonante. En estas ocasiones una arena está casi siempre moderadamente compactada y consolidada.

Ya que los coeficientes de offset cero de las arenas de clase 2 están cercanos a cero, pueden ocurrir los cambios fraccionales mayores en reflectividad, de offset cercano a offset lejano (ver la figura 3.2.2), realzando la detectabilidad de estas arenas. Los gradientes asociados con arenas de clase 2 son usualmente grandes en amplitud pero son generalmente menores que en las arenas de clase 1. La reflectividad de los offsets pequeños de las arenas de clase 2 es cercana a cero y frecuentemente indetectables en presencia de ruido. Las reflexiones tienden a aparecer en offsets largos cuando las amplitudes reflejadas aumentan con respecto del nivel de ruido.

El cambio de polaridad no es detectable a simple vista en offsets cercanos, porque la señal es baja con respecto al nivel de ruido.

Las arenas de clase 2 pueden o no corresponder a anomalías de amplitud en datos apilados, es decir, que puede haber arenas de este tipo sin ser vistas en datos apilados.

Clase 3. Arenas con baja impedancia.

Una arena clase 3 tiene una impedancia mas baja que el medio encajonante. Estas tienen anomalías en datos sísmicos apilados y tienen reflexiones grandes en todos los offsets. Sus gradientes son normalmente significativos y son de magnitud más baja que las arenas de clase 1 y 2, subsecuentemente sus coeficientes de incidencia normal, ya son negativos. Esta clase generalmente no tiene cambios fraccionales grandes en las amplitudes de offsets cercanos a offsets lejanos (ver la figura 3.2.1).

Los cambios de polaridad no son asociados con las arenas de clase 3

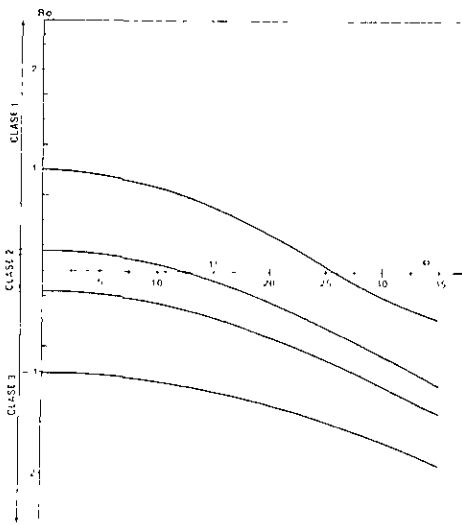


Figura 3.2.1 Coeficientes de reflexión de onda P, R_0 , para una interfase lutita – arena con gas para un rango de valores de R_0 . La relación de Poisson y la densidad de la lutita fueron asumidos con valores de 0.38 y 2.4 g/cm^3 , respectivamente. La relación de Poisson y la densidad de la arena con gas fueron asumidos con valores de 0.15 y 2 g/cm^3 , respectivamente (Rutherford, 1989).

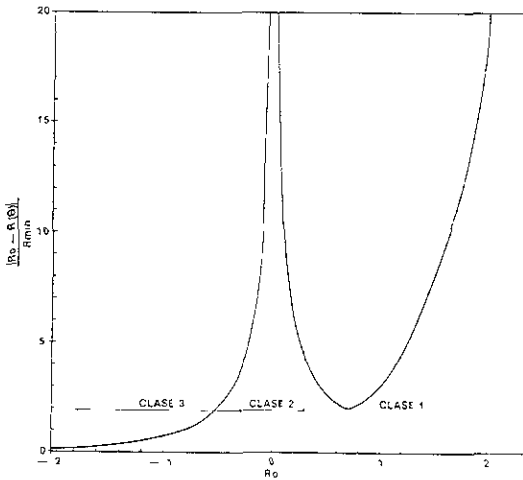


Figura 3.2.2 El cambio fraccional en los coeficientes de reflexión para una interfase lutita – arena con gas sobre un rango angular de 0 a 30 grados. El cambio fraccional esta dado por $\frac{|R_0 - R(30 \text{ grados})|}{R_{min}}$, donde R_{min} es el menor de $|R_0|$ y $|R(30 \text{ grados})|$ (Rutherford,1989).

3.3 APLICACIONES PRINCIPALES DEL METODO AVO

Aún cuando el método de análisis de amplitud contra distancia se empleó inicialmente para detectar anomalías sísmicas con fines exploratorios, hoy en día sus alcances incluyen el área de producción. Sus aplicaciones principales son:

- Detección de anomalías sísmicas en general.
- Delimitación de yacimientos.
- Caracterización de yacimientos.

Particularmente de acuerdo con Castagna (1993), la detección de arenas gasíferas representa la aplicación más prometedora del análisis AVO. Además de la detección de arenas gasíferas, en la literatura sobre AVO se reportan detecciones exitosas de hidrocarburos en carbonatos.

Otra aplicación que se reporta es en relación a monitoreos de flujo de vapor en recuperación mejorada de aceite. El efecto de vapor en la relación V_p/V_s de la roca es muy similar al del gas natural.

Gassaway (1984) y Chiburis (1987), en Castagna (op cit), reportan la aplicación exitosa del AVO para la detección de yacimientos de aceite.

Otras aplicaciones reportadas en la literatura sobre análisis AVO (Castagna, 1993), incluyen la identificación de litología y porosidad.

3.4 AMBIGÜEDADES DEL METODO DE ANALISIS DE AMPLITUD CONTRA DISTANCIA

El método de análisis de amplitudes respecto a la distancia no proporciona una respuesta única a los posibles efectos o causas que originan una anomalía sísmica de amplitud. Ni el procesamiento más cuidadoso de datos sísmicos, ni el modelado más acucioso, pueden garantizar una predicción exitosa del contenido de fluidos a partir del análisis de AVO.

Existen diversas causas que pueden ocasionar una anomalía de amplitud, con lo cual el análisis AVO nos conduce a ambigüedades que solamente se pueden resolver integrando parámetros petrofísicos a la interpretación. Podemos citar como

ejemplo las siguientes causas que nos conducen a valores anómalos de amplitud, que no se relacionan con presencia de hidrocarburos:

- Las arenas limpias con alta porosidad yuxtapuestas con arcillas, pueden ocasionar un incremento en la amplitud similar al ocasionado por arenas gasíferas con menor porosidad.
- Cambios en la cantidad de isotropía transversal presentes en las zonas de objetivos y rocas circundantes. En particular, cuando hay cambios en la anisotropía entre arenas impregnadas (mojadas) y arcillas o dentro de secuencias arcillosas, se puede presentar una anomalía de amplitud aún cuando no se tenga un contraste de impedancia acústica.
- Cuando se presentan capas muy delgadas o acuñamientos, se pueden generar amplitudes anómalas.

3.5 IMPORTANCIA DE LA PETROFISICA EN LOS ESTUDIOS DE AVO

La variación de la amplitud de las reflexiones sísmicas depende de parámetros intrínsecos de las rocas tales como velocidad de las ondas compresionales V_p , velocidad de la onda transversal V_s , densidad, anisotropía y atenuación. Es absolutamente necesario tener un gran conocimiento acerca de las interrelaciones entre esos parámetros y propiedades de las rocas tales como litología, porosidad y contenido de fluidos intersticiales, para extraer de forma cuantitativa información sobre propiedades de las rocas y la respuesta de la amplitud respecto al offset. Dicho de otra manera, es el vínculo entre la respuesta sísmica, la

litología y fluidos del subsuelo. Este desarrollo conduce a una buena interpretación.

Las velocidades de las ondas P y S para un material elástico, isotrópico y homogéneo están dadas por las siguientes relaciones:

$$V_p = [(\kappa + 1/4\mu)/\rho]^{1/2}$$

$$V_s = (\mu/\rho)^{1/2}$$

En donde:

V_p = Velocidad de onda compresional

V_s = Velocidad de onda transversal

κ = Modulo volumétrico

μ = Modulo de cizallamiento

ρ = Densidad

Ambas ecuaciones proporcionan la liga fundamental entre las velocidades de las ondas sísmicas y las propiedades de las rocas. El modulo volumétrico puede depender del módulo volumétrico de los fluidos contenidos en los poros, en tanto que el módulo de cizallamiento permanece inalterable en la relación de fluidos. Cuando un gas libre compresible reemplaza los fluidos contenidos en los espacios porosos, la velocidad de la onda P para las rocas disminuirá significativamente, en tanto que para la velocidad de onda S para la roca se incrementara muy ligeramente debido al decremento en la densidad del volumen de roca. Consecuentemente, se espera que la relación entre velocidades compresional y de cizalla sea un excelente indicador del gas libre contenido en el espacio poroso. Esto constituye la base para la detección directa de hidrocarburos usando el método de AVO.

3.5.1 RELACION DE POISSON

La Relación de Poisson algunas veces denotado por (σ). En particular, la relación de Poisson para un material isotropico elástico esta simplemente relacionado a las velocidades de onda P (V_p) y de onda S (V_s) del material por:

$$\sigma = [(V_p/V_s)^2 - 2] / 2[(V_p/V_s)^2 - 1]$$

Esta ecuación puede ser determinada dinámicamente usando mediciones de campo y de laboratorio de ambas velocidades V_p y V_s .

La Relación de Poisson también tiene una definición física. Si uno toma un cilindro de un material elástico isotrópico y aplica una fuerza compresional axial pequeña en los extremos, el cilindro cambiara de forma. La longitud del cilindro decrecerá ligeramente, mientras que el radio del cilindro incrementará ligeramente. Así, la Relación de Poisson esta definida como la relación del cambio relativo en el radio con respecto de la longitud. Comúnmente los materiales isotrópicos tienen Relación de Poisson entre 0.0 y 0.5 mientras que los materiales esponjosos tienen Relación de Poisson cercanos a cero.

3.5.2 COEFICIENTES DE REFLEXION

Usando la simplificación en las ecuaciones de Zoeppritz uno puede mostrar que existen cuatro variables independientes a una sola interfase ubicada entre dos medios isotrópicos:

- La relación de velocidad de onda P entre los dos medios limitantes
- La relación de densidad entre los dos medios limitantes
- La Relación de Poisson en el medio superior
- La Relación de Poisson en el medio inferior

Estas cuatro cantidades gobiernan la reflexión y transmisión del plano de onda a una interfase sísmica.

3.6 FACTORES QUE AFECTAN DE MANERA FUNDAMENTAL LAS AMPLITUDES SISMICAS.

Los principales factores que producen anomalías de amplitud no deseables incluyen (aunque no necesariamente son los únicos) los siguientes:

Características de las fuentes y receptores.- En asociación con este factor se incluyen los efectos producidos por la potencia de la fuente, la ganancia de los detectores y la atenuación debida a los arreglos geométricos para fuentes y detectores que conllevan incidencias no normales.

Instrumentación.- Se incluyen aquí las respuestas de salida de los equipos y la atenuación debida a los cables.

Procesamiento de los datos.- Posiblemente este sea el factor que por si solo puede afectar mayormente las amplitudes. Precisamente algunos de los múltiples procesos aplicables a los datos sísmicos, son los que pueden modificar severamente las amplitudes. Los principales son la ecualización y el balanceo de trazas, la divergencia esférica y otras funciones de ganancia

variantes con el tiempo y/o la distancia; pasabandas y otros esquemas de filtraje, deconvolución, formateo (shaping) de ondícula y procedimientos para la supresión de múltiples.

Atenuación y absorción.- Estos factores incluyen pérdidas por dispersión geométrica y disipación específica o efectos de Q (factor de calidad), así mismo como inelasticidad, anisotropía y otros fenómenos que dependen de la frecuencia.

Sintonización de las capas.- Se sabe que los efectos del espesor de las capas en relación con la longitud de onda tiene una influencia considerable sobre las amplitudes absolutas registradas. Y su rango se extiende desde incrementos significativos de la amplitud cuando las reflexiones provenientes de la cima y base de la capa objetivo, interfieren constructivamente (hacia $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda) hasta un colapso completo de la señal cuando las capas llegan a ser muy delgadas. Además, debido a la convergencia hiperbólica, el grado de interferencia de amplitud puede ser dependiente del offset si se usan offsets muy grandes (ángulo de incidencia local muy grande).

Múltiples e interfases de los modos de conversión.- Este factor incide más cuando no se puede reconocer, sin embargo las conversiones de onda P a SV que interfieren con las señales primarias de interés, distorsionan el comportamiento de la amplitud con respecto a la distancia. También se incluyen aquí las grandes distorsiones de la señal ocasionadas por múltiples cruzados y conversiones a rangos específicos de distancias dentro de un gather o subsección.

Variaciones someras de la densidad y velocidad.- Si se presentan variaciones laterales en las propiedades físicas de las capas por encima del horizonte objetivo, en dimensiones menores que la extensión del gather del disparo o CDP (punto de

profundidad común), el efecto sobre las amplitudes a diferentes offsets puede ser significativo.

Rasgos geológicos cercanos a la superficie.- Se incluye aquí la variabilidad debida a la capa de intemperismo, masas de agua, presencia de dunas de arena, sal, etc.

Ruido.- Aquí se incluye el ruido aleatorio así como el ruido ambiental temporal, específicamente coherentes, y ruidos culturales, o los generados por la fuente. Obviamente, si las señales no se pueden ver por encima del nivel de ruido, entonces el análisis AVO es imposible.

3.7 CONSIDERACIONES NECESARIAS PARA UNA SECUENCIA DE PROCESAMIENTO DE DATOS SISMICOS CON OBJETIVOS DE AVO.

Es un tanto difícil determinar o definir de una manera precisa una secuencia de procesamiento óptima previa al análisis de amplitudes con la distancia. Realmente debe tratarse cada conjunto de datos o cada área en forma muy particular, es decir, la secuencia óptima de procesamiento estará en función de las características y necesidades propias de cada área. No obstante, hay requerimientos o requisitos que se deben cumplir para considerar que no se han afectado las amplitudes durante el proceso y por lo tanto sus valores son representativos de las características presentes en el subsuelo.

La secuencia de proceso deberá ser la más simple posible, se deberán evitar los cosméticos y en general, es necesario no sobreprocesar los datos.

El procesamiento para cada sección normal de distancia fuente – receptor común deberá ser rutinario. No se deberán usar herramientas multicanal en el dominio de los gathers.

Un punto importante radica en el hecho de enfatizar la consistencia de la ondícula con la superficie. Es preferible la deconvolución consistente con la superficie, que la deconvolución traza por traza, debido a que la primera nos conduce a trazas con menor variabilidad en la fase de la ondícula. La corrección de la divergencia esférica debe ser dependiente de la distancia fuente – receptor. Se debe preservar la amplitud aplicando correcciones consistentes con la superficie. Deberá hacerse una corrección por el efecto del arreglo de receptores. Cualquier atenuación de ruido deberá hacerse para cada plano de distancia fuente – receptor común, sin afectar la amplitud a nivel de sismograma de tiro, si las ondas superficiales (ground roll) son las que se intenta atenuar. Deberá cuidarse la alineación de los reflectores, aplicando los análisis de velocidades, estáticas y estáticas residuales consistentes con la superficie.

Finalmente, debe considerarse en ocasiones como un aspecto fundamental en el procesamiento de datos sísmicos con objetivos de AVO, la migración de los datos antes de apilar.

CAPITULO 4. AREA DE ESTUDIO

4.1 ANTECEDENTES

LA CUENCA DE BURGOS.

La Cuenca de Burgos constituye uno de los principales megaproyectos de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para la explotación de gas natural no asociado al petróleo que se localiza en una franja de 50 mil kilómetros cuadrados ubicada a lo largo de la frontera en proporción de mayor a menor- de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila.

En el noreste de México está el más importante yacimiento gasífero de México. Los norteños están sentados precisamente sobre una mina pero Petróleos Mexicanos carece de recursos financieros y tecnológicos para explotarla.

La solución para extraer los 1000 millones de pies cúbicos diarios de carburante, es abrir aún más la inversión extranjera para optimizar la extracción del producto, distribuido en 50 mil kilómetros cuadrados de subsuelo entre los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Coahuila, dado su potencial, busca incorporarse de manera más amplia al proyecto. Y, segundo, el gas natural no asociado al petróleo o llamado también seco, es relativamente barato y prácticamente no contamina, al usarse como combustible.

En el desarrollo de la producción se incluye, entre otras acciones, un programa que ha requerido de estudios de sismología tridimensional en más de 7500 kilómetros cuadrados, la realización de alrededor de 59 estudios de yacimientos, la perforación de más de 50 pozos exploratorios, la terminación de

más de 1000 pozos de desarrollo, así como la expansión de la infraestructura para manejar más de mil 400 millones de pies cúbicos diarios.

Otros objetivos del Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos son eliminar los cuellos de botella en la infraestructura de superficie, mejorar el grado de conocimiento de los campos y disminuir el riesgo exploratorio, así como mantener un ritmo de crecimiento en la producción.

Esta cuenca es llamada en la porción sur del Estado de Texas, Embahiamiento del Río Grande (Río Grande Embayment), y constituye geológicamente el extremo sur del geosinclinal Terciario del Golfo de México, que alcanza su máxima amplitud en Texas y Louisiana.

De hecho la cuenca sólo comprende el flanco oeste del geosinclinal ya que el centro de éste deberá pasar aproximadamente en la costa actual del Golfo de México. Desde el oriente de Matamoros hasta el oriente del Río Soto la Marina.

Sus límites geográficos son: por el norte el Río Bravo (Río Grande); al oriente el Golfo de México, al sur y al suroeste el Río Soto La Marina y el flanco oriental de la Sierra de Cruillas. El límite occidental lo formaría una línea que, partiendo del flanco oriental de la Sierra de Cruillas pasase el oriente de Montemorelos y que de este punto siguiese hacia el norte para pasar al poniente de Nuevo Laredo, Tamaulipas. La línea mencionada de manera tan general representa el contacto aflorante del Cretácico – Eoceno. La superficie comprendida dentro de tales límites es de aproximadamente 45,000 km².

En esta parte del país predomina la topografía de grandes llanuras, La llanura Costera del Golfo de México, lo que permite

que el territorio de la zona noreste resulte de fácil acceso para el desarrollo de trabajos geológicos y geofísicos.

4.2 MARCO GEOLOGICO

La Cuenca de Burgos, de edad terciaria, está constituida de potente espesor de sedimentos que se extienden a lo largo de la planicie costera del Golfo, quedando enmarcada por accidentes tectónicos estrechamente relacionados con la formación de los pliegues de la Sierra Madre Oriental, los levantamientos de las Sierras de San Carlos y Cruillas y la parte norte de la provincia de las Sierras Tamaulipecas.

Hacia fines del periodo Cretácico y principios del Terciario, la Orogenia Laramíde alcanzo su máximo desarrollo, poniendo fin a la depositación Cretácica, elevando, plegando y afallando los grandes depósitos del Geosinclinal Mexicano.

Simultáneamente a los plegamientos se originaba un marcado hundimiento hacia el oriente, iniciándose así una franca regresión marina que dio lugar a la gran depositación terciaria.

Junto con los movimientos orogénicos Laramídicos principales se verificaban otros de menor importancia, ocasionados por compactaciones diferenciales y reajustes de la propia cuenca, lo cual ocasionaba suaves pulsaciones en los fondos marinos y fluctuaciones de las líneas de costa, dando como resultado interdigitaciones notables en los medios de sedimentación. Los diferentes tipos de ciclos de depósito fueron interrumpidos varias veces durante la era Cenozoica y continuados con mayor intensidad, lo cual originó la formación de marcadas discordancias y locales diastemas. así como un complejo patrón de depósito, cuyo estudio hoy en día es objeto de la principal atención.

La Cuenca está formada por sedimentos del Paleoceno al Reciente y las formaciones se encuentran expuestas a manera de franjas, orientadas con un rumbo general NNW – SSE, dispuestas de manera que *estratigráficamente las capas más antiguas yacen en la porción occidental, siendo mas jóvenes hacia el oriente y notándose un marcado engrosamiento de los sedimentos en esa misma dirección. Puede indicarse que el depósito de estos sedimentos se efectuó en un mar eminentemente regresivo cuyas costas, son ligeras variantes, se fueron desplazando hacia el oriente (Lopez Ramos, 1982).*

Litológicamente, los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y arenas, las cuales varían en su composición de acuerdo al medio ambiente de depósito ya que el mar de aquella época se retiraba paulatinamente hacia el oriente y tuvo una serie de transgresiones y regresiones que dieron origen a diversos depósitos clásticos, principalmente areno – arcillosos de origen deltáico o de barras (Oligoceno) y por supuesto marino somero.

Las arenas son generalmente de grano fino a medio, de color café a gris y su grado de compactación varia de acuerdo al cementante, siendo más o menos bien consolidadas en el Oligoceno y Mioceno. Las lutitas son de colores variables, ocasionalmente yesíferas, con pequeñas intercalaciones de cenizas volcánicas y contienen algunos restos de plantas, su *grado de dureza varia de semiduras a suaves y son físilas.*

Una gran porción de la zona del Terciario, se encuentra cubierta por depósitos recientes, impidiendo y dificultando el estudio de la geología superficial en forma creciente, es decir, a medida que se acerca hacia la costa del Golfo de México, por tal razón, muchos de los datos son aportados por la perforación de pozos. De tal forma, se ha observado que la acumulación sedimentaria fue proporcional a la depresión del Geosinclinal del Golfo.

originándose depósitos de facies transicionales. Hubo una máxima aportación de sedimentos en una época de hundimiento lento, o bien durante la existencia de una plataforma estable. La acumulación sedimentaria fue menor con respecto a la depresión, por lo tanto, los sedimentos fueron alojados en zonas profundas, como ocurre durante parte de las Formaciones Vicksburg y Anáhuac.

Los movimientos tectónicos actuaron moderadamente durante el depósito de los sedimentos Terciarios, registrándose un máximo levantamiento a fines del Oligoceno, originando que los sedimentos del Mioceno traslaparan a los depósitos del Vicksburg.

Todas las formaciones del Terciario tienen un echado regional predominante hacia el oriente, con deformaciones suaves formando terrazas estructurales y pequeños anticlinales orientados NNW a SSE sensiblemente paralelos a los ejes de los plegamientos de la Sierra Madre, indicando que los esfuerzos deformantes provienen del W y SW y otros como consecuencia de esfuerzos deformantes hacia el sur.

En la faja de formaciones Eocénicas se han observado por geología superficial, los anticlinales de la Presa Zacate, Aldama, Ochoa, Pescada, Roma y Rancherías. Hacia el subsuelo los datos de geología y sismología indican depresiones por fallas normales ó irregularidades del piso marino durante su depositación durante el Oligoceno (Lopez Ramos, op cit).

Sismológicamente las estructuras observadas en esta subprovincia reflejan terrazas estructurales suaves con ejes orientados de NW a SE y entre las más notables se pueden citar Reynosa, Francisco Cano, Treviño, Brasil, 18 de Marzo y Monterrey y muchas más.

El conocimiento de la Cuenca Burgos fue posible debido a su desarrollo petrolero iniciado en el año de 1944, con la perforación del pozo Misión N° 1 (Estructura de Peñitas), situado cerca del Río Bravo, su método de localización fue geología de subsuelo y resultando productor de gas y destilado en arenas de la formación Vicksburg del Oligoceno.

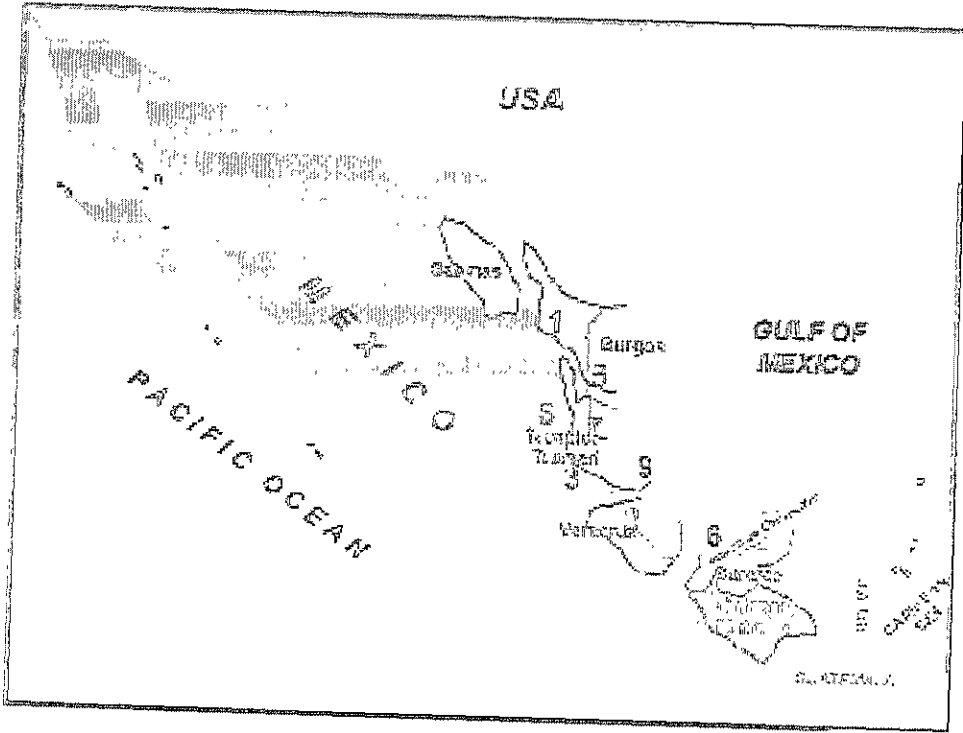


Figura 4.2.2 Cuencas gasíferas de México. Cuenca Burgos representada por el No. 1, que se localiza junto a la Cuenca San José de las Rusias marcada con el No. 5

4.3 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SISMICOS

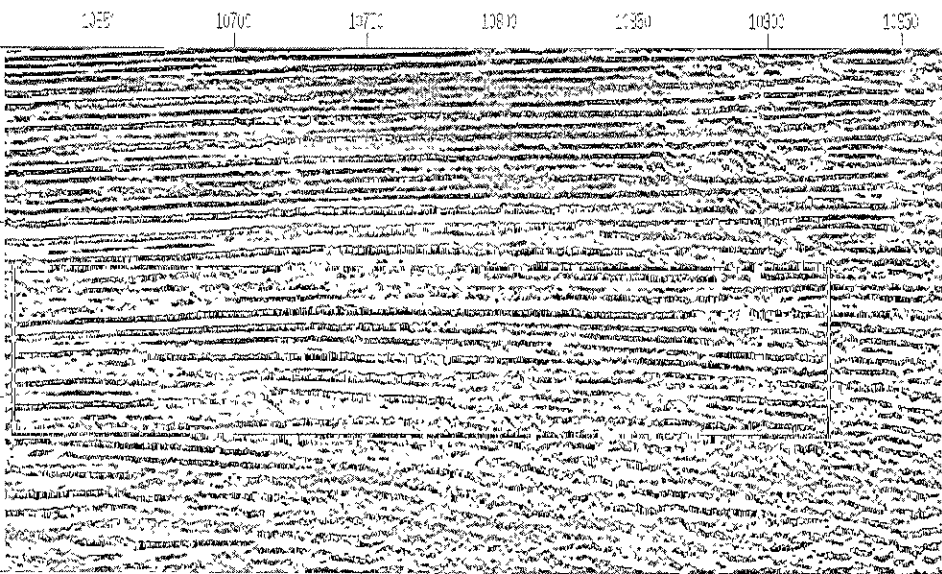


Figura 4.3.1 Sección sísmica aplada, en el recuadro se muestra la zona de estudio, que corresponde al horizonte de interés ubicado a 2.2 a 2.7 segundos aproximadamente.

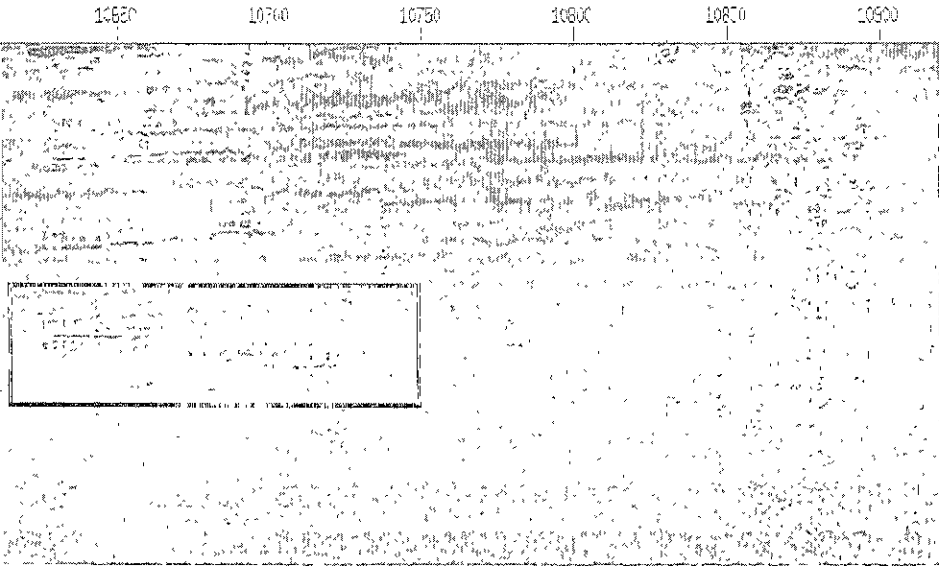


Figura 4.3.2 Envolvente de amplitud instantánea. El recuadro define la zona de interés mas reducida que en la sección apilada en base a la anomalía de amplitud que se presenta en color azul.

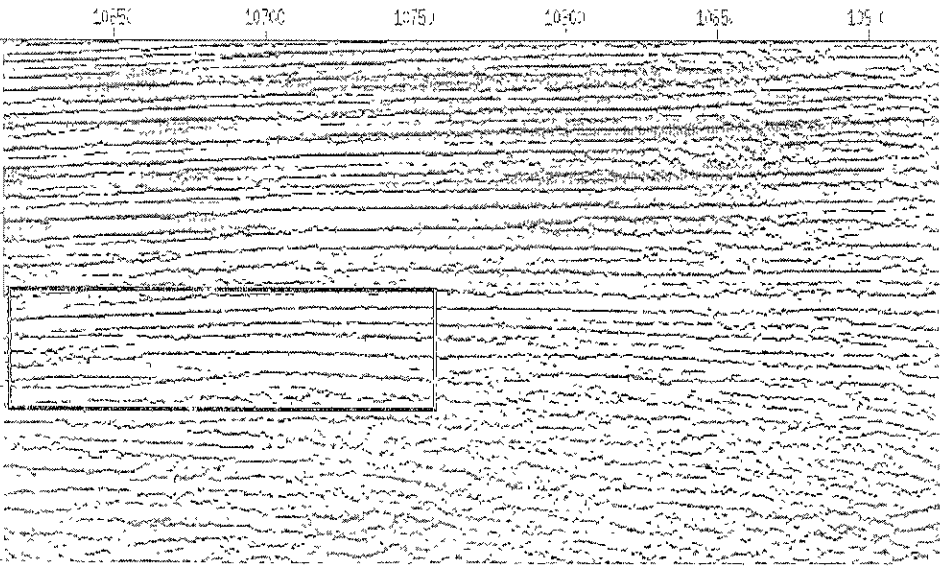


Figura 4.3.3 Fase instantánea, se nota la consistencia lateral y una discontinuidad local, los colores representan valores de fase igual.

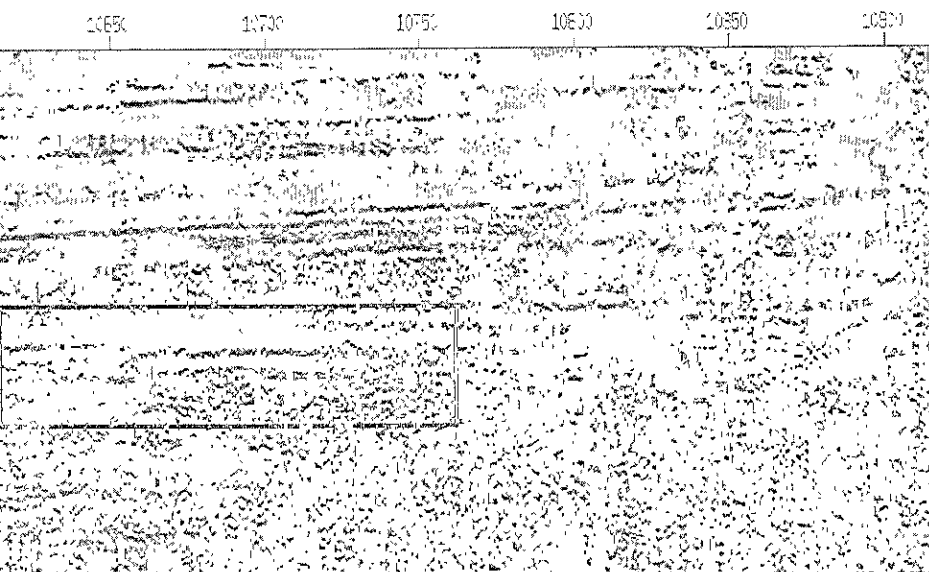


Figura 4.3.4 Frecuencia instantánea. El recuadro muestra la zona de interés en donde se nota una zona de baja frecuencia en color naranja.

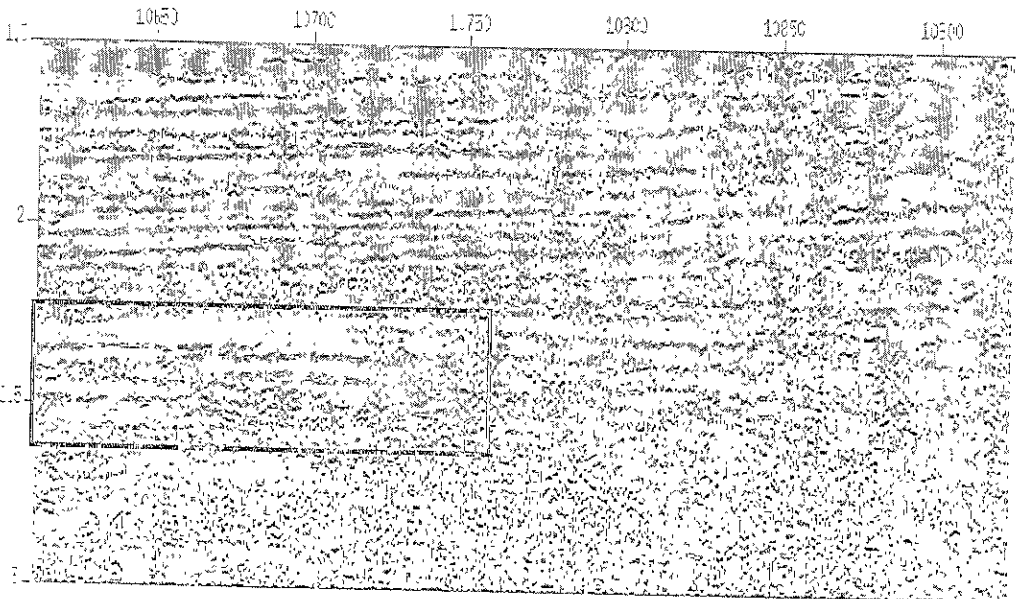


Figura 4.3.5 Frecuencia Dominante, en el cual es muy parecida con el atributo de frecuencia Instantánea, El recuadro se muestra la zona de interés que presenta una baja frecuencia con respecto del entorno representada en color rojizo.

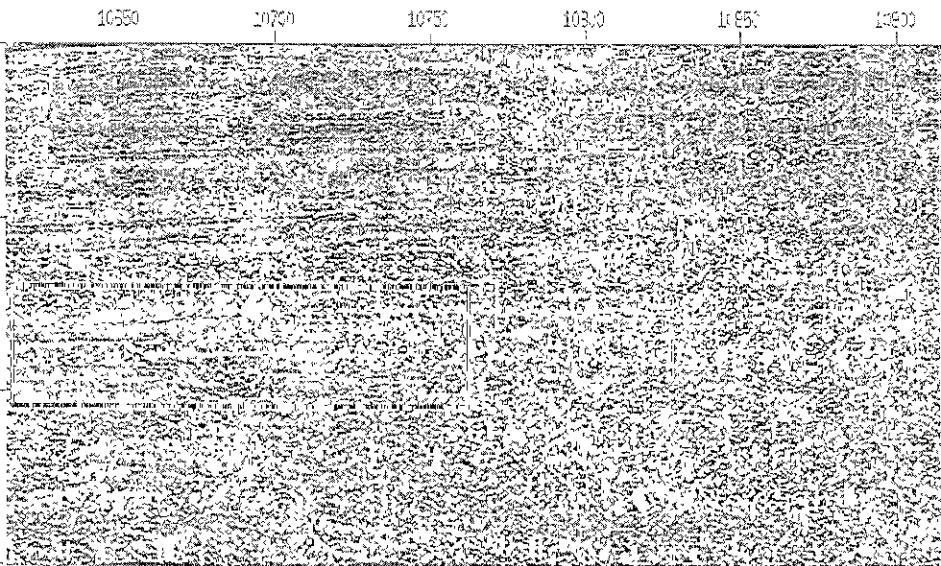


Figura 4.3.6 Factor de calidad Q, En el recuadro se observa un tren de alta atenuación, que tiene buena correlación con la anomalía de amplitud ilustrada en color rojo.

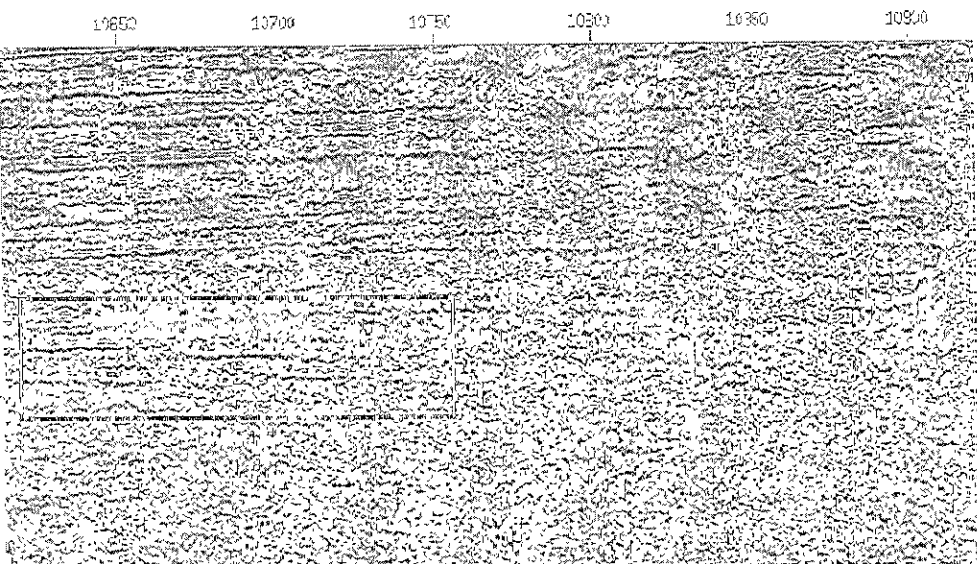


Figura 4.3.7 Ancho de banda instantánea, el recuadro muestra la zona de interés denotada con el color verde.

4.4. ANALISIS DE AVO.

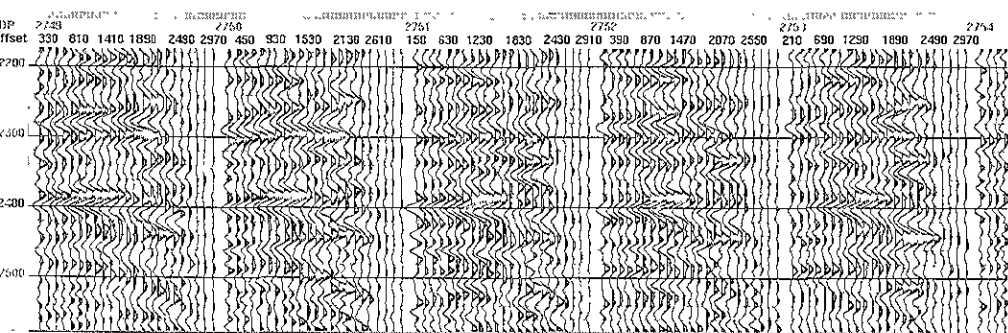


Figura 4.4.1 Vista de los gathers con NMO.

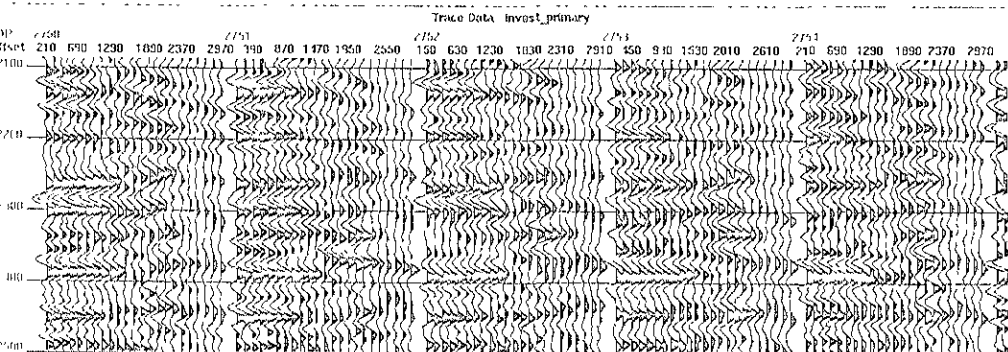


Figura 4.4.2 Gathers con NMO y filtro Radon

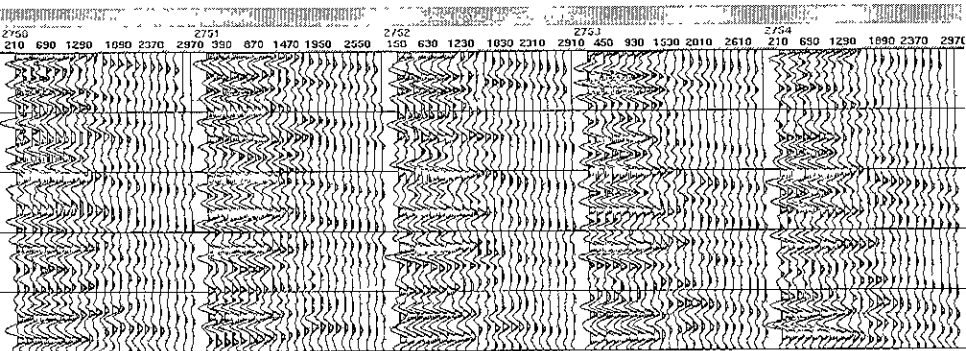


Figura 4.4.3 Gather de otra anomalía con NMO y filtro radón

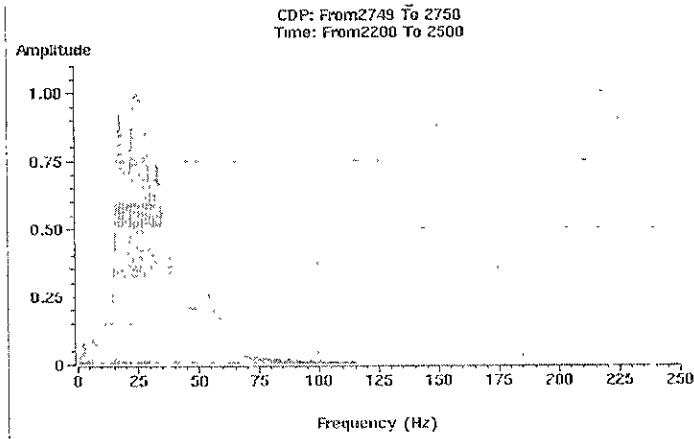


Figura 4.4.4 Espectro de amplitud de los datos sísmicos.

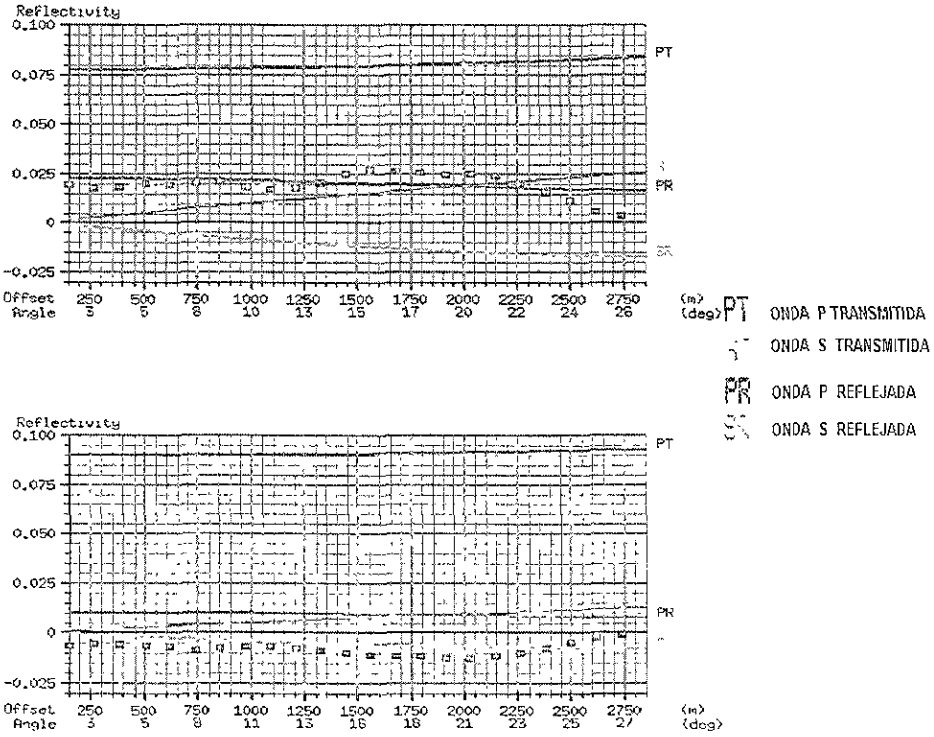


Figura 4.4.5 Gráficas de los tipos de arenas sobre el mismo horizonte pero en diferente CDP a la profundidad de 2260 s. Las líneas punteadas representan los tipos de arenas.

CAPITULO 5. INTERPRETACION DE LOS DATOS

5.1 INTERPRETACION DE ATRIBUTOS SISMICOS

En las imágenes de los atributos sísmicos, mostrados en el capítulo anterior, llamados respectivamente: envolvente de amplitud, fase, frecuencia, frecuencia dominante, factor de calidad Q y ancho de banda instantáneos, (Figuras 4.3.2 a 4.3.7) fueron calculados de una porción de una sección sísmica de la cuenca de Burgos (Figura 4.3.1).

La sección apilada en tiempo que se presenta en la figura 4.3.1 muestra un recuadro que casi abarca de lado a lado la sección y aunque arriba del recuadro se notan otras anomalías de amplitud, se decidió estudiar la zona marcada debido a antecedentes observados en la sección original, los demás puntos brillantes también se analizaran con el estudio de AVO, así que el énfasis se dió mas a la zona marcada.

La envolvente de amplitud instantánea mostrada en la figura 4.3.2 muestra prominentes puntos brillantes (bright spots) que son evidentes a simple vista (color azul) y por lo tanto, podemos decir que hay mejores cambios litológicos verticalmente y en el recuadro se muestra una potencia de reflexión más constante con respecto a su entorno.

En el recuadro que estamos delimitando como la zona de interés (aproximadamente 2.4 s.), existe un pozo productor de gas que no se encuentra en nuestra línea sísmica pero que esta proyectado aproximadamente a un kilometro perpendicularmente a la línea sísmica. Con esta referencia y la alta amplitud que se presenta aquí nos ayuda, en este caso, a sospechar que esta zona es parte del yacimiento de gas, aunque el objetivo principal de este estudio es determinar el limite horizontal en el yacimiento en la sección

mostrada y determinar algunos otras anomalías que circundan de nuestra zona de interés.

La fase instantánea mostrada en la figura 4.3.3, nos sirve para correlacionar y definir los horizontes de una manera más efectiva debido a que la fase es un correlador natural que no depende de la amplitud.

En esta imagen de fase se definen claramente continuos los horizontes de la secuencia estratificada de arenas y lutitas.

En este modelo no presenta complejidad estructural, sin embargo la fase instantánea define correctamente un modelo de capas casi planas, las cuales serian un poco más difíciles de interpretar en una sección convencional debido a las variaciones de amplitud.

En la zona de interés señalada con el recuadro se marcan correctamente los horizontes con interés económico, pero en el atributo de envolvente de amplitud nos damos cuenta que el horizonte no presenta las mismas características en toda su extensión.

En la figura marcada como 4.3.4 observamos el efecto de la frecuencia instantánea. En el recuadro que encierra la zona de interés, ahí se observan colores naranja, los cuales nos indican valores de baja frecuencia, lo que de acuerdo a la literatura indica que la baja frecuencia podría estar más asociada a arenas con gas, aunque con el estudio de un solo atributo como por ejemplo éste, de frecuencia instantánea, no podemos generalizar el comportamiento ya que existen otros factores físicos que pueden afectar la frecuencia. Otro de los objetivos de este trabajo es probar y proponer el uso conjunto de varios atributos, y porque no, el uso de otras técnicas.

La figura 4.3.5 ilustra la llamada frecuencia dominante, se muestra un promedio de la frecuencia, sin embargo puede ser comparada con el atributo de frecuencia instantánea, donde también se muestran zonas de baja frecuencia denotados por colores naranja, justo por debajo de la zona donde se encuentra la anomalía de amplitud.

A partir del análisis de los atributos de frecuencia nos damos cuenta que en la anomalía de amplitud que se presenta aproximadamente a los 1.7 segundos, tenemos condiciones parecidas a la zona de interés del recuadro, ya que en esta zona también presenta valores de frecuencia bajas bajo el punto brillante.

En la figura 4.3.6 se presenta el atributo de factor de calidad Q instantánea en la zona que estamos analizando, observamos colores rojos que indica valores bajos de Q, lo que significa la existencia de alta atenuación.

La anomalía de amplitud a los 1.7 segundos donde se mencionaría anteriormente que posiblemente también se trate de otro yacimiento más pequeño o que solo sea un extremo de él. También existe una zona de alta atenuación observada con este atributo, bajo la zona de recuadro, también se muestra otra zona de alta atenuación pero que en los atributos de frecuencia también nos indica otra pista, pero en el atributo de envolvente de amplitud no aparece, por lo tanto posiblemente se trate únicamente de un cambio litológico.

El último atributo que se muestra es el de ancho de banda marcado como figura 4.3.7, donde este atributo nos da una relación estadística con la ondícula. En el recuadro se observa claramente que tiene relación con los demás atributos ilustrados y de una manera consistentemente acusada.

Existen muchos otros atributos que podrían usarse pero la mayoría no tienen, po ahora, una interpretación directa hacia alguna propiedad física, ya que esto es un tema de desarrollo en la investigación actual. Es para ello que se ha decidido usar solo atributos que prometen y pueden ayudar en forma más directa, a la localización de hidrocarburos, en este caso gas en trampas estratigráficas.

5.2 INTERPRETACION DE AVO

En la figura 4.4.1 se presentan los gathers en el tiempo en que observamos la fuerte anomalía de amplitud que se encuentra en este caso en el intervalo de tiempo entre 2300 y 2400 ms. En esta gráfica se observa que algunos horizontes pierden su continuidad o simplemente la aplicación de las correcciones dinámicas (NMO), no fueron suficientes para corregir este problema de sobretiempo normal. Por tal motivo se decidió aplicar un filtrado en el software Hampson and Russell llamado "invest" que es básicamente un filtro de Radón, en el que nos ayudo para eliminar algunos múltiples y alinear nuestros horizontes, por lo cual de aquí en adelante solo se analizarán los gathers, a los que se les aplico el filtro (figura 4.4.2).

En los horizontes a 2300 y 2390 ms las amplitudes de estos tienen un aumento de magnitud y en los demás horizontes las amplitudes se observan más "lineales" incluyendo el horizonte a 1700 s aproximadamente, que se había propuesto como un posible yacimiento.

En las ilustraciones de la figura 4.4.4, el Espectro de amplitud que fué calculado para observar las frecuencias y así decidir si se debe de hacer un filtrado de frecuencias. En este caso se consideró que las frecuencias que tenemos, son las correccias

para nuestro estudio, la frecuencia central o promedio se encuentra aproximadamente a la frecuencia de los 30 Hz.

La figura 4.4.5 se tienen las curvas de las arenas de un horizonte que se consideró ser la cima del posible yacimiento, que se encuentra a los 2260 ms (Figuras 4.3.2 y 4.3.4) representando en dichas gráficas el tipo de arenas que estamos estudiando, la respuesta de las ondas P y S, transmitidas y reflejadas.

5.3 DISCUSION

Al corroborar los datos obtenidos en los atributos sísmicos con los observados antes de apilar, se ve que las amplitudes de los horizontes marcados, aumentan con respecto de la distancia, este aumento en las amplitudes, sugiere posibles yacimientos gasíferos.

En el análisis de amplitud contra distancia (AVO) a los 1.7 segundos resulto que la amplitud se comporta de una manera lineal, aunque potencialmente no se podría descartar la posibilidad de que sea un probable yacimiento de gas en una trampa estratigráfica.

Las gráficas de las arenas obtenidas en el proceso y que se representan en la figura 4.4.5, comparadas con las mostradas en la figura 3.2.1 determinan, que las arenas estudiadas en esta zona o al menos en los horizontes estudiados, características que indican que se trata de una arena clase 2. En la que este tipo de arenas tienen casi la misma impedancia que el material encajonante.

CAPITULO 6. CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las imágenes de los atributos sísmicos y el análisis de AVO mostradas, fueron calculadas a partir de la sección apilada en tiempo, donde se fue delimitando hasta llegar a una zona de interés, la cual muestra prominentes puntos brillantes observados a simple vista. Aunque no aseguramos que se trate de un yacimiento gasífero, podemos decir que existen las condiciones y características apropiadas para la posible existencia de arenas con gas. Debido a la horizontalidad en los eventos en la sección no se aplicó el operador de migración. Se puede concluir que los atributos sísmicos y el AVO son herramientas complementarias, ya que al analizar los resultados con las dos técnicas nos reduce el margen de incertidumbre.
- En la mayoría de los casos los atributos individuales pueden indicar varias condiciones posibles, por lo tanto su uso lógicamente combinado es reducir a un mínimo la incertidumbre en su interpretación.
- Es importante considerar y evaluar la secuencia óptima de proceso para nuestro análisis de atributos y acondicionamiento de los datos para el análisis de AVO, ya que una secuencia no adecuada puede conducir a interpretaciones erróneas.

- El uso de código de colores es útil para diferenciar de forma rápida y simple algunas de las características de los atributos.
- Para el análisis de atributos y AVO debemos definir las zonas de interés y discriminar las zonas donde los datos no proporcionan información de los objetivos buscados.
- La combinación de ambas técnicas ofrece una herramienta mas robusta para el análisis de datos sísmicos en la búsqueda de hidrocarburos. Por lo tanto, se sugieren este tipo de estudios, así como su combinación con otras técnicas petrofísicas y geológicas, para reducir el riesgo en la perforación de pozos.
- En el análisis de los atributos y el AVO, nos encontraremos con la visualización de varias zonas que tienen anomalías de amplitud, pero estas pueden ser causadas por muchas otras causas o simplemente un yacimiento de hidrocarburos pero sin interés comercial.

BIBLIOGRAFIA

- Taner, M. T., Koehler, F., Sheriff, R. E., 1979, Complex seismic trace analysis: *Geophysics*, v. 44, p. 1041-1063.
- Sheriff Robert E. Loyd P. Geldart, 1991, *Exploration Seismology*, Cambridge University Press, second edition.
- Sheriff Robert E., Loyd P. Geldart, 1991, *Exploración Sismológica*, Vol. 1 Historia Teoría y obtención de datos. editorial Noriega Editores 1991
- Sheriff Robert E. and Loyd P. Geldart, 1991, *Exploración Sismológica*, Vol. 2 Procesamiento e interpretación de datos. editorial Noriega Editores 1991
- Castagna, J.P., 1993, AVO Analysis – Tutorial and Review, Offset Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis, *Investigation in Geophysics Series*, v.8, Michael R. Cooper, ed SEG.
- Steven R. Rutherford, Robert H. Williams, 1989, Amplitud-versus offset variation in gas sands: *geophysics* vol. 54, no. 6 p. 680 - 688
- E. Lopez Ramos, *Geología de México*, tomo 2, 3a edición, México D.F 1982
- Verm & Hitterman 1995 Lithology color – coded seismic sections: The calibration AVO crossploting to rock properties TLE
- Ruger & Tsvanskin 1997 Using AVO for fractures detection: Analytical basis and practical solutions TLE

Castagna & Smith 1994 Comparison AVO indicators : A modeling study Geophysics

Castagna, J, 2000. AVO: the next step, TLE.

Hitterman, F, Van Scheyver, C Sbar, M 2000. AVO examples long - offset 2- D data in the Gulf of Mexico TLE

Mazzotti, 1991 Amplitude, phase and frequency versus offset applications Geophysical prospecting, 39, 863-886.

6.3 APENDICE

Programa que calcula los atributos sísmicos con una sola traza

```
clear
a=[datos de la traza];
a=transpose(a);
a=a/max(a);
A=hilbert(a);
ϕ=(angle(A)*180/pi);
%*****gráficas*****
% clf
% gráficas de las trazas y atributos sísmicos

figure(1),subplot(511), plot(a);
figure(1),axis ([0 500 -1 1]);
ylabel('a')
title('traza sísmica')
grid

figure(1),subplot(512),plot (imag(A));
figure(1),axis ([0 500 -1 1]);
ylabel('A')
title('traza de cuadratura')
grid

figure(1),subplot (513), plot (abs(A));
figure(1),axis ([0 500 0 1]);
ylabel('Amplitude')
title('envolvente de amplitud')
grid

figure(1),subplot (514), plot (angle(A)*180/pi);
figure(1),axis ([0 500 -200 200]);
ylabel('grados')
title('fase instantanea')
grid

figure(1),subplot (515), plot (diff(angle(A)*180/pi));
figure(1),axis ([0 500 -100 120]),
xlabel('frecuencia'),ylabel('ϕ')
title('frecuencia instantanea')
grid
```