

01174



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

“ANÁLISIS DE AVO EN LA CUENCA
DE MACUSPANA MARINA”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA
(INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL, EXPLORACIÓN)

PRESENTA

GUILLERMO PARISSI LARA

DIRECTOR DE TESIS:
M. C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA



CIUDAD UNIVERSITARIA

OCTUBRE 2004



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.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

AGREDECIMIENTOS

Por este conducto quiero agradecer profundamente, la oportunidad de realizar mis estudios de Postgrado al ex Activo de Proyectos de Exploración de la Región Marina Noreste de PEMEX Exploración – Producción encabezado entonces por su Administrador Ing. José Alberto Aquino López.

Así mismo a los Ings. Marco Antonio Flores Flores, Jorge R. Vera Sánchez y Luis R. Bojalil Soto por todo su apoyo, confianza y amistad que siempre me han brindado.

A los comentarios y sugerencias del M.C. Juan Marcos Brandi Purata, M.I. José Ruiz Morales, Dr. José Ricardo Padilla Y Sánchez, M.C. Noel Holguin Quiñones y M.I. Marco Antonio Gheno Juárez.

A las autoridades de la División de Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, así como al Ing. José Luis Hernández Ramírez, Administrador del Laboratorio de Cómputo de la misma Facultad, las facilidades otorgadas para hacer uso de sus instalaciones y equipo para realizar este trabajo.


Guillermo Parissi Lara

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Guillermo Parissi Lara

FECHA: Noviembre 9 de 2004

FIRMA:

 Ing. Guadalupe González
P.A.

DEDICATORIA

Para mi esposa Lilia Angélica y para mi hijo Hiram Neftalí, a quienes agradezco profundamente todo su amor y su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.

A mis padres que siempre me inculcaron buenos valores y la visión de salir adelante.



CONTENIDO

RESUMEN

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2. GENERALIDADES.....	8
2.1. PROPUESTA	8
2.2. OBJETIVO.....	8
2.3. JUSTIFICACIÓN.....	8
3. ANTECEDENTES.....	9
3.1. RESULTADOS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO MALAH-1.....	9
4. FUNDAMENTO TEÓRICO	15
4.1. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DEL AVO.....	15
4.2. ECUACIONES DE KNOTT Y ZOEPPRITZ.....	16
4.3. IMPORTANCIA DE LAS APROXIMACIONES A LAS ECUACIONES DE ZOEPPRITZ.....	19
4.3.1. ECUACIONES DE SHUEY.....	20
4.4. APROXIMACIÓN DE BORTFELD.....	21
4.5. APROXIMACIÓN DE RICHARDS Y FRASIER.....	22
4.6. ECUACIONES DE AKI & RICHARDS.....	23
4.7. VERSIÓN DE WIGGINS A LA APROXIMACIÓN DE AKI & RICHARDS.....	26
4.8. APROXIMACIÓN DE WRIGHT.....	27
4.9. APROXIMACIÓN DE SMITH Y GIDLOW (1987).....	27
4.10. APROXIMACIÓN DE HILTERMAN (1989).....	29
4.11. ATRIBUTOS FUNDAMENTALES DEL AVO.....	31
4.12. PRINCIPIOS DE AVO USANDO CROSSPLOTS.....	33
4.13. CLASIFICACIÓN DE LAS ARENAS.....	35
4.14. APLICACIONES PRINCIPALES DEL MÉTODO AVO.....	37
4.15. IMPORTANCIA DEL AVO EN LA OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	37



CONTENIDO

5. METODOLOGÍA.....	39
5.1. ETAPAS DEL ANÁLISIS DE AVO.....	39
5.2. ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA UTILIZADA.....	40
5.3. ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA.....	41
5.4. SELECCIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO.....	48
5.5. SISMOGRAMA SINTÉTICO.....	54
5.6. ANÁLISIS DE GRADIENTE.....	55
5.7. ATRIBUTOS DE AVO.....	60
6. LOCALIZACIÓN OKOL-1.....	70
6.1. ANTECEDENTES.....	70
6.2. CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.....	72
6.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	73
6.4. ANÁLISIS DE AVO.....	73
6.5. ANÁLISIS DE GRADIENTE.....	82
6.6. ANÁLISIS DE CROSSPLOTS.....	86
7. CONCLUSIONES.....	95
8. RECOMENDACIONES.....	97
9. REFERENCIAS.....	98
10. APÉNDICE I.....	106

RESÚMEN

La recomendación primordial de la Coordinación de Incorporación de Reservas del entonces Activo de Exploración de la RMNE de PEMEX, fue el de realizar un estudio del comportamiento de la amplitudes sísmicas con el offset, en el Sur de la Cuenca de Macuspana en su parte Marina.

En esta área de estudio fue perforado el Pozo Malah-1 en el año 2003, sin embargo, los alcances de este trabajo, fueron los de aplicar la metodología de AVO independientemente de los resultados del Pozo, así como calibrar el estudio de atributos convencionales realizado previamente con los intervalos arenosos cortados por Malah-1.

En el área de estudio están propuestas otras localizaciones exploratorias, siendo entre otras la Localización Okol-1, en donde se aplicará también la metodología de AVO para ayudar a definir zonas o intervalos de interés.

Los parámetros de AVO adquiridos en este estudio son meramente cualitativos, y los resultados no son del todo confiables ya que para este tipo de análisis es indispensable contar con un intervalo productor para calibrar los datos, caso que no pudo ser posible en este trabajo ya que el Pozo Malah-1 resultó invadido de agua salada.

“ANÁLISIS DE LA AMPLITUD SÍSMICA (AVO) EN LA CUENCA DE MACUSPANA MARINA”

1. INTRODUCCIÓN

En el año 2001 la Compañía Mexicana de Geofísica (CMG) realizó un estudio de análisis de AVO en la Cuenca de Macuspana Marina para el activo de Exploración, RMNE., con el fin de apoyar Localizaciones Exploratorias, entre ellas, la entonces Localización Malah-1. Los resultados arrojados por la compañía indicaban la presencia de anomalías de AVO, lo cual en su momento sirvió para apoyar la perforación de Malah. Sin embargo, los resultados de la perforación no fueron los esperados, ya que el pozo resultó invadido de agua salada.

La Cuenca de Macuspana está dividida geográficamente en dos partes, una terrestre y otra marina. La parte terrestre es productora de gas y condensado principalmente. En la porción marina se han perforado los pozos Pech-1, Malah-1, Ikim-1, Xotem-1, Chukua-1 (Fig. 1.1), los cuales registraron importantes gasificaciones durante su perforación. El pozo Pech-1 no fue probado debido a que su objetivo eran rocas mesozoicas, las cuales no alcanzó a cortar, ya que perforó 5560 m de Terciario y 782 m de Sal.

La importancia del Neógeno como productor de gas, fue probado con éxito con la perforación del pozo Kopo-1, ubicado a 40 Km al Oeste del borde de la cuenca de Macuspana, que resultó productor en el intervalo arenoso de 617 a 620 m (Plioceno Superior-Pleistoceno), con un gasto de 6.57 MMPCD.

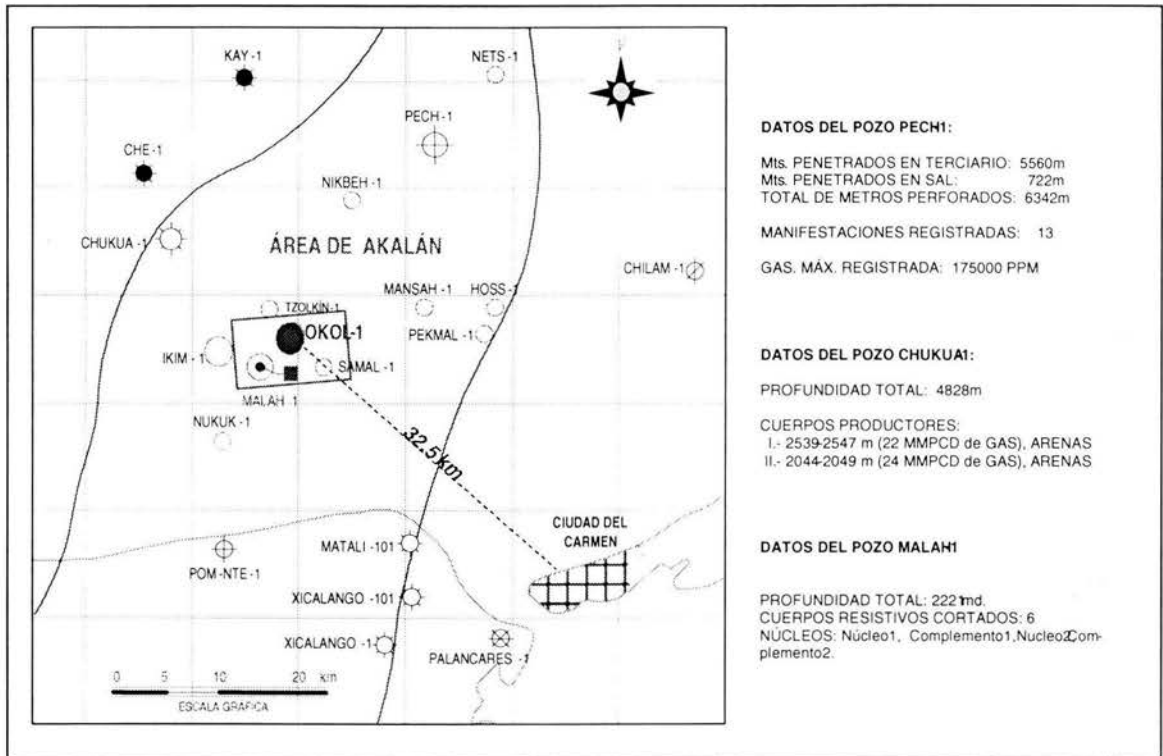
Estudios geoquímicos de gases (secos y húmedos) que se producen en los yacimientos de la porción terrestre de la Cuenca de Macuspana, y evidencias de estos mismos, obtenidos a partir del muestreo geoquímico de núcleos de sedimentos del fondo marino dentro de la porción marina de la Cuenca de Macuspana, indican la presencia de rocas generadoras activas de edad Mioceno Inferior, que a la vez, sincronizan con otros elementos y procesos geológicos para acumularse en los niveles estratigráficos del Terciario Superior.

El pozo Malah-1 terminó su perforación en el año 2003, a una profundidad de 2221 md (metros desarrollados), registrando una gasificación máxima de 296000 PPM. Antes de su perforación se contaba con estudios de análisis de AVO e Inversión Sísmica, los cuales demostraban la existencia de anomalías de amplitud que apoyaban la entonces Localización, sin embargo el pozo no resultó productivo.

Los alcances y objetivos de este trabajo, es analizar dichas anomalías de amplitud, así como calibrar el estudio de atributos convencionales realizado previamente con los intervalos arenosos cortados por Malah-1.

En el área se cuenta con 7 trabajos de sísmica bidimensional adquiridos y procesados de 1973 a 1983, también con el cubo sísmico Akalan 3D, (adquirido en el año 2000), con el cual se determinaron diversas localizaciones, siendo entre otras Okol-1, en donde se realizará también, para esta tesis, el análisis de AVO para apoyar su factibilidad de perforación.

Cabe hacer mención que las Localizaciones que están propuestas en el área y que ya cuentan con su aprobación, se encuentran en bloques separados por fallas normales que las compartimentalizan, por lo cual los resultados negativos del pozo Malah-1 no son definitivos para condenar toda el área ni cancelar, la decisión de perforar otras Localizaciones. Sin embargo, será necesario realizar un análisis detallado del sistema petrolero para poder determinar la factibilidad económica.



TOMADO DE:
INFORME LOC. OKO1, AGO 2002
ACTIVO EXPLORACIÓN, RMNE
COORD. INCORPORACIÓN DE RESERVAS

Fig. 1.1 Ubicación del área de estudio (recuadro en rojo)

2. GENERALIDADES

2.1 PROPUESTA

Como trabajo de investigación y tema de tesis de Postgrado se propone la realización del estudio del análisis de la amplitud sísmica (AVO) en la parte Marina de la Cuenca de Macuspana, dentro de un subcubo del proyecto sísmico Akalan3D.

2.2 OBJETIVO

Los alcances y objetivos de este trabajo, fueron los de aplicar la metodología de AVO sobre el pozo Malah-1 (independientemente del estado final del mismo) y efectuar el análisis AVO en la Localización Okol-1, así como calibrar el estudio de atributos convencionales realizado previamente con los intervalos arenosos cortados por el pozo.

Como objetivo académico se realizó el estudio del comportamiento de las velocidades de onda P y onda S y su relación con el análisis de AVO (Apéndice I).

2.3 JUSTIFICACIÓN

Como justificación de este trabajo de tesis, se pretende dar una explicación del tipo y origen de las anomalías de AVO en el pozo Malah-1, comparar los resultados con la Localización Okol-1.

3. ANTECEDENTES

El pozo Malah-1 inició su perforación en septiembre del 2001. Se encuentra ubicado a 16.6 km al Norte de Cd. del Carmen, Campeche dentro de la Cuenca de Macuspana en su parte Marina (Fig. 1.1).

Debido a que desde hace muchos años no se perforaba ningún pozo en esta porción Marina de la Cuenca, el Pozo Malah-1 creó muchas expectativas de poder localizar una posible extensión de los plays productores en la parte terrestre de la Cuenca de Macuspana; sin embargo, y después de muchos problemas mecánicos que se presentaron durante la perforación, el Pozo resultó invadido por agua salada, no sin antes haber detectado la presencia de la roca almacén (tal como lo indica el reporte de la descripción del núcleo 2 cortado en el pozo Malah-1). Los horizontes arenosos perforados en la etapa de 1200 a 1650 m se encuentran depresionados e invadidos por agua salada formacional, debido al alto fracturamiento y fallamiento de estos horizontes, cuyas fallas llegan a superficie y presentan abundantes emanaciones superficiales de gas en el fondo marino, mismos que fueron corroborados por los estudios geofísicos y geotécnicos elaborados, así como el estudio de muestreo de fondo marino practicado en esta área con anterioridad. (Informe Final Estudio Akalan, 2002, PEP, RMNE)

3.1 RESULTADOS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO MALAH-1*

La Localización de sondeo estratigráfico Malah-1, fue aprobada en marzo del 2000 a una profundidad programada de 2500 m; su objetivo principal fue probar en su posible extensión marina, el potencial petrolero de los plays arenosos del Plioceno Medio y Mioceno Superior, productores de gas y condensado en la porción terrestre de la Cuenca Macuspana.

Los elementos de riesgo, le dieron una probabilidad de descubrimiento del 27 %. El riesgo principal se consideró en la presencia y calidad de la roca almacén

constituida por cuerpos arenosos siliciclásticos de regular compactación (Fig. 3.1), otro riesgo a considerar fue el sello debido a que la localización está situada en la culminación de una estructura anticlinal con abundantes fallas que la compartimentalizan y que pudiesen estar actuando como vías de fuga de los hidrocarburos gaseosos (Fig. 3.2).

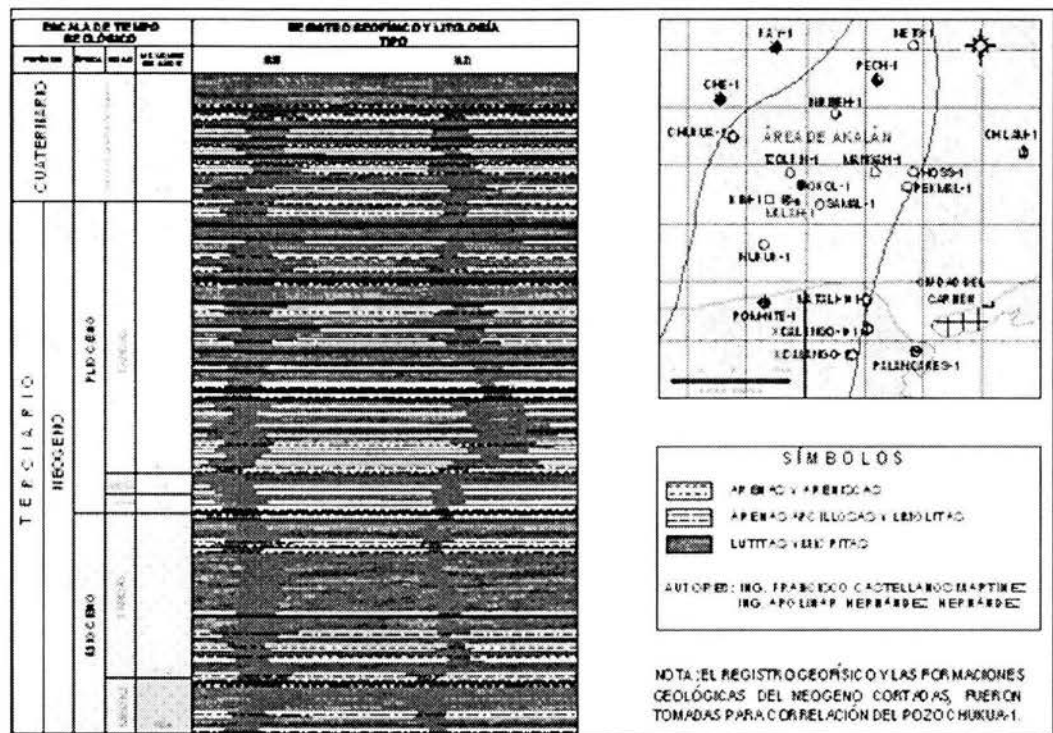


Fig. 3.1 Tabla de tiempo geológico y columna geológica tipo del área de estudio (la curva verde es el registro de Rayos Gamma y la roja de Resistividad).

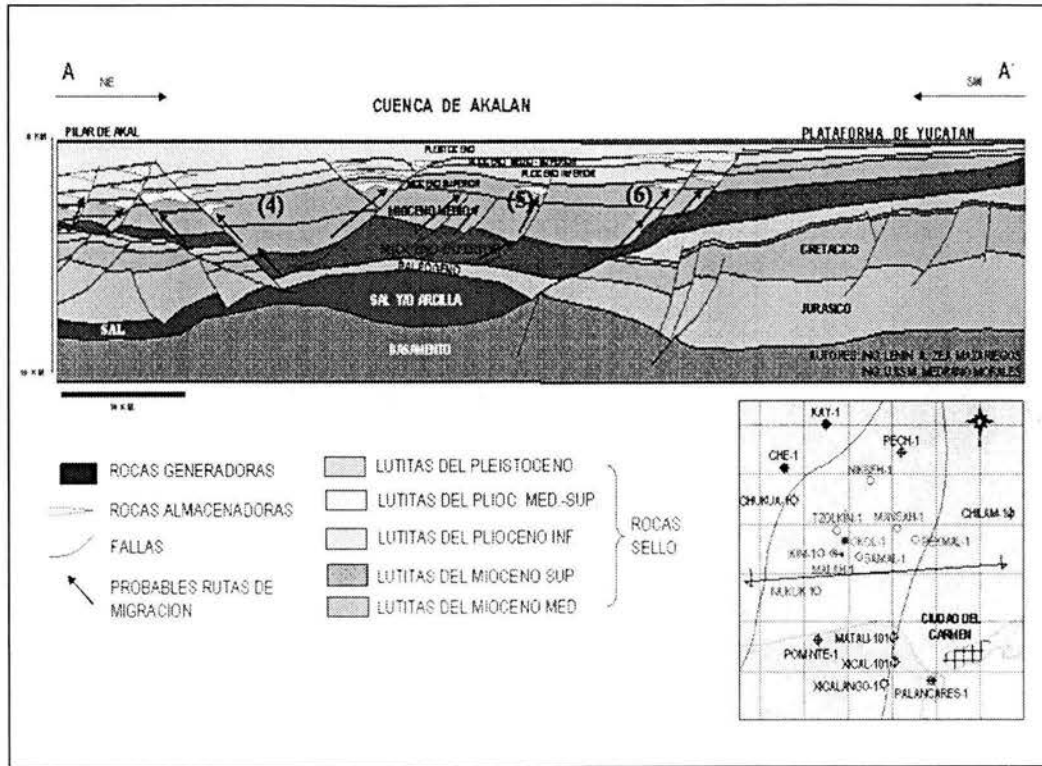


Fig. 3.2. Sección estructural transversal

El modelo sedimentario propuesto fue de deltas de ambientes someros (nerítico interno) de edad Plioceno Medio cuya dirección de aporte de sedimentos siliciclásticos provenían del Sur hacia el Norte (Fig. 3.3 y 3.4). Estos horizontes arenosos fueron visualizados en la información sísmica tridimensional de reciente adquisición.

Así mismo se realizó un modelo proponiendo el origen de las rocas generadoras, las cuales se estimaron pertenecen al Mioceno Inferior (Fig. 3.5).

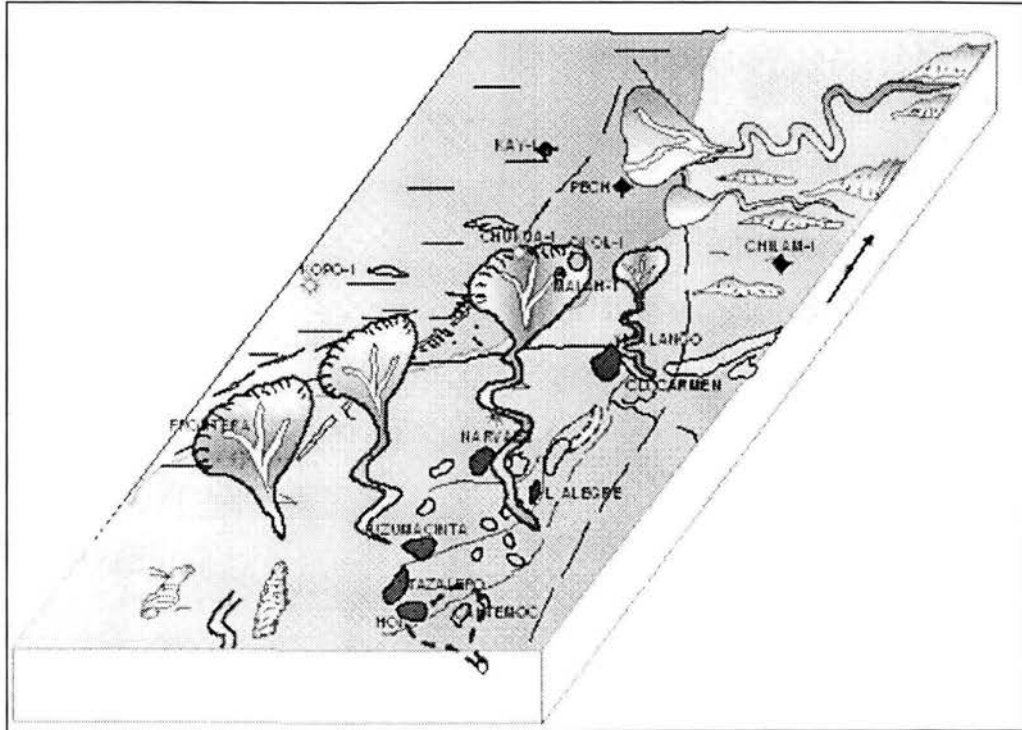


Fig. 3.3. Modelo sedimentario del Plioceno Medio (PLCNM)

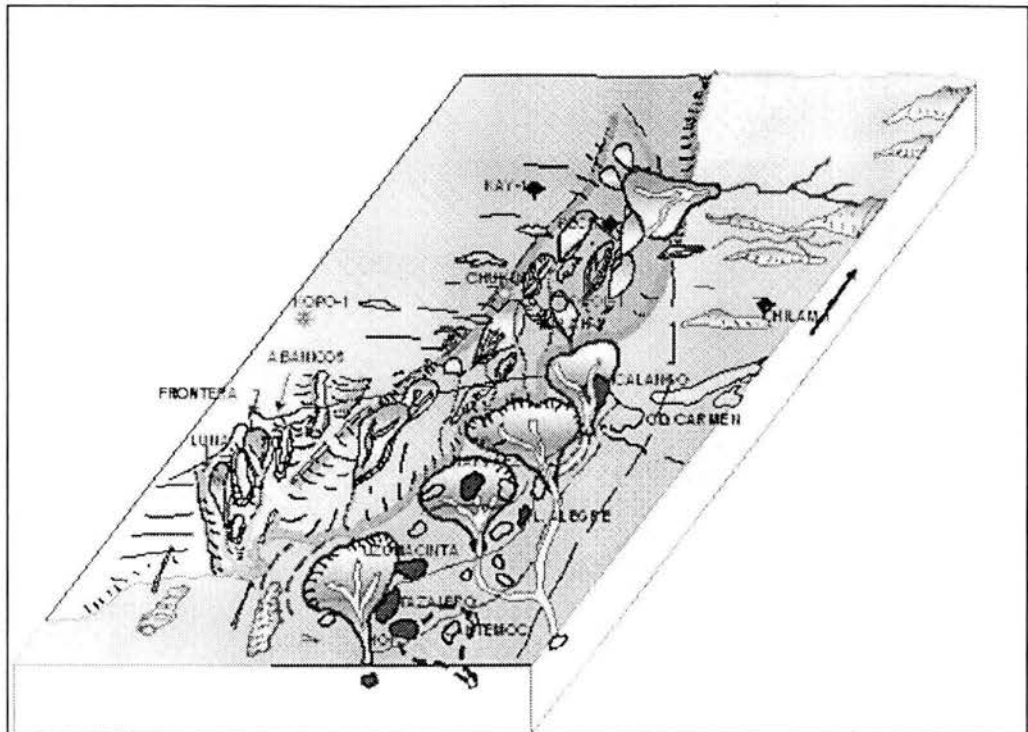


Fig. 3.4. Modelo sedimentario del Plioceno Inferior (PLCNE)

INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA
 ING. FRANCISCO CASTELLANOS MEZ
 ING. APOLINAR HERNÁNDEZ ZHIZ
 PALEONTOLOGÍA
 BIOD. SERGIO BLAUREGARET
 CIRRMINE D.P.

Los resultados de los estudios de muestreo geoquímico del fondo marino, así como los estudios geofísicos y geotécnicos practicados en el área de Akalan, mostraban la presencia de emanaciones superficiales de gas, apoyando la propuesta de la perforación de esta localización.

De acuerdo al análisis de las velocidades de intervalo de las secciones sísmicas de la localización Malah-1, y al no tener información de pozos análogos en la Cuenca de Macuspana en su parte marina, se determinó en forma conjunta con la Gerencia de Perforación el diseño del pozo exploratorio, previendo gradientes de presión normales hasta la profundidad programada, por lo cual se programó utilizar en todas las etapas de perforación lodos poliméricos de baja densidad con base agua.

Los horizontes del Plioceno Inferior y Mioceno Superior que se estimaban hallar a una profundidad aproximada de 2300 m. no pudieron ser investigados, porque el Pozo Malah-1 no alcanzó su profundidad total programada de 2500 m.

Los objetivos mas profundos propuestos en la localización no fue posible alcanzarlos debido a la problemática operativa por haberse presentado cuerpos depresionados y deleznales de arena que orillaron a cambiar el diseño de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

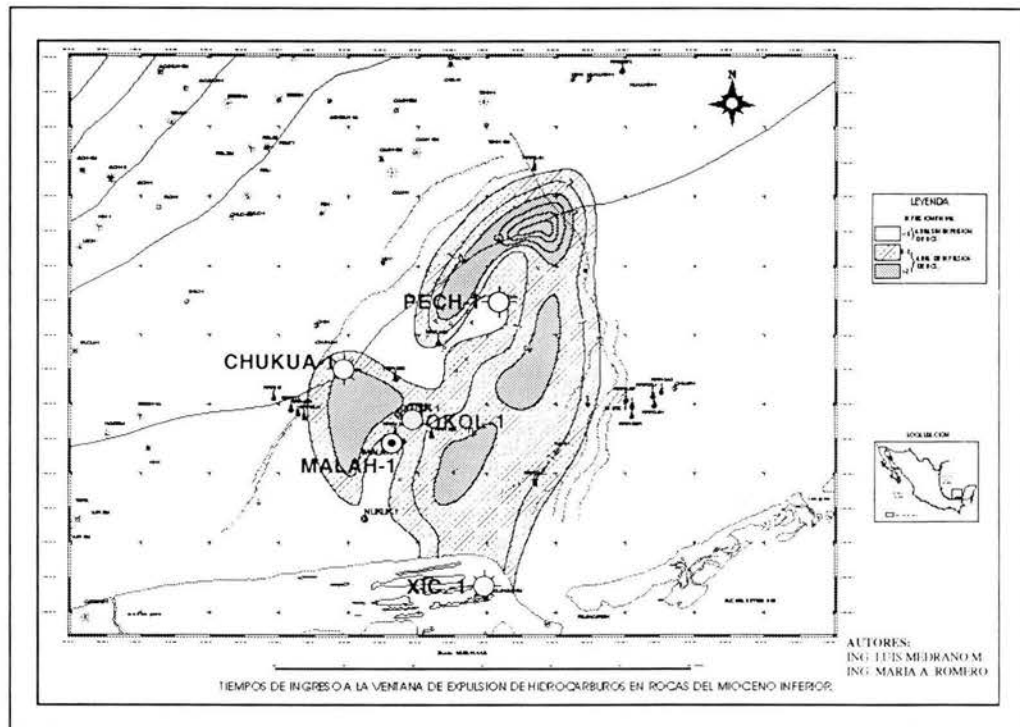


Fig. 3.5. Focos de expulsión de hidrocarburos en rocas del Mioceno Inferior

* Informe proporcionado por el Activo de Exploración, RMNE.

MTG/MAFF/JRM/EGM/BLH

4. FUNDAMENTO TEÓRICO

4.1 PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DEL AVO

El estudio de la amplitud versus offset (AVO) está enfocada para analizar la variación de la intensidad de la amplitud contra el ángulo de incidencia, efectuando el análisis sobre los gathers corregidos por NMO (Normal Move Out) antes de apilar.

El objetivo de los estudios de análisis de amplitud respecto a la distancia, es tratar de inferir cambios en las propiedades elásticas a través de una interfase geológica y, a partir de éstos cambios, estar en posibilidades de determinar variaciones en la litología y en el contenido de fluidos 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), que es un parámetro mecánico relacionado a propiedades elásticas. 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 ondas S (V_s).

Partiendo de mediciones de la relación de Poisson para rocas sedimentarias, se ha podido observar que los sedimentos someros poco consolidados o sin consolidar y saturados de agua salada puedan alcanzar valores de σ altos. El valor de σ tiende a decrecer a medida que los sedimentos llegan a ser más consolidados y 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 anomalías de amplitud* (tomado de León, I. F., 1996).

La magnitud del coeficiente de reflexión como función del ángulo de incidencia, es la relación de la energía sísmica que es reflejada de una interfase litológica contra la energía sísmica que incide. La variación de los coeficientes de reflexión y transmisión en función del ángulo de incidencia (por tanto del offset), se refiere en la literatura sísmica, como la dependencia entre la amplitud de las trazas sísmicas contra el offset y

fundamenta la tecnología de exploración denominada análisis de la amplitud contra offset (AVO), siendo Muskat, M., y M.W., Meres (1940), quienes fundamentados en las ecuaciones de Zoeppritz, iniciaron ésta metodología.

4.2 ECUACIONES DE KNOTT Y ZOEPPRITZ

Hacia fines del siglo XIX Knott desarrolló la teoría de reflexión y refracción para un medio estratificado con ondas esféricas. En la primera década del siglo XX, Zoeppritz y Wichert publican artículos sobre la teoría de ondas. Las ecuaciones de Zoeppritz (1919) se basan en el estudio de ondas planas, siendo este tipo de análisis en el que se basa toda la sismología de exploración.

El análisis de AVO predice los coeficientes de reflexión, basándose en las ecuaciones de Zoeppritz (1919), que satisfagan las condiciones de continuidad de los esfuerzos normales y tangenciales y los desplazamientos normales y tangenciales que se producen en una interfase entre dos medios elásticos., cuando incide la energía sísmica (Fig. 4.1).

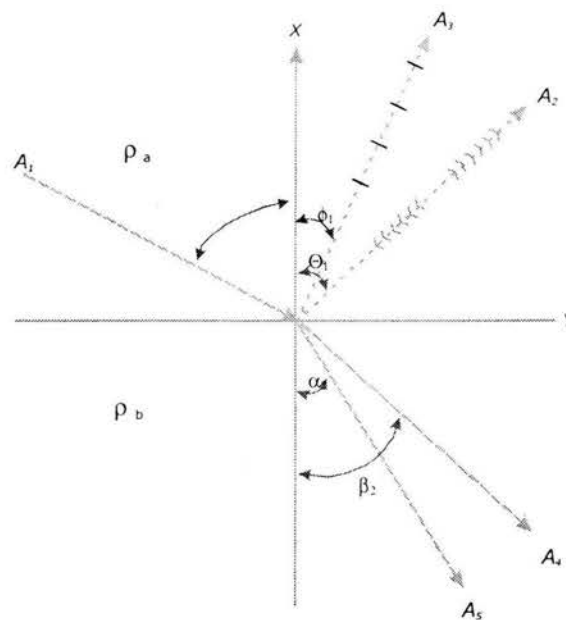


Fig. 4.1

Las ecuaciones de Zoeppritz (1919) para una interfase acústica, predice repartición de la energía que da como resultado la generación de ondas, dos reflejadas y dos refractadas, que satisfacen las condiciones de frontera establecidas. De tales condiciones se obtiene lo siguiente:

De la condición de continuidad en los desplazamientos normales, tenemos la primera ecuación:

$$R_{pp} \cos \Theta_1 - R_{ps} \sin \Phi_1 + T_{pp} \cos \Theta_2 - T_{ps} \sin \Phi_2 = P \cos \Theta_1 \quad (1)$$

De la condición de continuidad en los desplazamientos tangenciales, la segunda ecuación de Zoeppritz:

$$R_{pp} \sin \Theta_1 + R_{ps} \cos \Phi_1 - T_{pp} \sin \Theta_2 + T_{ps} \cos \Phi_2 = P \sin \Theta_1 \quad (2)$$

De la condición de continuidad en los esfuerzos normales, la tercera ecuación de Zoeppritz:

$$R_{pp} \rho_1 V_{p1} \cos^2 \Theta_1 - R_{ps} \rho_1 V_{s1} \sin^2 \Phi_1 + T_{pp} \rho_2 V_{s2} \cos^2 \Theta_2 - T_{ps} \rho_2 V_{s2} \sin^2 \Phi_2 = P \rho_1 V_{p1} \cos^2 \Theta_1 \quad (3)$$

Y de la condición de continuidad en los esfuerzos tangenciales obtenemos la cuarta ecuación de Zoeppritz:

$$R_{pp} \rho_1 V_{p1} \sin^2 \Theta_1 + R_{ps} \rho_1 V_{s1} \cos^2 \Phi_1 - T_{pp} \rho_2 V_{s2} \sin^2 \Theta_2 + T_{ps} \rho_2 V_{s2} \cos^2 \Phi_2 = P \rho_1 V_{p1} \sin^2 \Theta_1 \quad (4)$$

Simplificándolas y reordenando en forma matricial, obtenemos un sistema de ecuaciones simultáneas que se resuelven para cada punto de incidencia de un frente de onda P (θ). Estas ecuaciones nos permiten ver la dependencia que tienen los coeficientes de reflexión y transmisión de una onda elástica con su ángulo de incidencia θ .

$$\begin{bmatrix}
 (1-2\text{sen}^2\Phi_1) & -(1-2\text{Sen}^2\Phi_2) & -2\text{sen}\Phi_1 \cos\Phi_1 & -2\text{sen}\Phi_2 \cos\Phi_2 \\
 2 \cdot \frac{V_{s1}^2}{V_{p1}} \text{sen}\Theta_1 \cos\Theta_1 & 2 \cdot \frac{V_{s2}^2}{V_{p2}} \text{sen}\Theta_2 \cos\Theta_2 & (1-2\text{sen}^2\Phi_1) & -(1-2\text{sen}^2\Phi_2) \\
 \text{sen}\Phi_1 & -\frac{\rho_1 V_{s1}}{\rho_2 V_{s2}} \text{sen}\Phi_2 & \cos\Phi_1 & \frac{\rho_1 V_{s1}}{\rho_2 V_{s2}} \\
 \rho_2 V_{p2} \cos\Theta_1 & \rho_1 V_{p1} \cos\Theta_2 & -\rho_2 V_{p2} \text{sen}\Theta_1 & \rho_1 V_{p1} \text{sen}\Theta_2
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 R_{pp} \\
 T_{pp} \\
 R_{sp} \\
 T_{sp}
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 -(1-2\text{sen}^2\Phi_1) \\
 2 \cdot \frac{V_{s1}^2}{V_{p1}} \text{sen}\Theta_1 \cos\Theta_1 \\
 -\text{sen}\Phi_1 \\
 \rho_2 V_{p2} \cos\Theta_1
 \end{bmatrix}
 \quad (5)$$

Donde:

R_{pp} y R_{sp} = Coeficientes de reflexión de las ondas PP y SP

T_{pp} y T_{sp} = Coeficientes de transmisión de las ondas PP y SP

V_{p1} y V_{s1} = Velocidad de las ondas P y S en el medio 1

V_{p2} y V_{s2} = Velocidad de las ondas P y S en el medio 2

ρ_1 y ρ_2 = Densidad de los medios 1 y 2

θ_1 y ϕ_1 = Ángulos de reflexión de las ondas P y S respectivamente

θ_2 y ϕ_2 = Ángulos de refracción de las ondas P y S respectivamente.

La energía sísmica que se graba en campo es la de reflexión de la onda P (se graban ondas P y componente vertical S, cuando hay offset, el apilado y corrección NMO eliminan la onda S, grabando solamente las ondas P), lo cual simbolizamos en el sistema anterior con las letras R_{pp} . Por tal motivo si despejamos esta variable del sistema anterior y reordenamos, podemos determinar una expresión para poder calcularlos:

$$R_{pp}(\Theta) = \frac{\left[(A_{11}\rho_2 V_{p2} \cos\Theta_1 + A_{12} \cos\Theta_1 \cos\Theta_2) - (A_{22}\rho_1 V_{p1} \cos\Theta_2 + A_{21} \text{sen}\Theta_1 \text{sen}\Theta_2) \right]}{\left[(A_{11}\rho_2 V_{p2} \cos\Theta_1 + A_{12} \cos\Theta_1 \cos\Theta_2) + (A_{22}\rho_1 V_{p1} \cos\Theta_2 + A_{21} \text{sen}\Theta_1 \text{sen}\Theta_2) \right]} \quad (6)$$

donde

$$A_{11} = \left[1 - \frac{Q}{\rho_2} \right]^2 \cdot \rho_2 V_{s_2} \cos \phi_1 + \rho_1 V_{s_1} \cos \phi_2 \quad (7)$$

$$A_{22} = \left[1 + \frac{Q}{\rho_1} \right]^2 \cdot \rho_1 V_{s_1} \cos \phi_2 + \rho_2 V_{s_2} \cos \phi_1 \quad (8)$$

$$A_{12} = \left[\frac{Q^2}{\rho^2} \right] \cos \phi_1 \cos \phi_2 \quad (9)$$

$$A_{21} = V_{s_1} V_{s_2} [\rho_1 - \rho_2 + Q]^2 \quad (10)$$

$$Q = 2P^2 [\rho_2 V_{s_2}^2 - \rho_1 V_{s_1}^2] \quad (11)$$

$$P = \frac{\text{Sen} \Theta}{V_{p_1}} \quad (12)$$

Para el caso de una onda plana P, que incide directamente en una interfase con incidencia normal, los ángulos de reflexión y transmisión son iguales a 0, por los que la ecuación (6) nos quedaría como:

$$R_{pp}(0) = \frac{\rho_2 V_{p_2} - \rho_1 V_{p_1}}{\rho_2 V_{p_2} + \rho_1 V_{p_1}} = R_p \quad (13)$$

que es la expresión en la que basamos el método sísmico de reflexión (gather).

4.3 IMPORTANCIA DE LAS APROXIMACIONES A LAS ECUACIONES DE ZOEPPRITZ

Las diversas aproximaciones a estas ecuaciones, son extremadamente útiles para aplicaciones prácticas, ya que revelan de una forma rápida la información contenida en el comportamiento de la amplitud y proporcionan además las bases para ciertas técnicas de procesamiento para el análisis AVO.

Bortfeld (1961), linealizó las ecuaciones suponiendo pequeñas variaciones en las propiedades de las capas. Ésta aproximación fue estudiada por Aki y Richards (1980), quienes obtuvieron una forma simple parametrizada en términos de variaciones en la densidad, velocidad de la onda P y velocidad de la onda S a través de la interfase.

Existen diversas aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz, siendo la más popular la de Shuey, 1985.

4.3.11 APROXIMACIÓN DE SHUEY (1985)

La aproximación de Shuey, parte de la simplificación de reflexión R (θ) dado por las ecuaciones de Zoeppritz. Después de simplificarse se obtiene la siguiente expresión:

$$R\theta = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \text{sen}^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2\theta - \text{sen}^2\theta) \quad (14)$$

El primer término proporciona la amplitud a incidencia normal ($\theta = 0$), el segundo término caracteriza R (θ) a ángulos intermedios y el tercer término describe la aproximación para ángulos grandes. El coeficiente del segundo término, es aquella combinación de propiedades elásticas que pueden ser determinadas analizando la dependencia respecto al offset, de la amplitud del evento en datos de reflexión multicanal, convencionales. Si se normaliza la amplitud del evento a su valor para incidencia normal, entonces se tiene que:

$$A = A_0 + \frac{1}{(1-\sigma)^2} \frac{\Delta\sigma}{R_0} \quad (15)$$

A_0 especifica el decremento gradual de la amplitud con respecto al offset. Este valor considera que la información es proporcionada por la relación $\Delta\sigma/R_0$, en donde $\Delta\sigma$ es el contraste en la Relación de Poisson en la interfase reflectora y R_0 es el coeficiente de reflexión a incidencia normal.

4.4 APROXIMACIÓN DE BORTFELD (1961)

Bortfeld, en 1961, aproximó las ecuaciones de Zoeppritz mediante una ecuación de primer orden no lineal, obteniendo:

$$R_{pp}(\Theta_1) = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{V_{p2}\rho_2 \cos\Theta_1}{V_{p1}\rho_1 \cos\Theta_2} \right] + \left(\frac{\text{Sen}\Theta_1}{V_{p1}} \right)^2 (V_{s1}^2 - V_{s2}^2) \times \left[2 + \frac{\ln\left(\frac{\rho_2}{\rho_1}\right)}{\ln\left(\frac{V_{s2}}{V_{s1}}\right)} \right] \quad (16)$$

La aproximación de Bortfeld fue modificada por Hilterman, en 1975 dándole un significado físico a cada uno de sus términos. Para esto reordenó la expresión (16) separando los efectos de compresiones de los fluidos, de los transversales de los sólidos de la siguiente manera:

$$R_{pp} = \underbrace{\frac{V_{p2}\rho_2 \cos\Theta_1 - V_{p1}\rho_1 \cos\Theta_2}{V_{p2}\rho_2 \cos\Theta_1 + V_{p1}\rho_1 \cos\Theta_2}}_{\text{Efecto Fluido}} + \underbrace{\left(\frac{\text{sen}\Theta_1}{V_{p1}} \right)^2 (V_{s1} + V_{s2}) \left[3(V_{s1} - V_{s2}) + 2 \left(\frac{V_{s2}\rho_1 - V_{s1}\rho_2}{\rho_2 + \rho_1} \right) \right]}_{\text{Efecto Transversal}} \quad (17)$$

Si consideramos la densidad constante, la ecuación (17) nos queda como:

$$R_{pp} = \frac{V_{p2}\rho_2 \cos\Theta_1 - V_{p1}\rho_1 \cos\Theta_2}{V_{p2}\rho_2 \cos\Theta_1 + V_{p1}\rho_1 \cos\Theta_2} + 2 \left(\frac{\text{sen}\Theta_1}{V_{p1}} \right)^2 (V_{s1}^2 + V_{s2}^2) \quad (18)$$

Si al efecto Fluido, lo denotamos como $R_F(\theta)$ y al transversal como $R_T(\theta)$, la ecuación (18) nos quedaría como la suma de ambos factores:

$$R_{pp}(\theta) = R_F + R_T \quad (19)$$

4.5 APROXIMACIÓN DE RICHARDS Y FRASIER (1976) Y DE AKI & RICHARDS (1980)

Siguiendo con las consideraciones anteriores, Richards y Frasier (1976) primero y Aki y Richards (1980) después, derivaron una expresión en términos de los contrastes de velocidad de las ondas compresionales, densidades y velocidades de ondas transversales, esto es:

$$R_{pp}(\Theta) \approx \left(\frac{1}{2\cos^2\Theta} \right) \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2\Theta \right) \frac{\Delta\rho}{\rho} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \text{Sen}^2\Theta \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (20)$$

en donde: $\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$

Cada término tiene el siguiente significado físico:

El primero se puede ver como una versión del coeficiente de reflexión de distancia fuente-receptor cero y por tanto es función únicamente de la densidad y la velocidad de la onda P, de acuerdo a la ecuación (13).

El segundo presenta con mayor sensibilidad los cambios de amplitud en función de la distancia fuente-receptor, ya que se encuentra en función de los contrastes de velocidades de las onda P, de los contrastes de velocidades de las ondas S y de los contrastes de densidades en el medio.

El tercer término es llamado curvatura y depende de las variaciones en las velocidades de la onda P y S y su contribución es muy pequeña para ángulos menores a 30°

Esta aproximación (ecuación 20) es muy precisa para casi todos los ángulos hasta con aperturas de reflexión del orden 50°

4.6 ECUACIONES DE AKI Y RICHARDS

Aki y Richards (1980), estudiaron las expresiones de reflexión y transmisión en una interfase acústica sin posibilidad de transmisión de esfuerzos (figura 4.2), en términos del parámetro de transmisión "slowness" y de los potenciales elásticos (para onda P y onda S), determinando las ecuaciones matemáticas que se usan actualmente para evaluar la magnitud de los coeficientes de reflexión y transmisión en la tecnología de la sismología del preapilamiento.

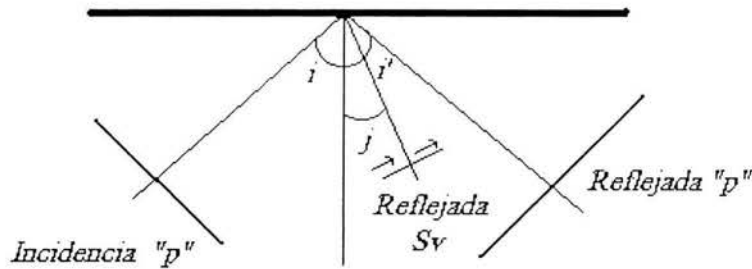


Fig. 4.2 Interfase acústica sin posibilidad de transmisión de esfuerzos

Obteniendo las soluciones siguientes:

$$\frac{B}{A} = \frac{4\beta^4 p^2 \frac{\cos i}{\alpha} \frac{\cos j}{\beta} - (1 - 2\beta^2 p^2)}{4\beta^2 p^2 \frac{\cos i}{\alpha} \frac{\cos j}{\beta} + (1 - 2\beta^2 p^2)^2} \quad (21)$$

$$\frac{c}{A} = \frac{-4\beta^2 p \frac{\cos i}{\alpha} (1 - 2\beta^2 p^2)}{4\beta^4 p^2 \frac{\cos i}{\alpha} \frac{\cos j}{\beta} + (1 - 2\beta^2 p^2)^2}$$

Donde:

A = amplitud de energía sísmica incidente de tipo compresiva, (onda- p)

B = amplitud de energía sísmica reflejada de tipo compresivo, (onda- p)

C = amplitud de energía sísmica reflejada transversa, (onda- Sv)

$\alpha = V_p$

$\beta = V_s$

$\rho = \text{Densidad}$

las relaciones

$$\frac{B}{A}, \frac{C}{A}$$

son denominadas coeficientes de reflexión para los potenciales elásticos de la energía sísmica de onda P y convertida (onda SV)

Aki y Richards (1980) proponen una notación y convención de signos para los coeficientes de reflexión y transmisión, de acuerdo a la siguiente figura:

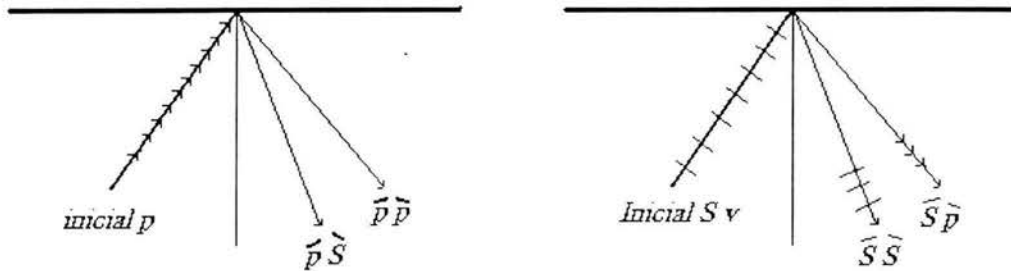


Fig. 4.3 Notación de Aki and Richards para los coeficientes de reflexión y transmisión

Considerando el acento grave a agudo, para indicar si la energía sísmica es ascendente a descendente. De acuerdo a la notación propuesta anteriormente, obtenemos la siguiente matriz de dispersión para los coeficientes de reflexión y transmisión:

$$\begin{pmatrix} \check{P}\check{P} & \check{S}\check{P} & \acute{P}\acute{P} & \acute{S}\acute{P} \\ \check{P}\acute{S} & \check{S}\acute{S} & \acute{P}\acute{S} & \acute{S}\acute{S} \\ \check{P}\check{P} & \check{S}\check{P} & \acute{P}\acute{P} & \acute{S}\acute{P} \\ \check{P}\acute{S} & \check{S}\acute{S} & \acute{P}\acute{S} & \acute{S}\acute{S} \end{pmatrix} = M^{-1}N \quad (22)$$

En donde los elementos de la matriz son:

$$M = \begin{pmatrix} -\alpha_1 p & -\cos j_1 & \alpha_2 p & \cos j_2 \\ \cos i_1 & -\beta_1 p & \cos i_2 & -\beta_2 p \\ 2\rho_1\beta_1^2 p \cos i_1 & \rho_1\beta_1(1-2\beta_1^2 p^2) & 2\rho_2\beta_2 p \cos i_2 & \rho_2\beta_2(1-2\beta_2^2 p^2) \\ -\rho_1\alpha_1(1-2\beta_1^2 p^2) & 2\rho_1\beta_1^2 p \cos j_1 & \rho_2\alpha_2 p(1-2\beta_2^2 p^2) & -2\rho_2\beta_2^2 p \cos j_2 \end{pmatrix}$$

$$N = \begin{pmatrix} \alpha_1 p & -\cos j_1 & -\alpha_2 p & -\cos j_2 \\ \cos i_1 & -\beta_1 p & \cos i_2 & -\beta_2 p \\ 2\rho_1\beta_1^2 p \cos i_1 & \rho_1\beta_1(1-2\beta_1^2 p^2) & 2\rho_2\beta_2^2 p \cos i_2 & \rho_2\beta_2(1-2\beta_2^2 p^2) \\ \rho_1\alpha_1(1-2\beta_1^2 p^2) & -2\rho_1\beta_1^2 p \cos j_1 & -\rho_2\alpha_2(1-2\beta_2^2 p^2) & 2\rho_2\beta_2^2 p \cos j_2 \end{pmatrix} \quad (23)$$

4.7 VERSIÓN DE WIGGINS A LA APROXIMACIÓN DE AKI Y RICHARDS

Wiggins (1983) desarrolló una ecuación totalmente equivalente a la de Aki y Richards (1980), pero de manera más intuitiva divide la ecuación en tres términos de reflexión, cada uno dependiente de los términos V_p , V_s , ρ , de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$R(\Theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \Theta + C \tan^2 \Theta \text{Sen}^2 \Theta \quad (24)$$

Donde:

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (25)$$

$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (26)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (27)$$

En la versión de Wiggins se pueden ver claramente los tres términos que posteriormente utilizaremos como atributos de AVO para identificar anomalías asociadas a la presencia de fluidos en la roca.

El atributo R_p nos representa variaciones de V_p y ρ .

El atributo G nos relaciona variaciones de V_p , V_s y ρ .

El atributo Curvatura o C al multiplicarlo por $\tan^2 \theta \text{Sen}^2 \theta$ nos da un valor muy pequeño para ángulos menores de 30° , por esto se puede despreciar.

Simplificando la ecuación (24), nos queda como:

$$R_{pp}(\theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \theta \quad (28)$$

4.8 APROXIMACIÓN DE WRIGHT

Wright, en 1987, aproxima el coeficiente de reflexión compresional con una expresión que relaciona el módulo de rigidez (μ) y su promedio en la interfase; esto con la finalidad de obtener una expresión con mayor sensibilidad al contenido de fluidos en la roca, con una interpretación de sus efectos más directa.

$$R_{pp}(\Theta) = R_0 + \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} - \left(\frac{2V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \mu}{\mu} \right] \text{sen}^2 \Theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \Theta \text{sen}^2 \Theta \quad (29)$$

donde $\Delta \mu$ es la variación en el módulo de rigidez y μ es el promedio de los módulos de rigidez en la interfase, esto es:

$$\Delta \mu = \mu_2 - \mu_1 \quad (30)$$

$$\mu = \frac{\mu_2 + \mu_1}{2} \quad (31)$$

4.9 APROXIMACIÓN DE SMITH Y GIDLOW

Una de las aproximaciones más útiles a las ecuaciones de Zoeppritz, fue dada por Smith y Gidlow (1987), quienes obtuvieron la siguiente ecuación:

$$R_{pp}(\Theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{Sen}^2 \Theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \Theta \quad (32)$$

Empleando la relación de Gardner para eliminar el concepto de densidad,

$$\rho = a V_p^{1/4} \quad (33)$$

La cual diferenciaron para obtener:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (34)$$

Sustituyendo (34) en (32), y considerando ángulos pequeños, obtenemos:

$$R_{pp} = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (35)$$

Donde

$$a = \frac{5}{8} - \frac{1}{2} \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2 \Theta + \tan^2 \Theta \quad (36)$$

$$b = -4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2 \Theta \quad (37)$$

Eligiendo valores de relaciones de velocidades $\frac{V_s}{V_p}$, los coeficientes a y b pueden ser calculados con las ecuaciones (36) y (37) y usarse para resolver $\frac{\Delta V_p}{V_p}$ y $\frac{\Delta V_s}{V_s}$

De la ecuación (35), usando las amplitudes de los Puntos de Reflejo Común (PRC's) sin apilar, esto es:

$$\begin{pmatrix} \frac{\Delta V_p}{V_p} \\ \frac{\Delta V_s}{V_s} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{N}{1} \sum a_i^2 & \frac{N}{1} \sum a_i b_i \\ \frac{N}{1} \sum a_i b_i & \frac{N}{1} \sum b_i^2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \frac{N}{1} \sum a_i x_i \\ \frac{N}{1} \sum b_i x_i \end{pmatrix} \quad (38)$$

Donde:

N = número de trazas

x_i = amplitudes sísmicas

4.10 APROXIMACIÓN DE HILTERMAN

Hilterman (1989) hace una modificación a la ecuación de Shuey(1985), considerando que la relación $V_p/V_s = 2$; además encuentra una expresión en función de la reflexión de incidencia normal (R_p), de los cambios relativos de la relación de Poisson ($\Delta\sigma, \sigma$) y de su ángulo de incidencia θ , eliminado los términos A_0 y B de la ecuación de Shuey:

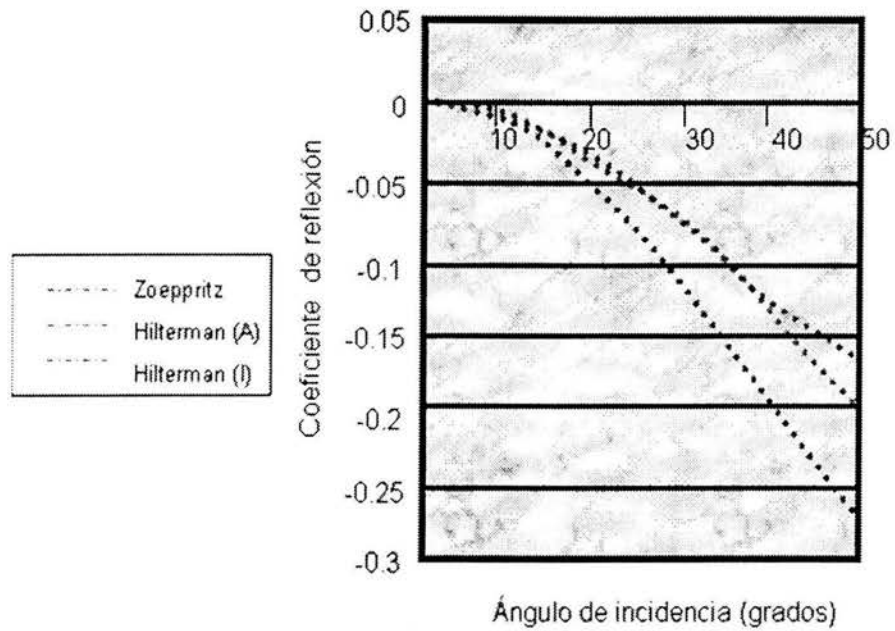
$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p \cos^2 \Theta + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \text{Sen}^2 \Theta \quad (39)$$

Si la relación $\frac{V_p}{V_s} = \frac{1}{3}$

se llega a una expresión más compacta:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p \cos^2 \Theta + 2.25 \Delta\sigma \text{sen}^2 \Theta \quad (40)$$

Comparando los coeficientes de reflexión calculados con dos y tres términos, respecto a las ecuaciones de Zoeppritz, podemos ver que la transformación de Hilterman a la ecuación de Shuey, ecuación (39), denotada en la figura (4.4) como Hilterman (A), es precisa hasta ángulos de incidencia menores a 30° y con la ecuación (40) denotada en la figura como Hilterman (B) solo alcanza un buen nivel de precisión hasta los 10° .



Tomado de:
Hilterman, F., 1989

Fig. 4.4. Comportamiento de los Coeficientes de Reflexión con respecto al ángulo de incidencia

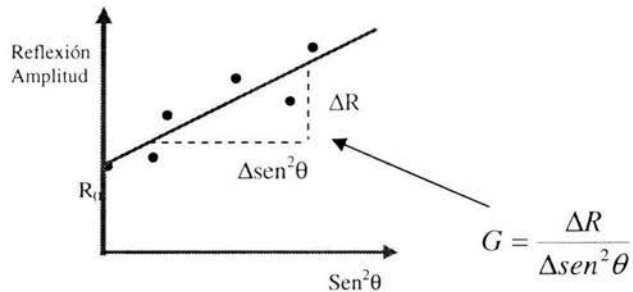
Por otro lado, de la expresión (40) podemos ver que para ángulos pequeños R_p domina el coeficiente de reflexión, mientras que $\Delta\sigma$ domina para ángulos grandes.

4.11 ATRIBUTOS FUNDAMENTALES DE AVO

Traza Intercepción (P)

Una imagen de onda P, de incidencia normal, puede ser considerada como la mejor aproximación al apilado ideal de familias de Puntos de Reflejo Común (PRC), donde se cancela toda la información de amplitudes que se encuentren fuera del ángulo de incidencia cero; así el atributo de onda P representa la respuesta sísmica de la distancia fuente-receptor, cero (offset), también se acostumbra nombrarla como R_0 y se describe como traza intercepción, de intercepto o de incidencia P, debido a que si utilizamos la ecuación de Aki and Richards (1980) para ángulos de incidencia menores a 30° , los coeficientes de reflexión se pueden representar gráficamente como se muestra en la Fig. 4.7

$$R(\theta) = R_0 + G \text{Sen}^2 \theta \quad (41)$$



Tomado de:
Aki, K., & Richards, P. G.,
1980

Fig. 4.5. Comportamiento del Gradiente e Intercepto

Los puntos dispersos representan valores de la amplitud A_i , para ángulos θ determinados a partir de los Puntos de Reflejo Común (PRC's); mostrados en función del ángulo, se pueden expresar linealmente por el método de mínimos cuadrados en función del intercepto R_0 y G a través de:

$$\begin{pmatrix} R_p \\ G \end{pmatrix} = \frac{1}{N^2 \sigma_x^2} \begin{pmatrix} \sum_1^N X_i & -\sum_1^N X_i \\ -\sum_1^N X_i & N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sum_1^N A_i \\ \sum_1^N X_i A_i \end{pmatrix} \quad (42)$$

donde N es el número de muestras, σ_x^2 es la desviación estándar de las muestras agrupadas en la serie X_i y A_i , representa el valor de la amplitud

La interpretación del atributo R_p , lo podemos ver en la siguiente expresión:

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (43)$$

La reflectividad de incidencia normal de onda P es función de las variaciones de las velocidades de las ondas compresionales y de las densidades encontradas en las interfases del subsuelo, de tal manera que va a ser un atributo sensible a estos contrastes. Estas variaciones se pueden relacionar a su vez con la presencia de gas en los poros de las rocas, debido a que los parámetros V_p y ρ (densidad), se ven afectados por la presencia de hidrocarburos, disminuyendo su valor.

TRAZA DEL GRADIENTE (G)

Este atributo representa gráficamente la pendiente de la línea recta ajustada a los valores de reflectividad obtenidos de cada Punto de Reflejo Común (PRC) a un tiempo de reflejo dado. Es decir, representa la variación de las amplitudes de los PRC's para un tiempo determinado con respecto a la variación del ΔSen^2 , del ángulo de reflexión θ .

En las aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz, el valor del Gradiente es función de los contrastes de las velocidades de las ondas compresionales, transversales y de las densidades en las interfaces del subsuelo. La aproximación de Shuey pone el Gradiente en función de la relación dinámica de Poisson, la cual es especialmente sensible a la presencia del gas en el poro de las rocas, debido a que relaciona a las velocidades de las ondas elásticas V_p/V_s en forma cuadrática.

$$G = \left(A_0 R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \right) \quad (44)$$

FACTOR FLUIDO (ΔF)

Partiendo de la ecuación (45) de Castagna (Castagna *et al*; 1985)

$$V_p = 1360 + 1.16 V_s \quad (45)$$

Donde V_p y V_s están en m/s

Diferenciando la ecuación:

$$\Delta V_p = 1.16 \Delta V_s \quad (46)$$

Reagrupando tenemos:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (47)$$

De donde

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} - 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} = 0 = \Delta F \quad (48)$$

La igualdad se cumple cuando el yacimiento se encuentra invadido de agua, pero cuando éste contenga gas, la ecuación anterior tendrá un valor diferente de cero.

Si $|\Delta F| > 0$ el yacimiento es prospectivo. (49)

4.12 PRINCIPIOS DE AVO USANDO “CROSSPLOTS”

Las distintas aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz (1919), representan la dependencia angular del coeficiente de reflexión de la onda P con dos parámetros: La intercepción AVO (A) y el gradiente AVO (B). En la práctica, la intercepción AVO es una traza que representa la amplitud de incidencia normal, mientras que el gradiente AVO es una medida de la variación de amplitud con el offset. Asumiendo una

apropiada calibración de amplitudes, A es el coeficiente de reflexión de incidencia normal y B es una medida del cambio de la amplitud dependiente del offset.

Los Hidrocarburos relacionados a “anomalías de AVO” pueden mostrar incrementos o disminuciones en la variación de amplitud contra el offset. La interpretación de la amplitud contra el offset se facilita usando crossplots de Intercepción (A) vs. Gradiente (B). Las anomalías de AVO son propiamente vistas como desviaciones de un “background” y pueden estar relacionados con hidrocarburos o factores litológicos (Fig. 4.6).

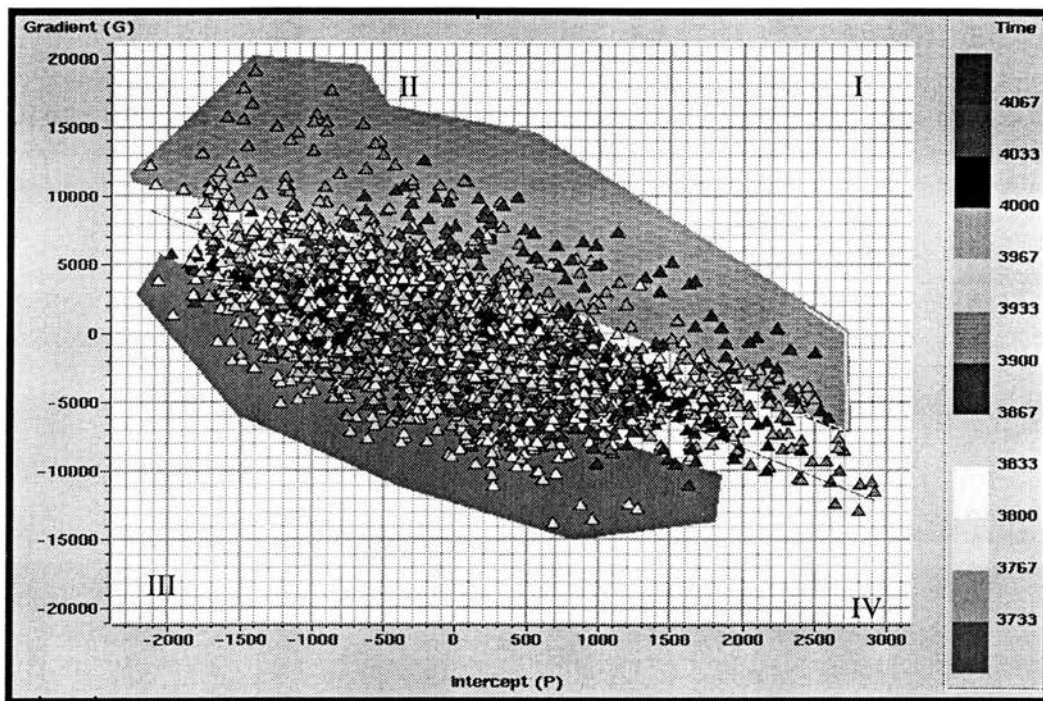


Fig. 4.6.- Gráfica de A Vs B que muestra los valores que son anómalos por arriba y por abajo de la línea de tendencia (línea roja).

Castagna, (1993), propone que la clasificación de las respuestas del AVO deberían basarse en la posición de las reflexiones de interés en un crossplot de A contra B. Primero, se debe definir la tendencia del “background” en una ventana de tiempo y espacio. Esto puede hacerse con un buen control si los datos sísmicos están calibrados correctamente. Las reflexiones en la cima de la arena con gas deberían

graficarse por debajo de la tendencia del “background” y la base de la arena con gas debería encontrarse por encima de esta tendencia. Podemos clasificar la respuesta de la arena con gas de acuerdo a la posición en el plano A-B de las reflexiones en la cima de la arena con gas.

4.13 CLASIFICACIÓN DE LAS ARENAS

Hay una clasificación de tres categorías litológicas desarrollada por Rutherford y Williams (1989) la cual fue completada por Castagna, et al (1993), quien propone una categoría adicional (Clase IV), la cual debe ser considerada. Estas son arenas con gas de baja impedancia para las cuales el coeficiente de reflexión disminuye con el incremento del offset; ello puede ocurrir, por ejemplo, cuando la velocidad de la onda cortante en la arena con gas es mas baja que en la lutita suprayacente. Por lo tanto, muchos puntos brillantes (bright spots) clásicos exhiben un AVO decreciente.

La clasificación de Castagna (1997) es idéntica a la de Rutherford y Williams, para las arenas de Clase I (alta impedancia) y Clase II (contraste de impedancia pequeño). Sin embargo difiere de Rutherford y Williams en que él subdividió la arena de Clase III (baja impedancia) en dos clases (III y IV). Las arenas de Clase IV son altamente significantes por que exhiben un comportamiento de AVO (amplitud que disminuye con el offset) y ocurre en muchas cuencas alrededor del mundo incluyendo el Golfo de México (Tabla 1 y Fig. 4.7).

Clase	Impedancia Relativa	Cuadrante	A	B	Amplitud Vs. Offset
I	Más alta que la unidad suprayacente	IV	+	-	Disminuye
II	Alrededor del mismo como la unidad suprayacente	II, III, o IV	+ ó -	-	Aumenta o disminuye
III	Más baja que la unidad suprayacente	III	-	-	Aumenta
IV	Más baja que la unidad suprayacente	II	-	+	Disminuye

Tabla 1.- Clasificación de arenas, de acuerdo a Castagna (1993); ver también Fig. 4.6

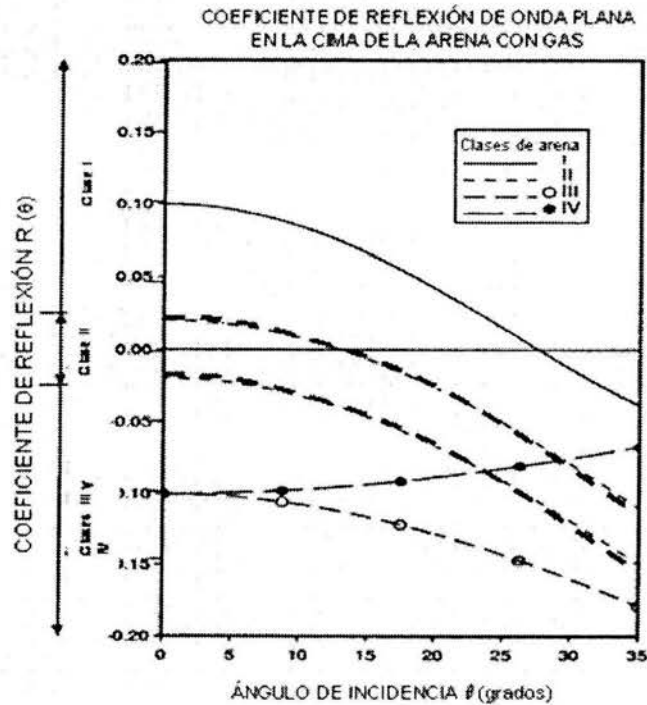


Fig. 4.7.- Clasificación de Rutherford y Williams para definir el comportamiento de las diferentes clases de arenas; modificada por Castagna (1993) en donde incluye las arenas tipo IV

4.14 APLICACIONES PRINCIPALES DEL MÉTODO 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 a Castagna, 1993, la detección de arenas gasíferas representa la aplicación más prometedora del análisis AVO.

Gassaway, 1984 y Chiburis, 1987, en Castagna, 1993; reportan la aplicación exitosa del empleo de AVO para la detección de yacimientos de aceite.

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

4.15 IMPORTANCIA DEL AVO EN LA OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

La variación de la amplitud de las reflexiones sísmicas depende de parámetros intrínsecos de las rocas tales como velocidad de la onda compresional V_p , velocidad de la onda transversal V_s , densidad, anisotropía y atenuación. Es absolutamente necesario tener un conocimiento acerca de las interrelaciones entre esos parámetros y las 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.

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

$$V_p \sqrt{\frac{K + (4/3)\mu}{\rho}}, \quad V_s \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (50)$$

En donde:

V_p = Velocidad de onda compresional.

V_s = Velocidad de onda transversal.

K = Módulo volumétrico (incompresibilidad)

μ = Módulo de cizalla.

ρ = Densidad.

Ambas ecuaciones proporcionan la liga fundamental entre las velocidades de las ondas sísmicas y las propiedades de las rocas. El módulo de incompresibilidad depende fuertemente del módulo volumétrico de los fluidos contenidos en los poros, en tanto que el módulo de cizalla permanece inalterable en relación a los fluidos. Cuando un gas libre (compresible) reemplaza los fluidos contenidos en los espacios porosos, la velocidad de onda P para las rocas disminuirá significativamente, en tanto que la velocidad de onda S para la roca se incrementará muy ligeramente, debido al decremento en la densidad del volúmen 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 AVO.

5. METODOLOGÍA

5.1 ETAPAS DEL ANÁLISIS DE AVO

Las etapas generales que se cubrieron para el desarrollo del trabajo del Análisis de AVO en el cubo sísmico Akalan 3D son:

- Carga de datos en el software Hampson-Russell.
- Análisis de los gathers de entrada.
- Selección de registros geofísicos del pozo Malah y análisis en sitios en donde hubo manifestaciones de gas.
- Generación de sismograma sintético.
- Análisis de gathers en los sitios de interés y análisis del Gradiente (gráficos de amplitud vs. offsets).
- Generación de atributos de AVO (trazas de Gradiente, Intercepción, R_p , R_s).
- Generación de gráficos cruzados (crossplots) entre los atributos anteriores.
- Clasificación de anomalías de AVO a partir de los 3 puntos anteriores.
- Extensión del análisis para la Localización Okol-1
- Recomendaciones.

5.2 ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA UTILIZADA

El cubo sísmico “Akalan 3D” (Macuspana Marina) fue adquirido en el año 2000 por el Activo de Exploración de la Región Marina Noreste de PEP, con un tamaño de bin de 50 x 12.5 metros y una longitud de offset de 250 a 6250 m (espaciados en proceso cada 100 metros). El procesado de los datos estuvo a cargo de la compañía CMG, la cual entregó dos resultados finales, el proceso de migración convencional, y un procesado especial para análisis de AVO (Gathers con atenuación de ruido aleatorio, fase cero, PSTM).

Los gathers fueron cargados al software Hampson-Russell para iniciar con la primera etapa del estudio que es el análisis de los datos recibidos, en los que se puede apreciar que tienen ruido, sobre todo en los primeros 250 mseg., presentando además un problema de NMO residual causado quizá por anisotropía a un tiempo de 1.2 seg aproximadamente. Dicho problema se sugirió que se tratara de minimizar mediante la generación de supergathers de offsets cortos, sin embargo, el resultado no fue del todo satisfactorio.

En la etapa de análisis de Gradiente pudimos apreciar un probable efecto de anisotropía, el cual es una propiedad de cierto tipo de litología, que cuando éste existe, afecta a todos los offsets sin importar su magnitud.

5.3 ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA

En el área se manifiesta el efecto de la tectónica extensional que dio lugar a la formación de la depresión de la fosa de Macuspana (Fig. 5.1), sitio donde se tiene la presencia de fallas sindeposicionales escalonadas que alinean sus ejes predominantemente en dirección NNE-SSW, uniéndose en algunos casos entre sí, formando con ello las estructuras de tipo rollover, hacia la parte Este de la porción marina de la Cuenca de Macuspana. Este sistema estructural puede apreciarse en el siguiente Time Slice (Fig. 5.2).

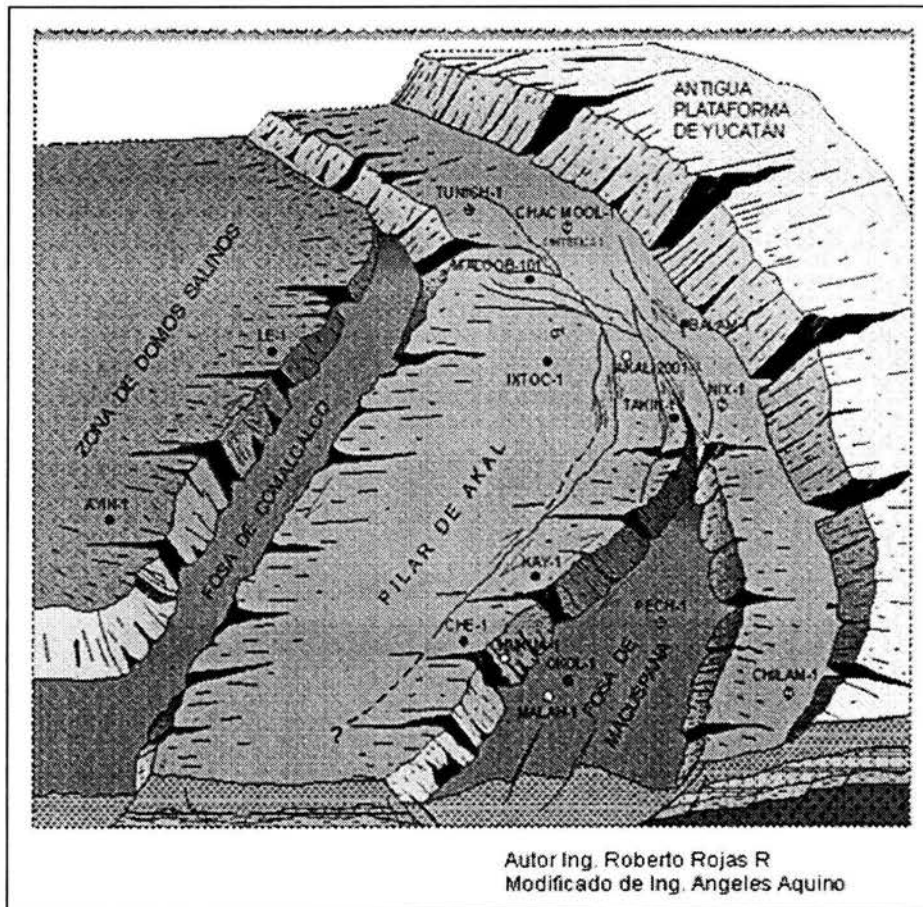


Fig. 5.1. Modelo morfoestructural regional y columna litológica tipo.

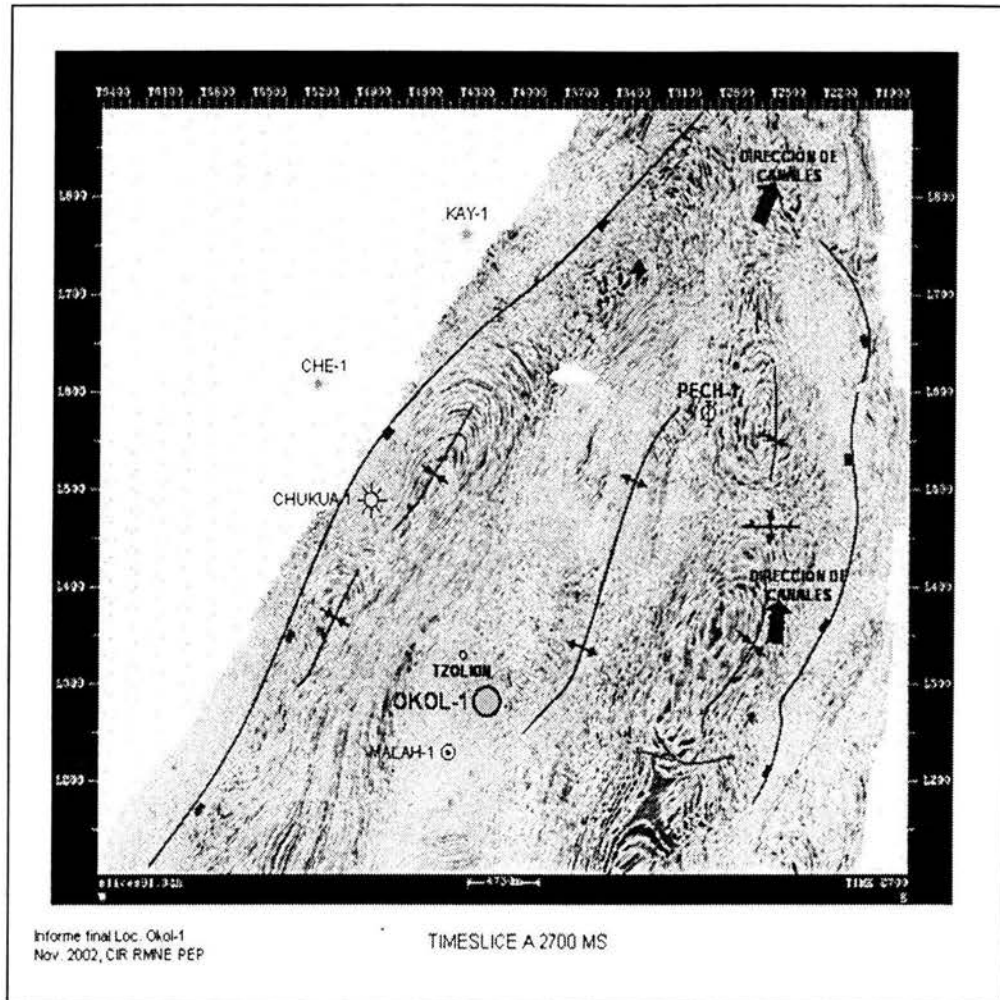


Fig. 5.2 Time Slice a 2700 mseg.

5.3.1 SUBSISTEMAS GENERADORES

Los yacimientos gasíferos de la Cuenca de Macuspana están relacionados a eventos favorables distribuidos en el tiempo y espacio, ligados a la historia geológica de la cuenca (Fig. 5.2.1). Los resultados de estudios de isotopía de gases efectuados a estos yacimientos (Guzmán V. M. et al 1999- Caballero E. y Holguín Q. N., 1999), le dan un origen por procesos biológico-bacterial (biogénico) y térmico, dividiéndolos en dos grandes grupos.

- Un primer grupo constituido principalmente de gases secos (biogénicos) generado por rocas del Plioceno y relacionado a yacimientos del mismo Plioceno (Xicalango; Almendro, Usumacinta, Zaragoza, Cantemoc y Bitzal).

- Un segundo grupo dominante a través de toda la cuenca, constituida por mezclas de gases húmedos/secos generados por rocas del Mioceno y relacionados a yacimientos del mismo Mioceno, conteniendo generalmente altas proporciones de constituyentes de gases termogénicos en los campos José Colomo, Hormiguero, Chilapilla y Fortuna Nacional.

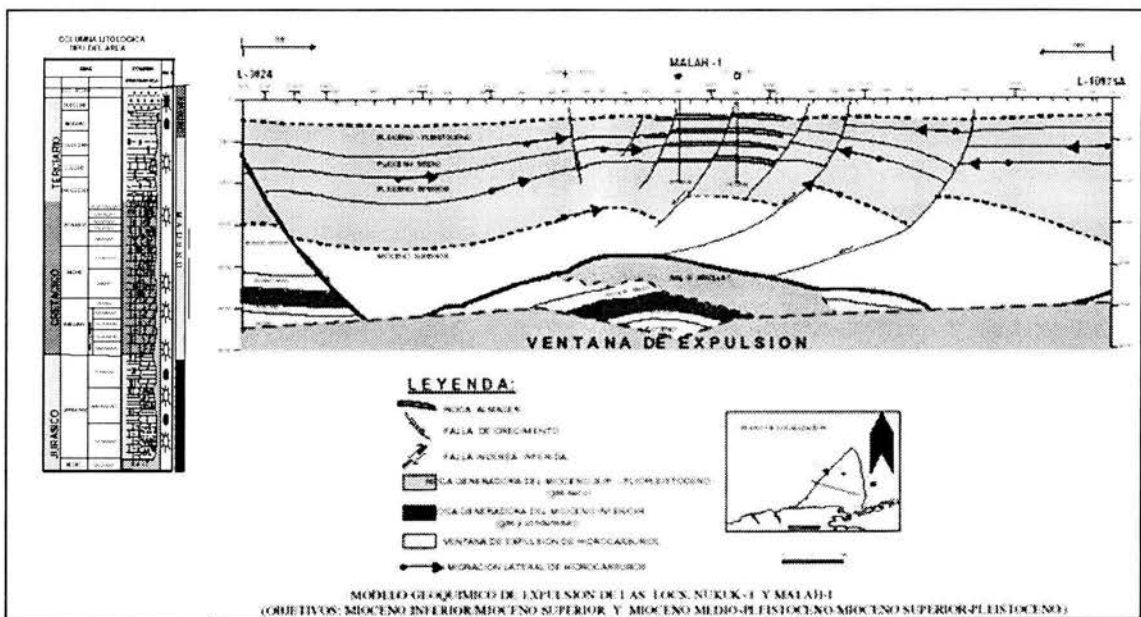


Fig. 5.2.1 Modelo geoquímico de expulsión de hidrocarburos y columna geológica tipo (Tomado de informe final RMNE-EP-0005/99 –inédito–; Expl'n., PEP).

Se puede observar que la distribución regional del primer grupo es de SW-NE con una tendencia a continuar hacia la porción marina. El segundo grupo tiende a concentrarse hacia el Sur de la porción terrestre (Fig. 5.2.2).

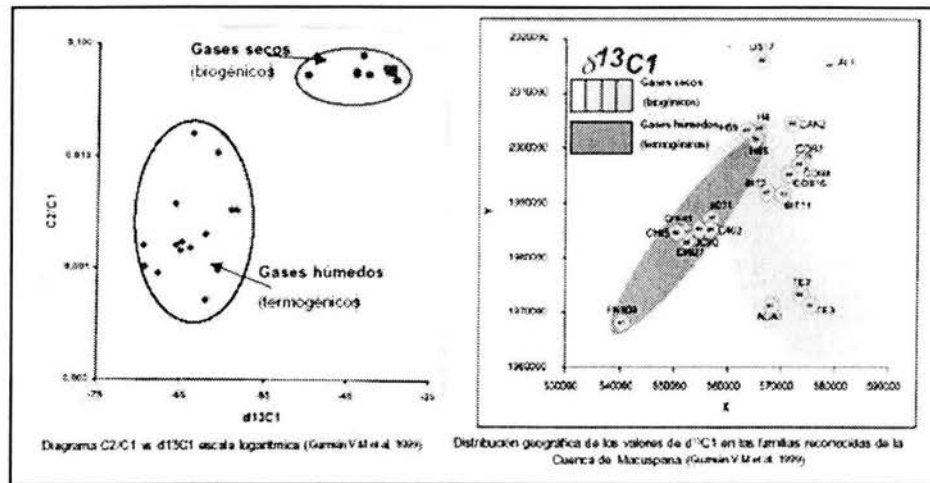


Fig. 5.2.2 Tipos de gases y su distribución en la Cuenca de Macuspana (Tomado de informe final RMNE-EP-0005/99 –inédito–; Expl'n., PEP).

5.3.2 MIGRACION Y SINCRONIZACION DE EVENTOS DEL PLAY.

A).- MIGRACION

Para el objetivo Mioceno Inferior/Mioceno Superior, aunque no existen evidencias claras acerca de las probables vías de migración desde las rocas generadoras hasta las rocas almacenadoras del Mioceno Superior-Pleistoceno, en el área de las localizaciones se observan focos aledaños que de acuerdo a su contexto sedimentológico y estructural, la migración de los hidrocarburos podría ocurrir básicamente en forma vertical y lateral a corta distancia, ya que existe el antecedente de manifestaciones de gas húmedo en el fondo marino de la cuenca, de las cuales alguna de ellas están relacionadas con el sistema de fallamiento de las estructuras del Pozo Malah-1 (Fig 5.2.1).

Para el objetivo Mioceno Medio-Pleistoceno /Mioceno Superior-Pleistoceno, en la interpretación sísmico-estructural, se observan fallas que comunican a las rocas generadoras con los cuerpos arenosos almacenadoras, además se considerara la migración lateral, ya que tanto la roca generadora como la almacenadora se encuentran al mismo nivel estratigráfico Fig 5.2.1

B).- SINCRONIZACIÓN DE EVENTOS DEL PLAY

Considerando los datos de producción de la porción terrestre, se realizó en su momento, el diagrama que proponía la identificación del play potencial de edad Mioceno Inferior-Mioceno Superior (Figs 5.2.3).

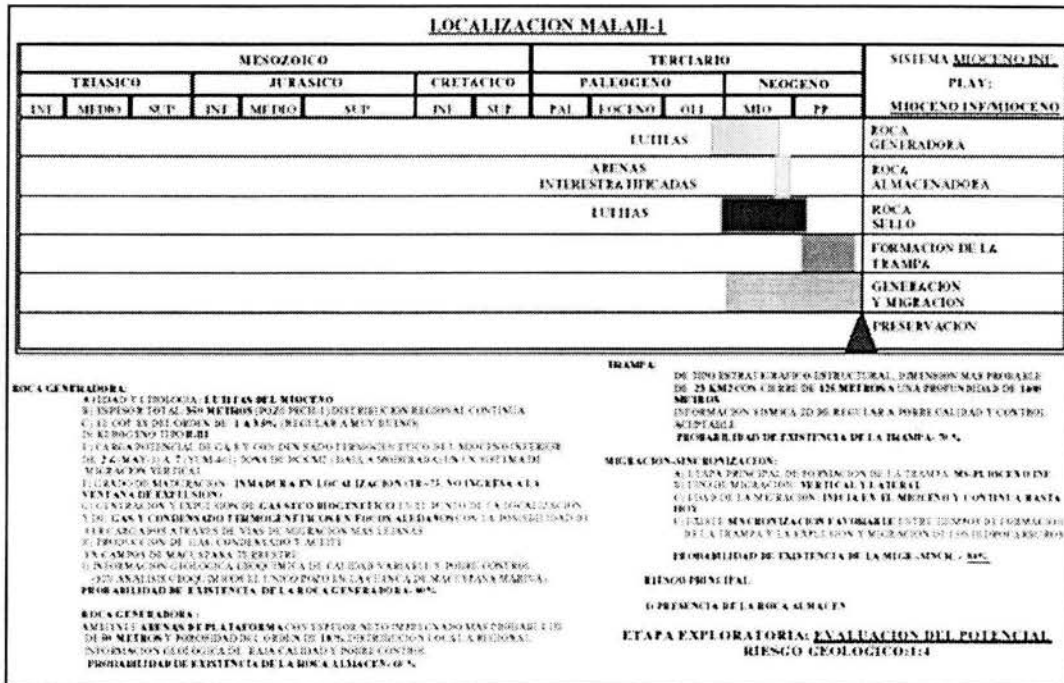


Fig. 5.2.3 Diagrama que proponía la identificación del Play Potencial Mioceno Inferior-Mioceno Superior (Tomado de informe final RMNE-EP-0005/99 – inédito-; Expl'n., PEP).

POZO DE ESTUDIO Y CALIBRACIÓN

Como ya se ha mencionado, el pozo utilizado para la realización de este trabajo fue Malah-1, que aunque resultó invadido, tuvo muchos intervalos con manifestaciones de gas, los cuales sirvieron de calibración para el análisis en la localización Okol-1.

A continuación se muestran los análisis petrofísicos realizados al pozo Malah-1 (Figs 5.3 a 5.7), en donde se muestran algunos de los intervalos que presentaron gasificaciones.

En la Fig. 5.3 se muestra el análisis petrofísico realizado en el primer intervalo denominado “cuerpo 1” (aprox. de 350 a 655); el “registro” está compuesto por varias curvas entre las más importantes destacan las siguientes: curva de rayos gamma (con un efecto de espejo) en el primer carril de la izquierda; una curva de resistividad en el carril central; el intervalo en azul del carril derecho representa que el pozo se encuentra invadido de agua, la zona en color rojo representa la manifestación de gas encontrada en ese intervalo, y por último, el carril de la extrema derecha representa la litología (en amarillo los cuerpos arenosos y en café los arcillosos).

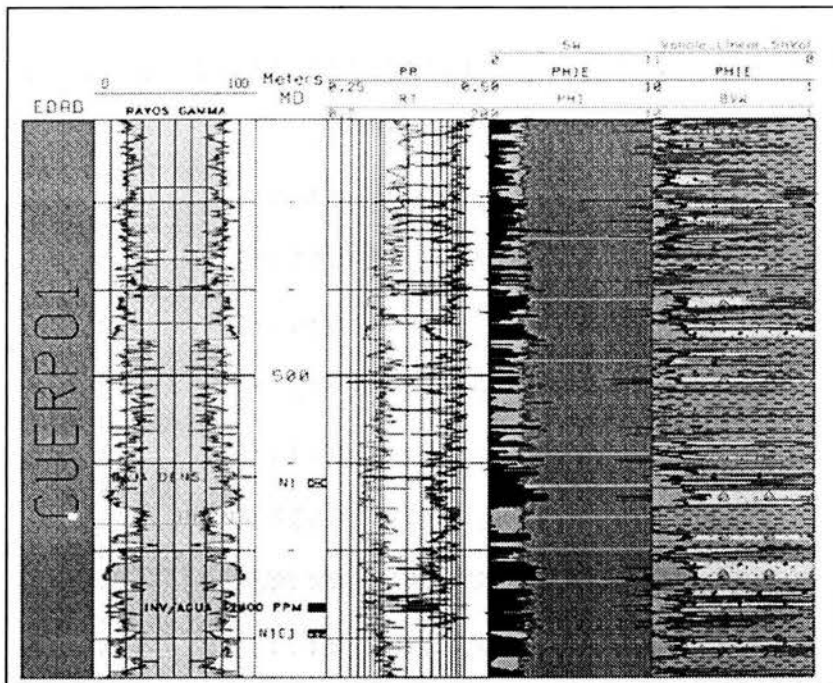


Fig. 5.3.- Se muestra el análisis petrofísico realizado en el primer intervalo, denominado “cuerpo 1” en el Pozo Malah-1

El siguiente análisis petrofísico (Fig. 5.4) se realizó en el intervalo que representa al cuerpo 2 (que va de 990 a 1055 mts), en donde se observa que la cantidad de gas es mucho menor que en el cuerpo 1. En este intervalo se cortó un núcleo denominado Núcleo 2 Complemento 2 (N2-C2, a 1015 mts aprox.), en la descripción de éste no se reporta ni olor ni impregnación de hidrocarburos, quizá porque fue cortado unos metros mas arriba del intervalo que manifestó.

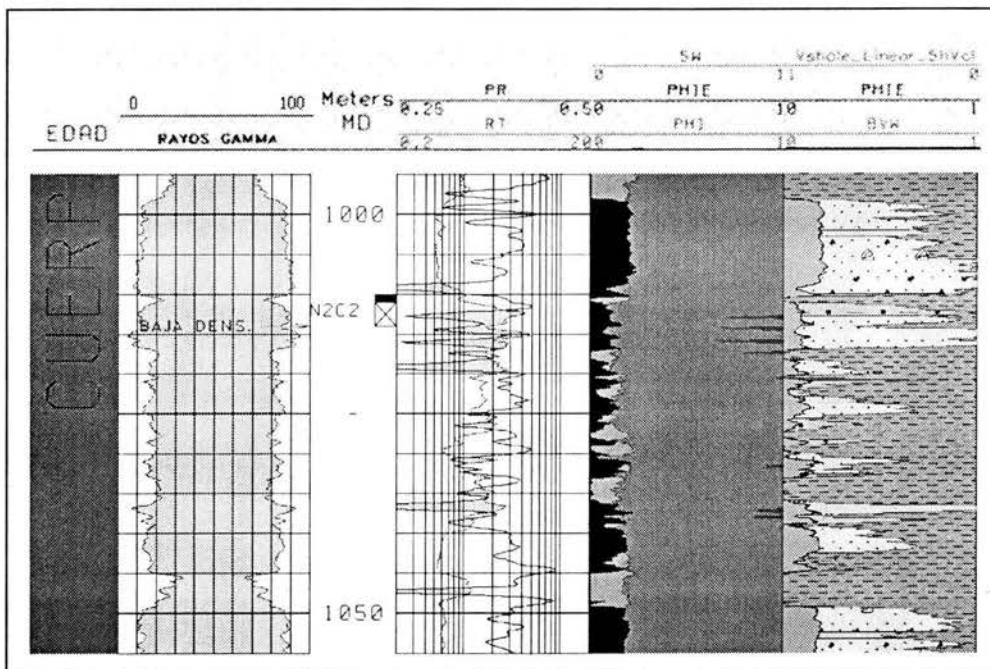


Fig. 5.4.- Análisis petrofísico realizado en el cuerpo 2 del pozo Malah-1

Otro intervalo sobre el que se efectuó el estudio petrofísico corresponde al denominado como cuerpo número tres (1175 a 1250 mts), el cual se presenta a continuación en varios acercamientos (Figs. 5.5 a 5.7), ya que fue uno de los intervalos que presentaron un mayor número de manifestaciones.

En la Fig. 5.5 se observa un espesor fuerte de arenisca de cuarzo lítico, gris claro, de grano fino a medio, subangulosa a subredondeada, de matriz arcillosa, cemento calcáreo, regular porosidad, con trazas de conchas y moluscos.

Cabe mencionar que solo se contó con este tipo de análisis en estos tres intervalos (cuerpos 1, 2 y 3); sin embargo la mayor manifestación de gas se presentó una profundidad de 1790 metros con una gasificación máxima de 296000 PPM.

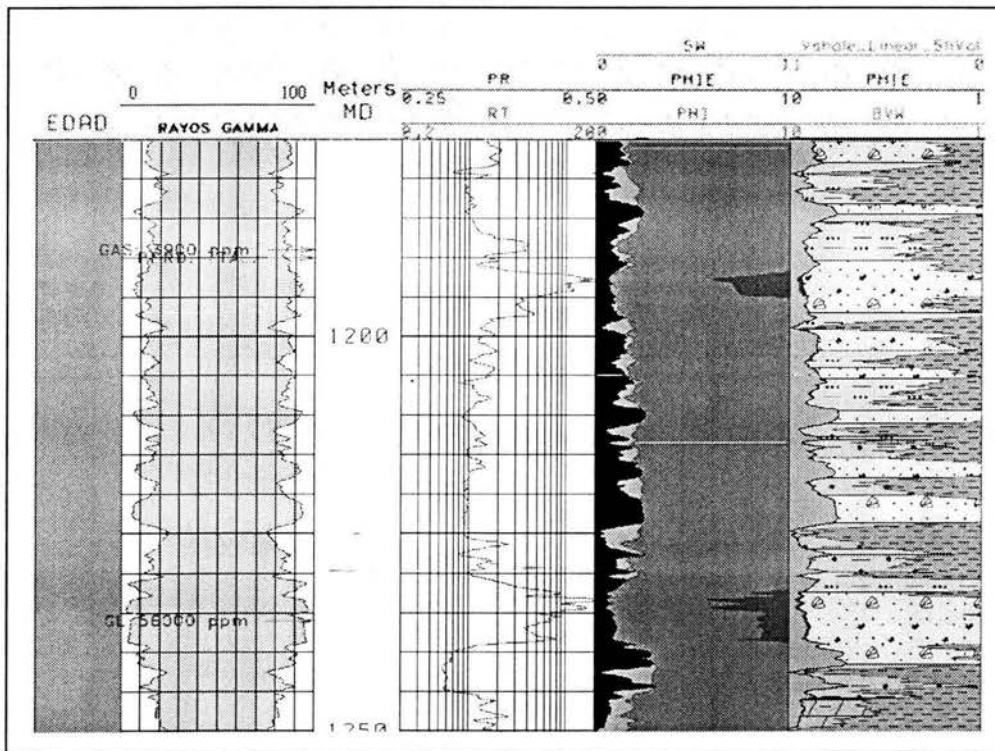


Fig. 5.5. En este intervalo se aprecia un cuerpo arenoso de espesor considerable, el cual tuvo dos manifestaciones gasíferas, (1190 y 1235)

La figura 5.6 corresponde al mismo cuerpo tres solo que unos metros más abajo, en donde se observa una arenisca que es de cuarzo cristalino, traslucido, cuarzo lechoso, gris claro, grano fino-medio, subangulosa a subredondeada, matriz arcillosa, cemento calcáreo, regular porosidad visual.

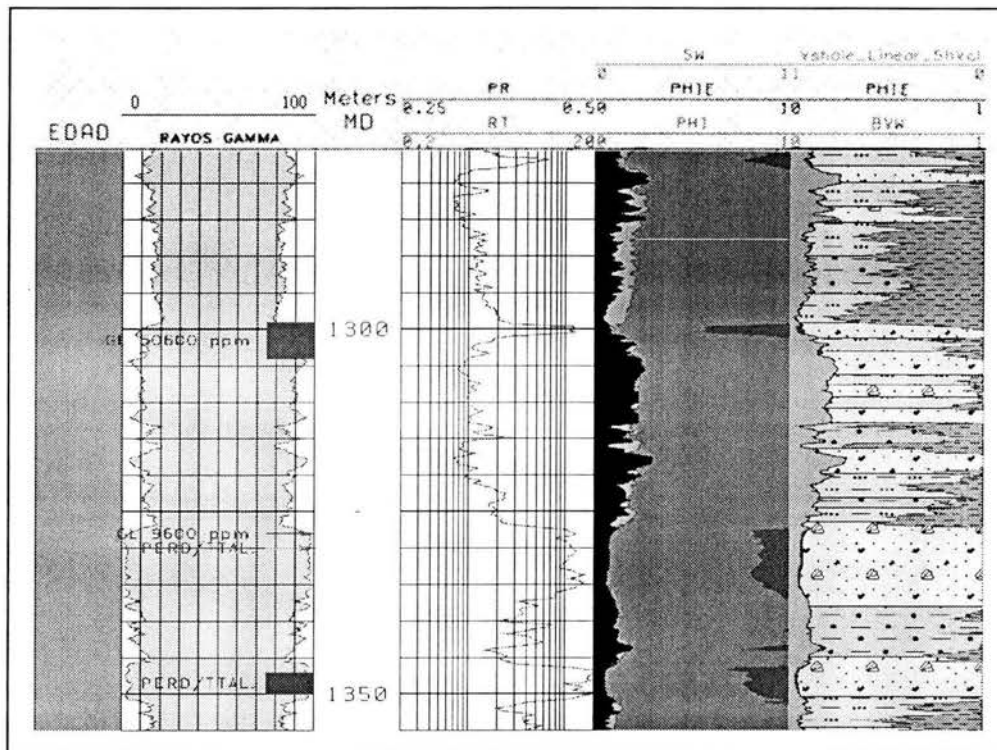


Fig. 5.6. En ella podemos apreciar varios niveles con manifestación de gas, indicándose la cantidad en el carril izquierdo.

Finalmente en la Fig. 5.7 observamos un intervalo con una fuerte manifestación de gas (aprox. a 1408 mts), sin embargo, el análisis reporta que hubo pérdida total a ese nivel

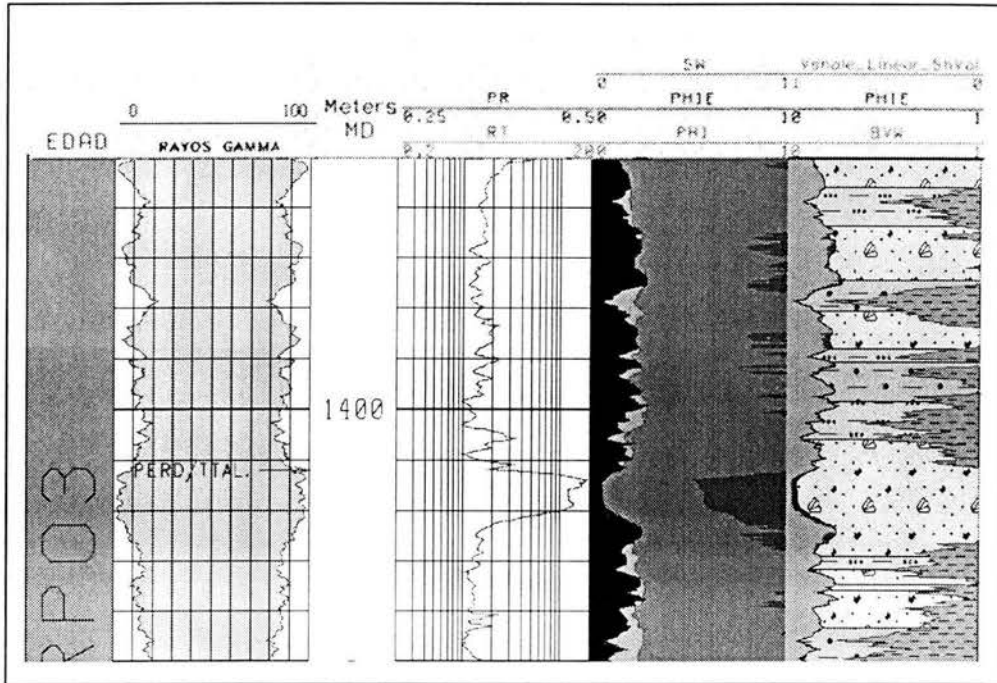


Fig. 5.7. Que muestra el intervalo más profundo del cuerpo 3, donde se observa una fuerte manifestación (a 1408 mts, aprox.)

ANÁLISIS PETROFÍSICO TOMADO DE:
 INFORME FINAL L.O.C. OKOL. 1. NOV. 2002
 ACTIVO EXPLORACIÓN, RMNE PEP
 COORD. INCORPORACIÓN DE RESERVAS

5.4 SELECCIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO

Los registros tomados en este pozo (Figs. 5.8) son de una calidad regular ya que son pocas las corridas que se tomaron completas. Los registros que se emplean específicamente para el análisis de AVO son el sónico, el de densidad, y el DSI (registro de onda S); sin embargo, el único bueno de éstos parece ser el de densidad, ya que el sónico presentó muchos tramos en los cuales no hubo registro, por lo cual hubo necesidad de solicitar al Activo de Exploración RMNE de Pemex, que generaran un pseudo-sónico, para poder trabajar adecuadamente a lo largo de todos los intervalos de interés. En lo que respecta al DSI, no fue adquirido, ya que la compañía encargada de la toma de registros, manifestó haber tenido problemas en el momento de realizar la corrida, por lo que, ante esta situación, el registro de onda S se calculó de forma sintética utilizando las ecuaciones de Castagna. El siguiente paso fue realizar gráficos cruzados entre los diferentes registros para analizar su comportamiento (Figs. 5.9 a 5.14).

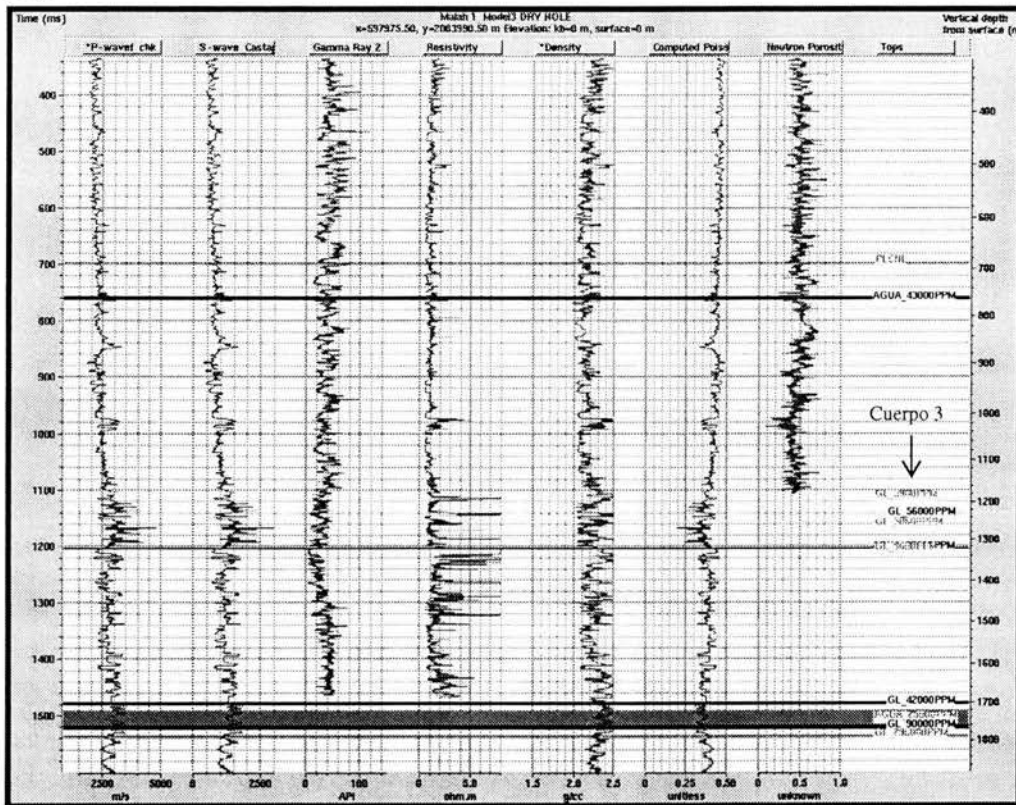


Fig. 5.8.- Registros geofísicos del pozo Malah-1, los intervalos en negro fueron los utilizados para el análisis

En la Fig. 5.9 se muestra un gráfico cruzado entre el registro de Rayos Gamma (RG) y el de Resistividad (R_t), en el que se aprecia el comportamiento de dichas curvas

en las zonas con manifestaciones de gas. Los puntos dispersos representan los valores de RG y Rt y el recuadro en rojo representan los intervalos con manifestación de gas con valores bajos de RG y altos de Rt. También se muestra un tramo de registro con las curvas antes mencionadas para ver su comportamiento.

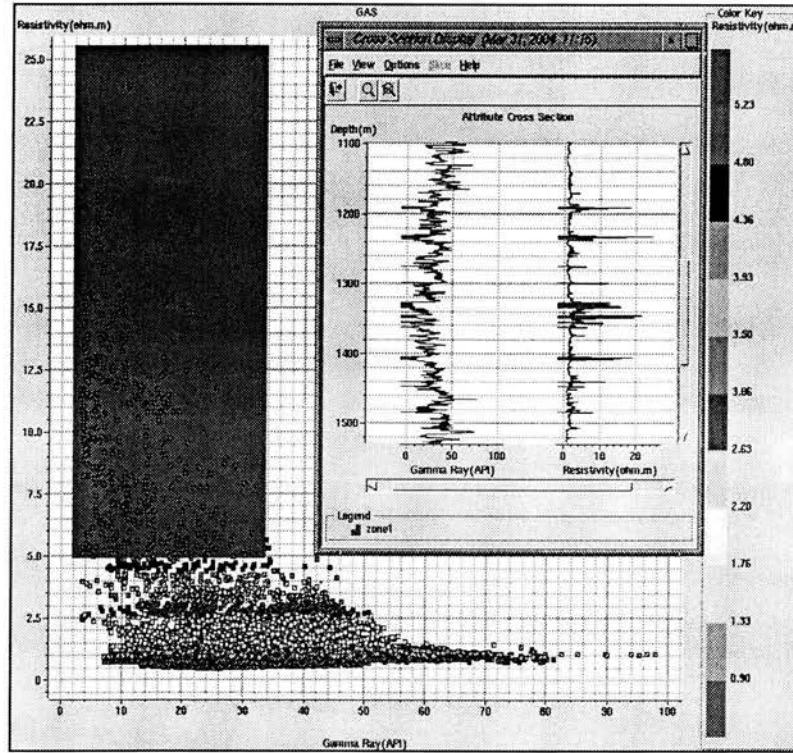


Fig. 5.9.- Crossplot de Rayos Gamma (RG) contra Resistividad (Rt), (la ventana de análisis corresponde al cuerpo 3).

La Fig. 5.10 muestra el comportamiento de un crossplot de Rayos Gamma contra Resistividad, en un intervalo arenoso en donde se realizó una prueba de producción a 760 mts, resultando un intervalo invadido por agua de 43000 PPM (recuadro azul).

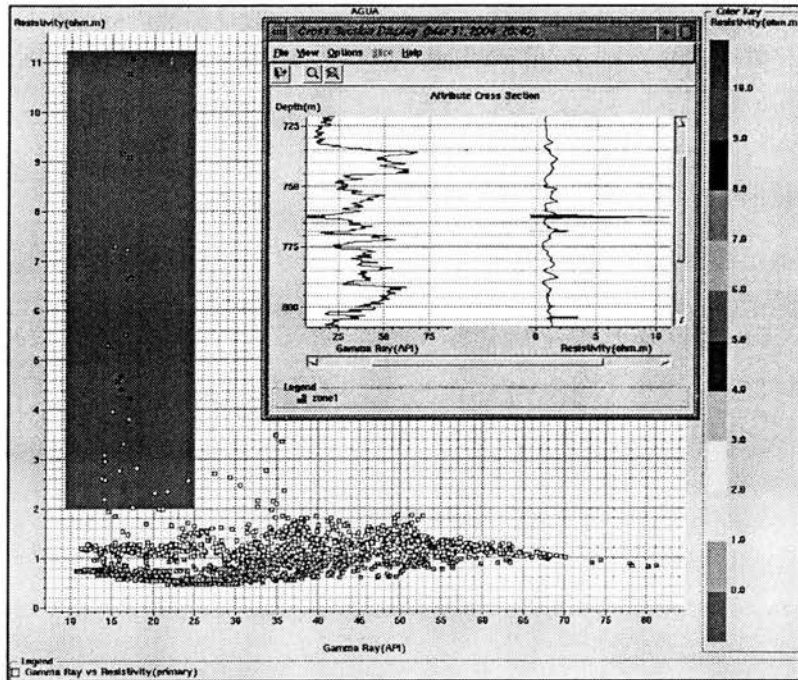


Fig. 5.10.- Aquí se muestra el correspondiente comportamiento en un intervalo arenoso saturado de agua

Enseguida se muestra un crossplot de Densidad contra Resistividad (Fig. 5.11), el rango se limitó de 2.0 a 2.5. El tramo de registro muestra claramente estos intervalos arenosos marcados en rojo, los cuales al igual que en los crossplots anteriores fueron calibrados con información real del pozo. Aunque aparentemente se observan altas densidades en los cuerpos que manifestaron gas, los valores siguen estando relativamente más bajos que en las arenas limpias ya que alcanzan densidades de 2.65 aproximadamente.

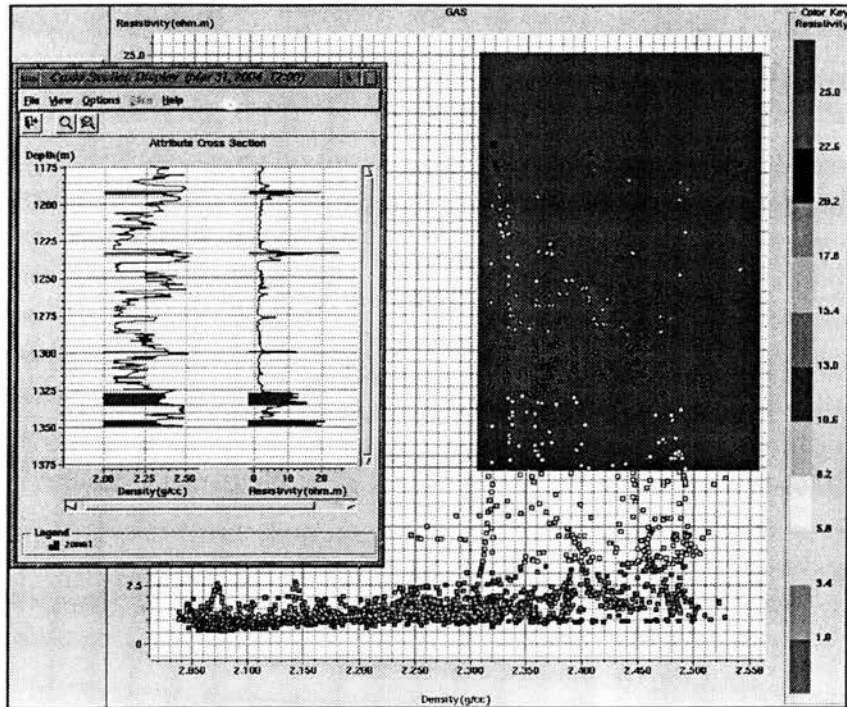


Fig. 5.11.- Crossplot de densidad contra resistividad que muestra los intervalos con manifestaciones de gas en el cuerpo 3.

Otro tipo de crossplots generados para analizar el comportamiento de los distintos registros fueron los que se pueden apreciar en las figuras 5.12 y 5.13. En la figura 5.12 se observa un crossplot de Densidad contra la Velocidad de Onda P (un intervalo más abajo que la figura anterior), la teoría establece que donde hay gas, los valores de V_p y la densidad bajan (Wyllie, et al, 1956 y Gardner, et al, 1974). La figura 5.13, muestra un crossplot de Rayos Gamma contra la relación de velocidades V_p - V_s , la zona en círculo encierra valores bajos de V_p - V_s que corresponden a intervalos arenosos.

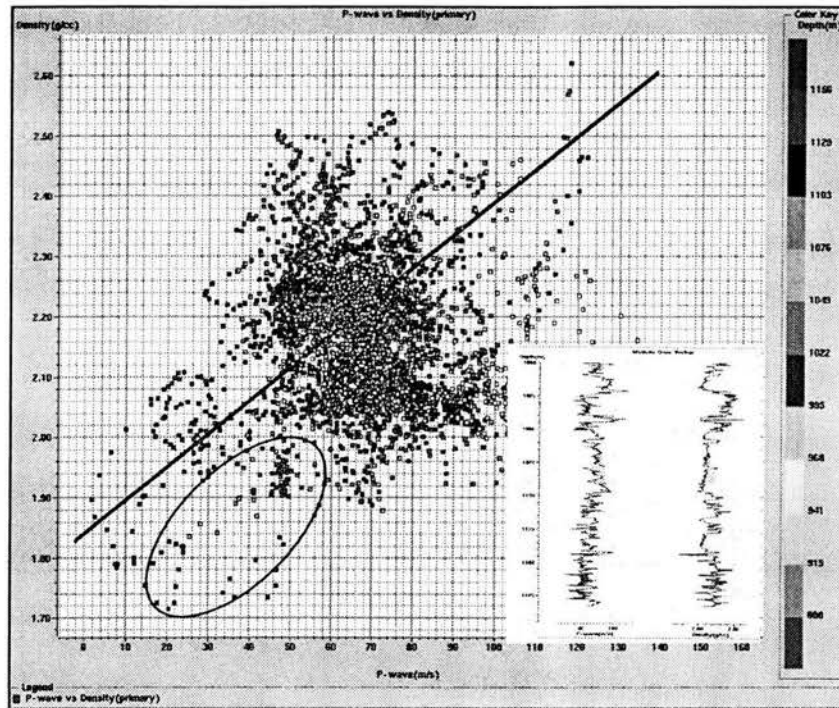


Fig. 5.12.- Crossplot de densidad contra V_p en el cuerpo 3. La teoría establece que donde hay gas, los valores de V_p y la densidad bajan (Wyllie, et al, 1956 y Gardner, et al, 1974).

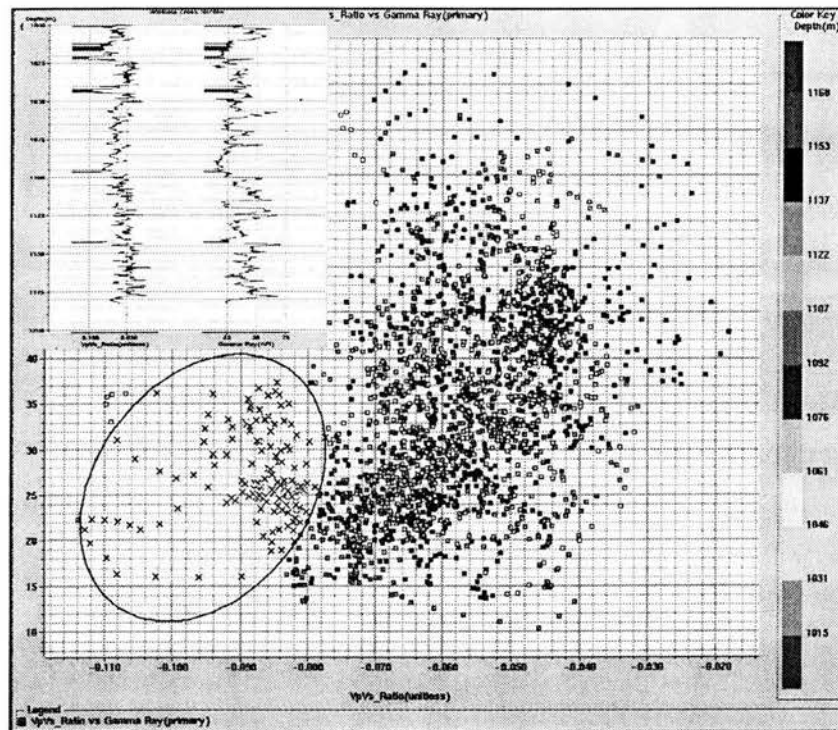


Fig. 5.13.- Crossplot de V_p/V_s contra RG (cuerpo 3), donde se puede apreciar que en los intervalos arenosos la relación de velocidades baja.

Como conclusión de los gráficos cruzados anteriores, podemos decir que el comportamiento de las arenas está bien definido, es decir, se pueden diferenciar claramente de los cuerpos arcillosos (Figs. 5.9 a 5.11). En cuanto a las últimas gráficas, se generaron solo para obtener el comportamiento cualitativo de las velocidades V_p y V_s con relación a otras curvas de registros geofísicos. En este caso para los intervalos que manifestaron gas, las curvas de las velocidades muestran una disminución tal y como lo predice la teoría (Wyllie, et al, 1956 y Gardner, et al, 1974).

En la siguiente tabla se resumen los rangos promedio encontrados en los diferentes intervalos arenosos.

Intervalo (mts)	Rayos Gamma (API)	Resistividad (ohm-m)	Densidad (g/cc)	V_p (μ s/ft)
725-800	25-70	2-10	-	-
1100-1500	10-60	5-22	-	-
1175-1375	-	2-22	2.0-2.5	-
1000-1175	-	-	1.7-2.6	30-100

Tabla 2.- Tabla resumen del comportamiento de algunas curvas de registros geofísicos.

5.5 SISMOGRAMA SINTÉTICO

El siguiente paso fue generar el sismograma sintético, con el fin de calibrar los datos sísmicos con los datos del pozo. El análisis se hizo en la traza 4400 utilizando el modelo de Zoeppritz, y sobre el intervalo que presentó gasificaciones. Cabe mencionar que primero se realizó la corrección del sónico mediante el registro VSP (Perfil Sísmico Vertical) para poder generar la conversión tiempo profundidad, calculándose posteriormente la traza del registro de Poisson (calculado en forma sintética, ya que el registro de onda S se calculó de igual forma; Fig. 5.14).

En el sismograma sintético, existen intervalos que no logran “amarrar” del todo bien, esto debido a que no se contó con el tiempo suficiente como para realizar pruebas con otros tipos de modelos, ya que solo se empleó el modelo de Zoeppritz para el cálculo de la traza; otro factor que contribuyó, fueron los registros utilizados para el cálculo del sintético, ya que los empleados para el cálculo no son reales. Para el análisis de AVO se utilizaron los horizontes marcados con franjas negras horizontales, haciendo mayor énfasis en el intervalo que va de 1700 a 1800 m.

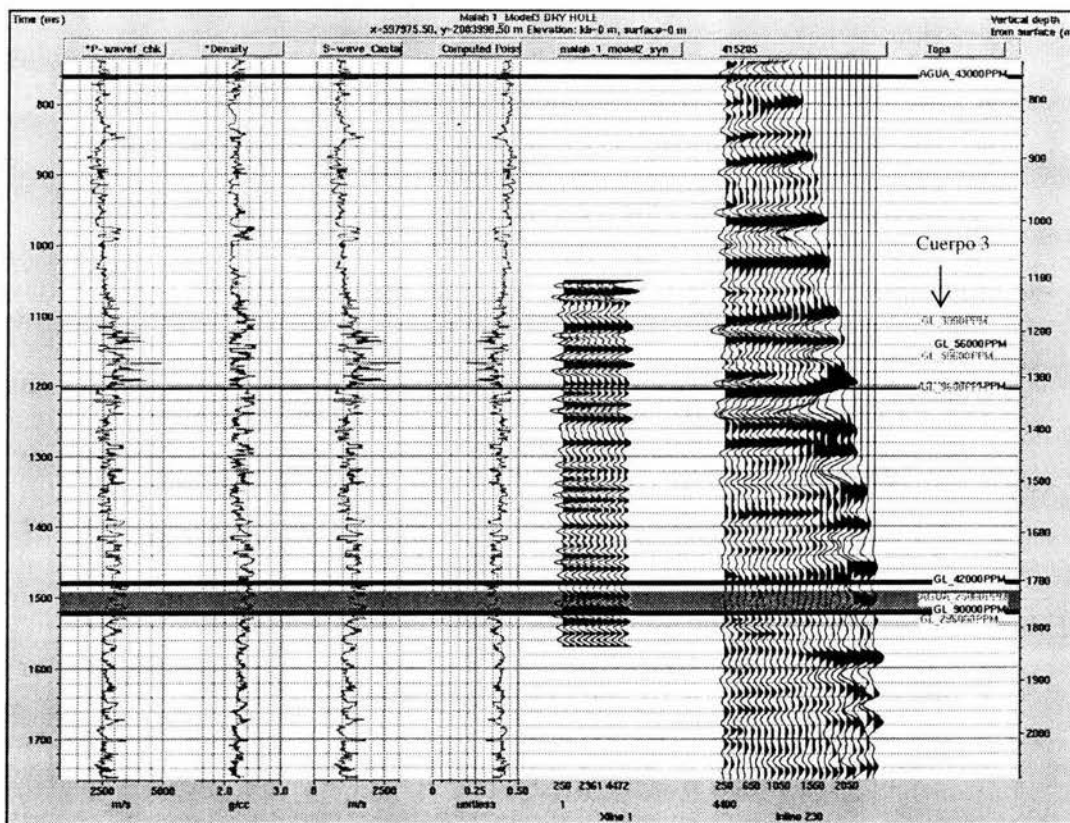


Fig. 5.14.- Sismograma sintético

5.6 ANÁLISIS DE GRADIENTE

Como ya se mencionó en los antecedentes de la información sísmica, los gathers presentan un comportamiento peculiar, ya que como veremos a continuación en los análisis de gradiente (Figs. 5.15 a-h), tanto en los offsets cercanos como en los lejanos, se presentan alineamientos de amplitudes que se desvían de la tendencia principal, lo cual puede dificultar una adecuada clasificación de las anomalías de AVO, esto debido a un problema de NMO residual causado tal vez por anisotropía.

El efecto anterior se acordó disminuir mediante la realización de supergathers de trazas cercanas, que si bien logra eliminar el ruido aleatorio, tampoco es una técnica muy recomendable, ya que al ser un conjunto de gathers, de igual forma, puede añadir otro tipo de ruido además de afectar la frecuencia. De cualquier forma fue el método sugerido para la realización de los análisis posteriores.

Las pruebas con supergathers fueron con offsets de 1800, 2000, 2500 y 3000 metros, después de analizar el comportamiento de cada uno de ellos, se optó por utilizar el supergather de 1800.

Los intervalos analizados con el análisis de gradiente, fueron aquellos que tuvieron manifestaciones gasíferas, así como aquellos que fueron propuestos en su momento mediante la realización de atributos convencionales de amplitud, los cuales fueron correlacionados para este análisis de AVO.

En este último punto cabe señalar que los intervalos propuestos por el Activo de Exploración, con el apoyo de atributos de amplitud, coincidieron con aquellos horizontes que tuvieron trazas de gas; además también coincidieron con la traza del atributo del Gradiente (atributo de AVO). Sin embargo, lo anterior solo se cumplió para los horizontes someros (hasta 1.3 seg.), ya que en la sección sísmica de atributos convencionales, se pueden apreciar algunos eventos más profundos con amplitudes que aunque no tan fuertes como las someras, se mostraban atractivas al momento de proponer la entonces localización Malah-1, pero al analizar la traza del gradiente, y posteriormente los gráficos cruzados de atributos de AVO, tales amplitudes prácticamente desaparecieron (Fig. 5.16 y 5.17).

En las figuras 5.15a a 5.15d, se observan los análisis del gradiente realizados sobre el CDP 4400, en donde se puede apreciar un efecto causado quizá por anisotropía en los offsets lejanos (que son todos aquellos puntos que se alejan de la tendencia marcada con línea continua). Continuando con la interpretación de las gráficas, y descartando las trazas lejanas es decir aquellos offsets mayores de 1300, podemos apreciar que los puntos en azul los cuales corresponden sísmicamente a un valle, representan anomalías tipo III.

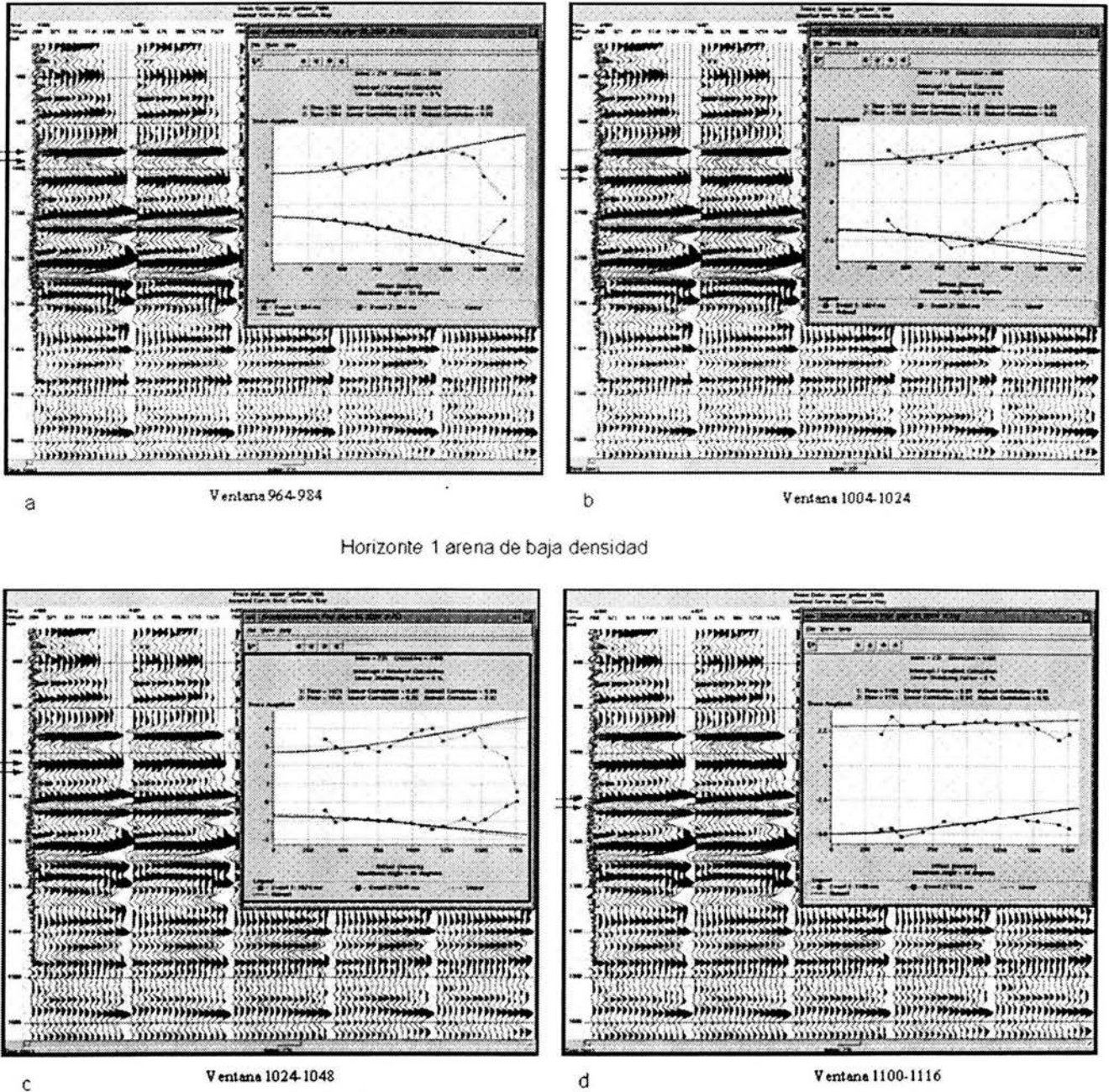
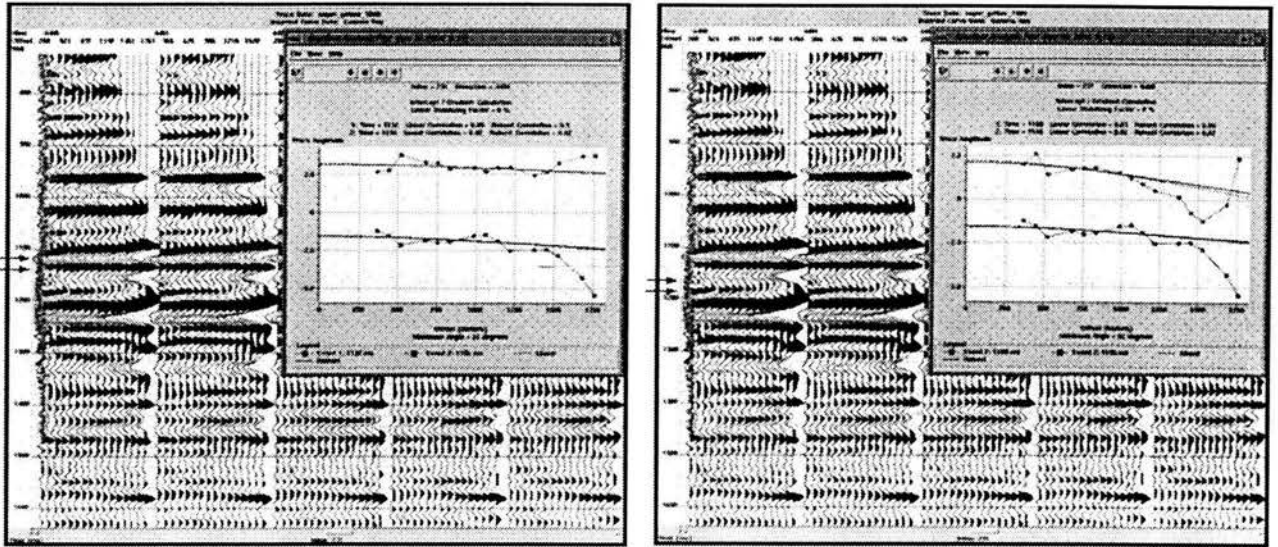


Fig. 5.15 a-d

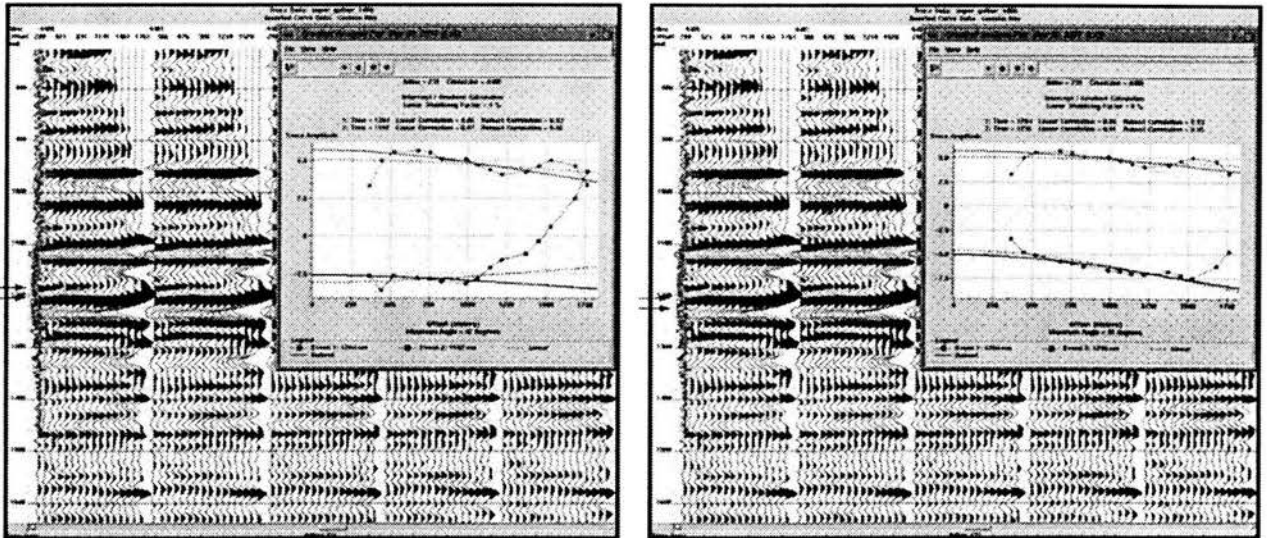
El análisis de Gradiente fue realizado a distintos intervalos de tiempo, incluyendo aquellos horizontes que presentaron manifestaciones gasíferas (cuerpo 3). En las Figs. 5.15e a 5.15h, el tipo de análisis correspondiente tomando en cuenta los eventos en azul, nos lleva a inferir que se trata nuevamente de anomalías tipo III.



Ventana 1132-1156

Ventana 1156-1180

Horizonte 2 manifestación de gas a 1140 ms. (aprox.)



Ventana 1192-1204

Ventana 1204-1236

Horizonte 3 manifestación de gas a 1207 ms. (aprox.)

Fig. 5.15 e-h



Fig. 5.16. Línea sísmica con atributos de amplitud (atributo convencional), mostrando la estructura de Malah-1 (como referencia, la flecha indica el cuerpo 3)

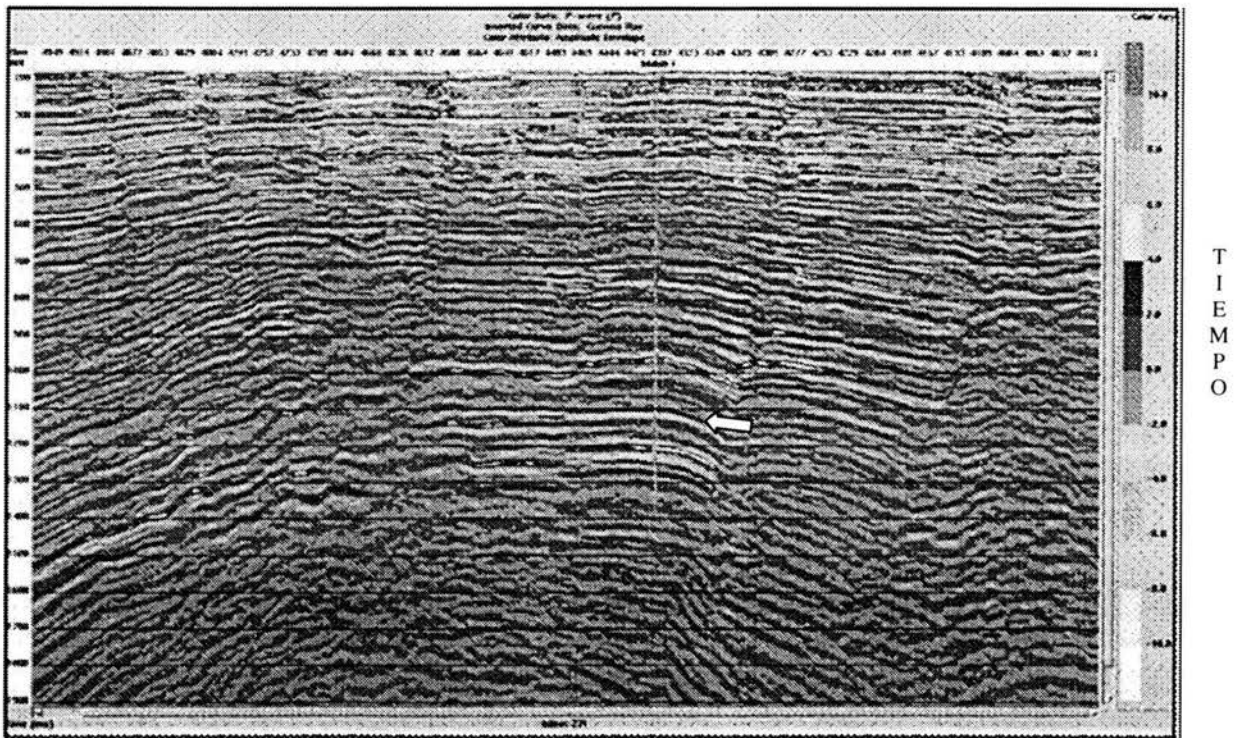


Fig. 5.17. Línea sísmica 231 con el atributo de envolvente de amplitud

Del análisis del gradiente podemos concluir que nos sirvió principalmente para identificar el tipo de anomalía de AVO, los intervalos analizados van de 960 a 1236 mseg, abarcando con esto al cuerpo 3 (de 1175 a 1425 mts aprox.), que presentó manifestaciones de gas. Cabe aclarar que los intervalos más profundos y que también presentaron manifestaciones (ver Fig. 5.8), no fueron objeto de este tipo de análisis ya que no se aprecia una clara definición de estos en las trazas sísmicas con atributos de AVO.

En cuanto a los datos sísmicos, éstos presentan baja frecuencia en los offsets lejanos y además están afectados por un problema de NMO residual, generado quizá por anisotropía, el cual desafortunadamente se atenuó muy poco, pues no se contó con el tiempo necesario como para realizar pruebas de procesado que solucionaran el problema.

5.7 ATRIBUTOS DE AVO

Como se mencionó en la parte teórica de este trabajo, los atributos fundamentales del AVO son la traza del Gradiente (Fig. 5.18) y la del Intercepto (Fig. 5.19), en donde por medio de gráficos cruzados entre estos dos parámetros, nos pueden ayudar a definir mejor la anomalías correspondientes a arenas con gas. Otros de los atributos calculados fueron los Reflectividad de onda P (Fig. 5.20) y el de Reflectividad de onda S (Fig. 5.21).

Para el análisis del pozo se emplearon los gráficos de Intercepción (P) vs. Gradiente (G) a distintos intervalos de tiempo (Figs. 5.22 a 5.27), correlacionando éstos, con las anomalías de amplitud obtenidas de los atributos convencionales. De esta manera se eligieron seis ventanas de tiempo para el análisis, en donde tres de ellas corresponden a los intervalos que presentaron manifestaciones de gas denominados horizontes 1, 2, y 3.

En la *Ventana 1*, se realizó de la crossline 4320 a 4480, de la inline 220 a 240 y a un tiempo de 300 a 600 mseg., en donde no se observan amplitudes fuertes en la línea sísmica de atributos normales; en cuanto a la litología el intervalo corresponde a una zona arcillosa con delgadas intercalaciones de cuerpos arenosos. El análisis de P vs. G muestra en general una tendencia hacia la línea de las arcillas, sin embargo las elipses amarillas y moradas (que corresponden a la cima y base de la arena respectivamente), logran encerrar pequeñas zonas anómalas que se desvían de la línea del “mudrock” (Fig. 5.22).

La siguiente ventana (2), se realizó de 600 a 800 mseg y con el mismo rango tanto en inlines como en crosslines de la ventana anterior. Los valores de P vs. G presentan una tendencia más alejada de la línea principal (Fig. 5.23), sin embargo, el análisis petrofísico reporta invasión de agua de 43000 PPM en la prueba de producción realizada en este intervalo. Además en este intervalo se encuentran también dos de los cuatro núcleos que fueron cortados en el pozo, denominados núcleo 1 (N-1) y complemento 1 (N-1C), respectivamente. La descripción del N-1, señala una alternancia de lutita calcárea, limolita con nódulos arenosos, laminar, y arena de cuarzo y líticos, de grano fino a medio., se observa carbón diseminado, restos de moluscos y trazas de micas. En cuanto al N-1C, se trata de una lutita calcárea gris verdoso, con fragmentos de

cuarzo y líticos muy finos, con escasos restos de moluscos y material carbonoso disperso, en partes es laminar. En ninguno de los dos se observó presencia ni olor a hidrocarburos.

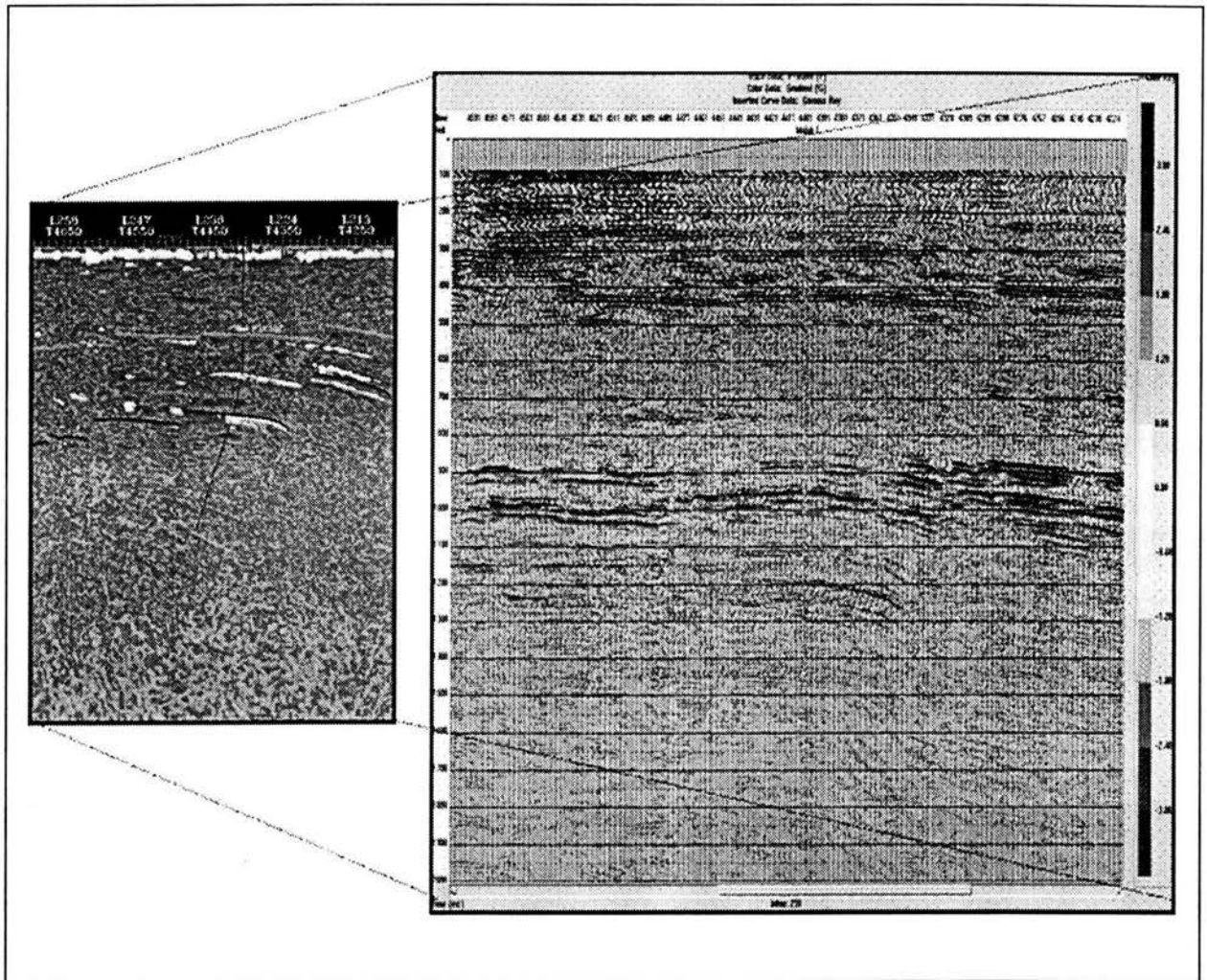


Fig. 5.18. Traza sísmica con el atributo AVO del Gradiente, aunque la imagen de la izquierda es una línea aleatoria se utilizó solo para comparar las amplitudes de atributos convencionales con los atributos de AVO en la línea 231.

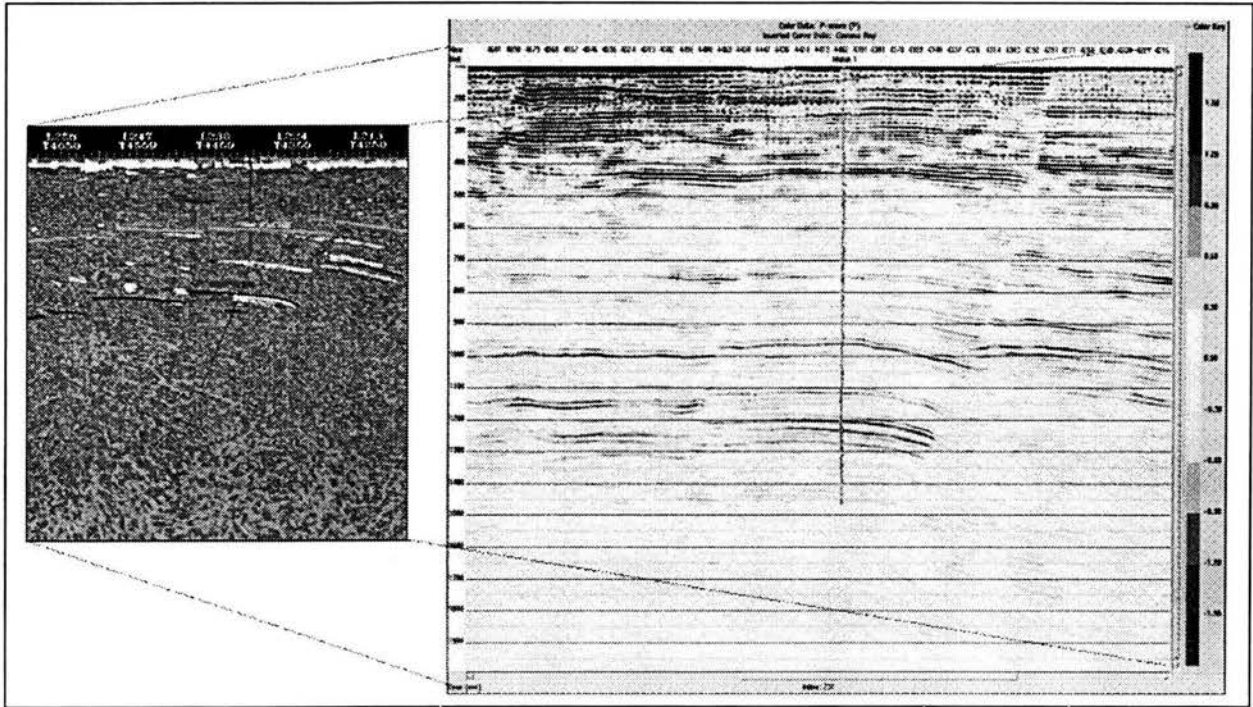


Fig. 5.19. Traza sísmica con el atributo de Intercepción P

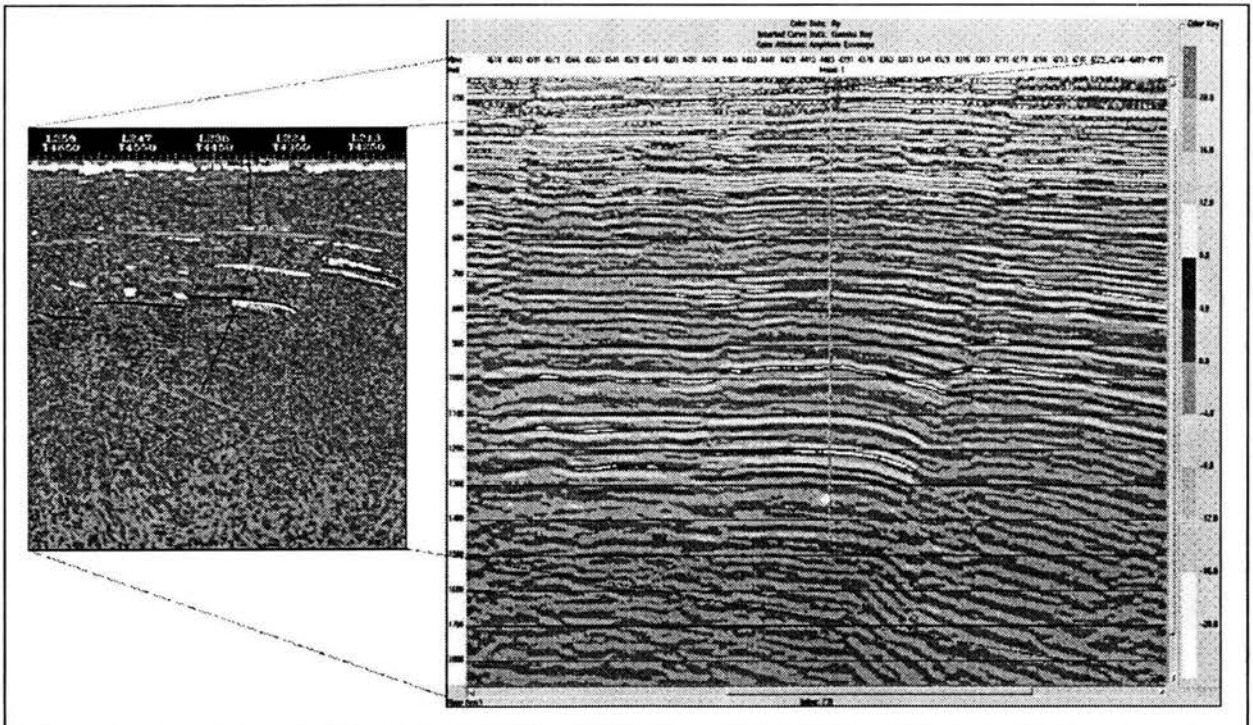


Fig. 5.20. Traza de R_p (Reflectividad de onda P)

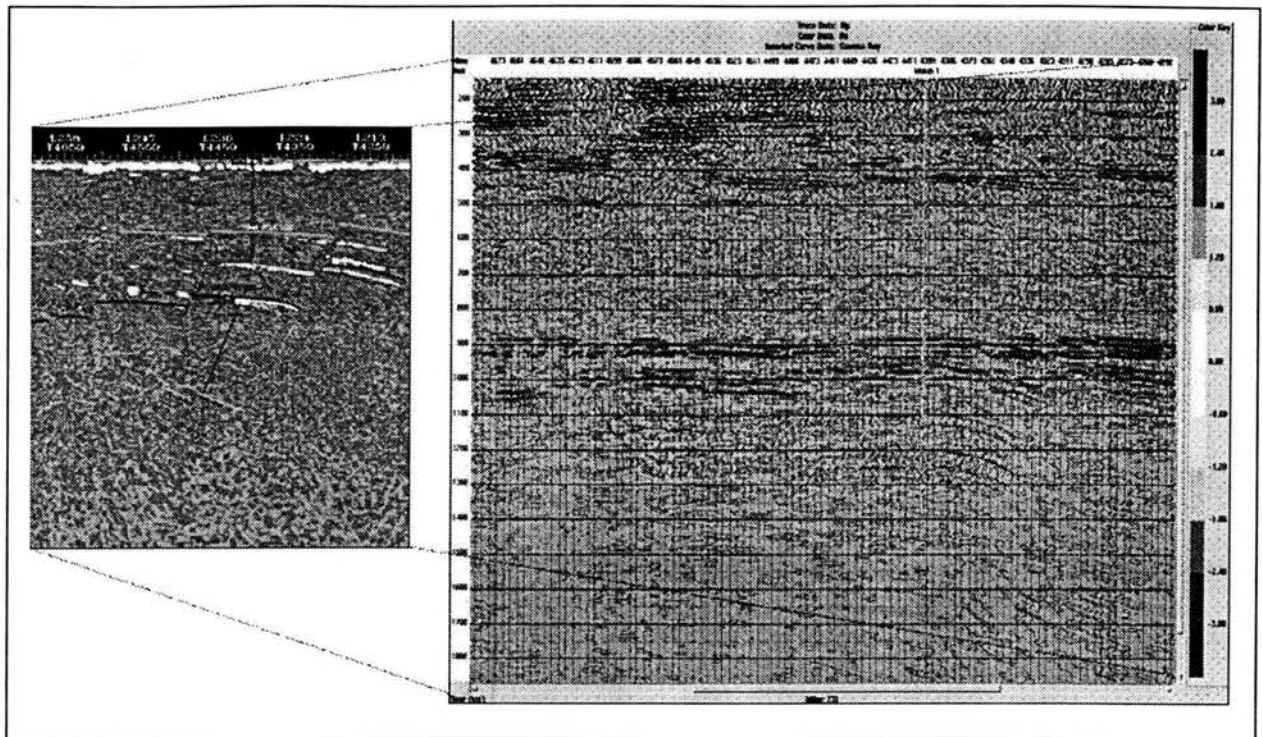
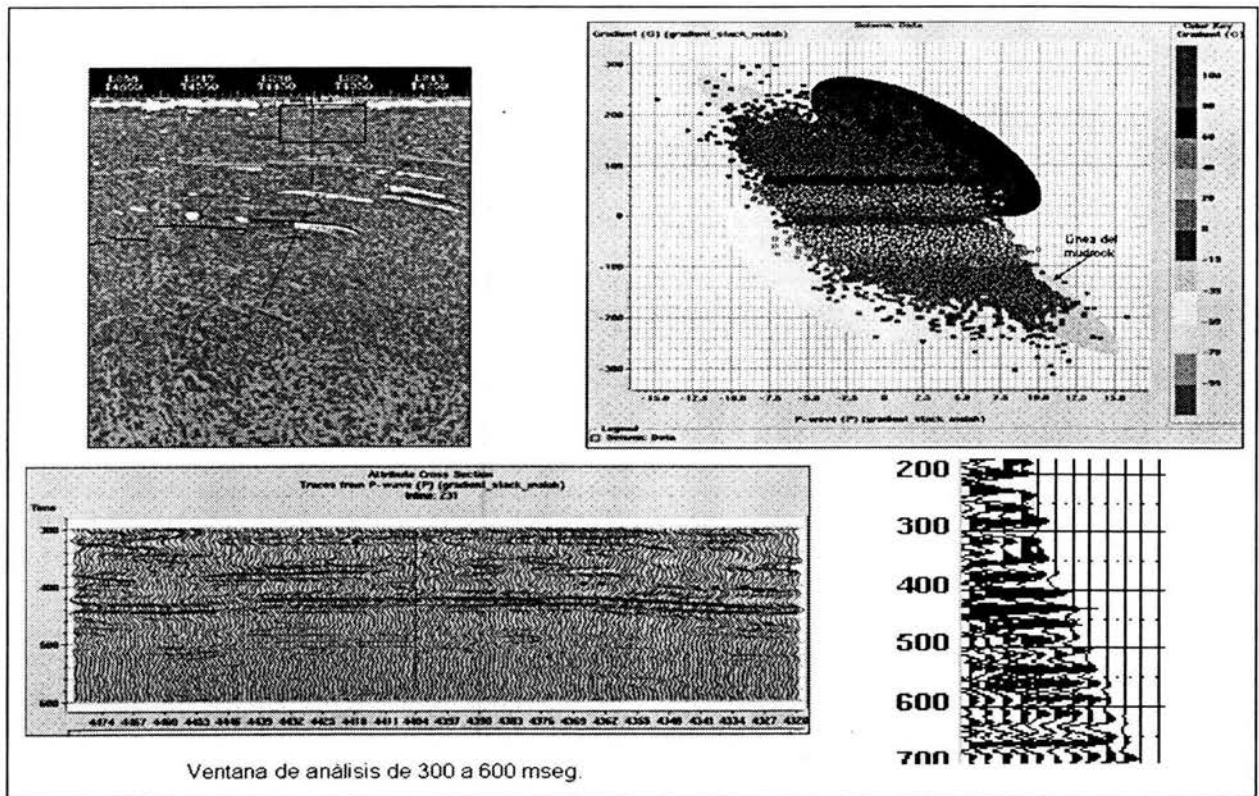


Fig. 5.21. Traza de Rs (Reflectividad de onda S)



Ventana de análisis de 300 a 600 mseg.

Fig. 5.22. Análisis de Intercepción contra Gradiente en la Ventana 1

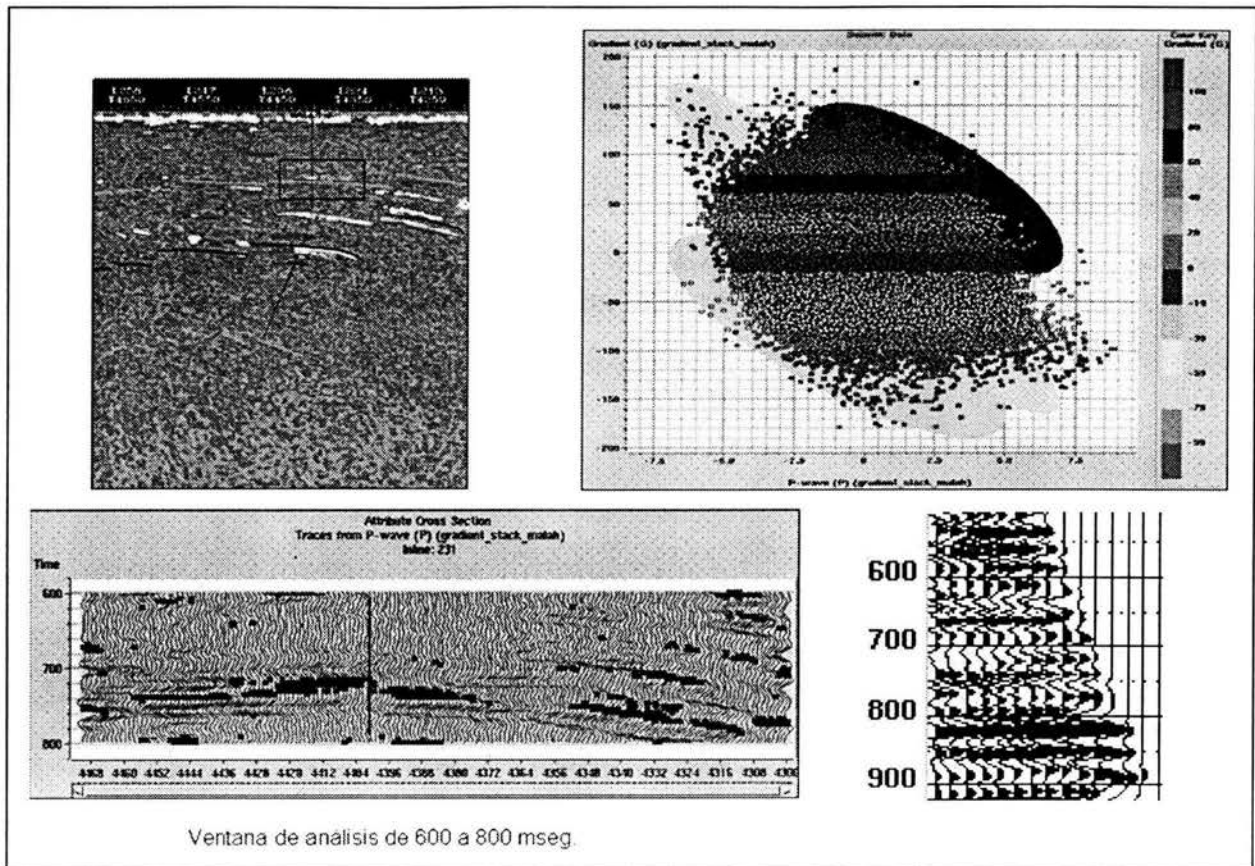


Fig. 5.23. Análisis de Intercepción contra gradiente en la Ventana 2

Horizonte 1

El siguiente análisis se realizó de la crossline 4325-4470, de la inline 220-240 y a un tiempo de 965 msec., con una ventana centrada de 170 msec., litológicamente corresponde a un cuerpo arenoso de baja densidad. En este intervalo fue cortado el tercer núcleo (N-2), el cual presenta arenas y areniscas de cuarzo de grano grueso a medio, con matriz y cementante arcillo-calcáreo respectivamente, con algunas intercalaciones de lutita gris., el ambiente corresponde a Nerítico interno y de edad Plio-Pleistoceno. El núcleo N-2 fue cortado en una arena de bajas resistividades; sin embargo, tiene gran valor, ya que ilustra el tipo de roca almacén que está presente en el área. En cuanto al análisis del crossplot, se observan valores alejados de la línea del “mudrock”, presentando además valores altos del Gradiente. (Fig. 5.24)

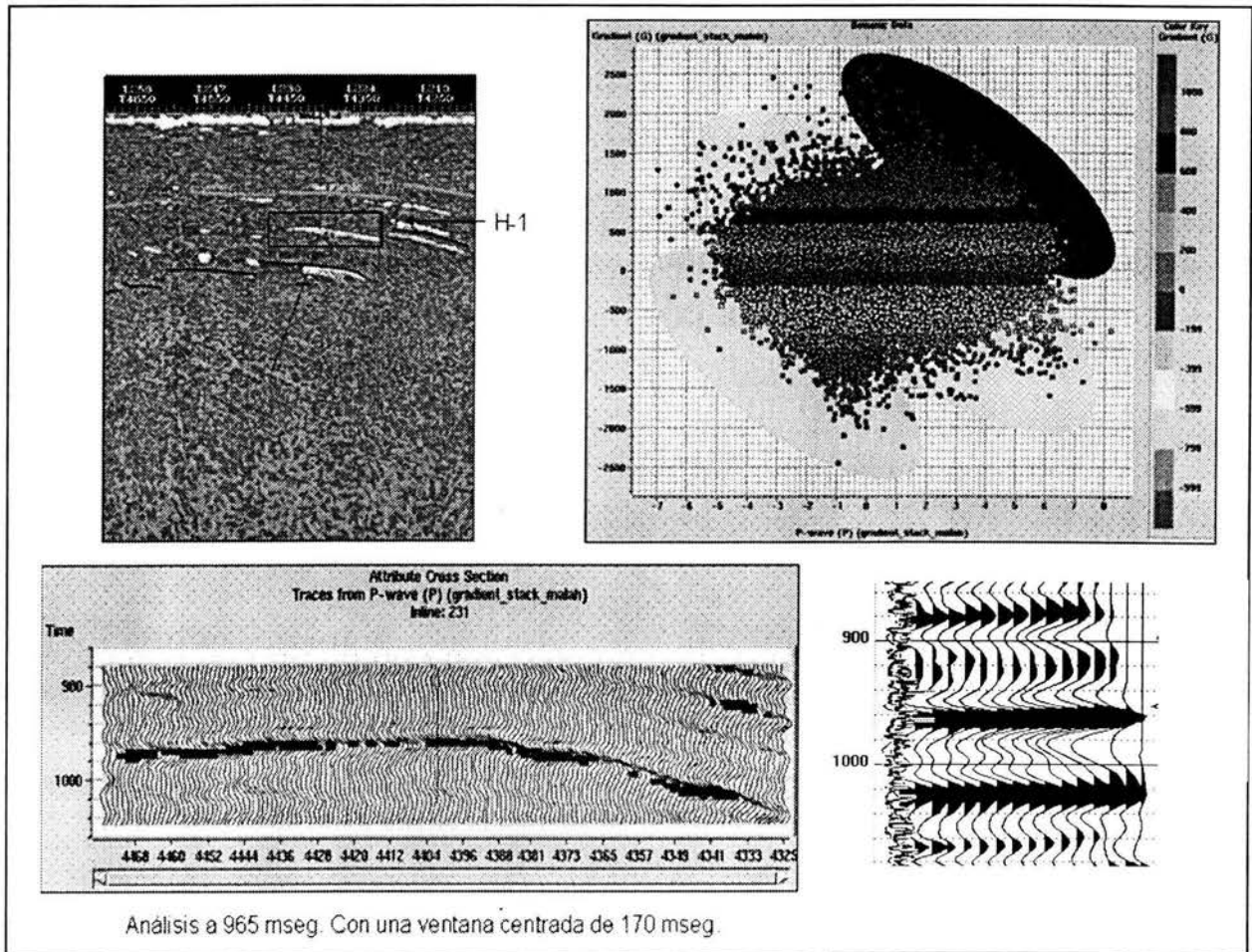


Fig. 5.24. Análisis de Intercepción contra Gradiente en el Horizonte 1

Horizonte 2

El análisis correspondiente a este horizonte se realizó de la crossline 4340-4480, de la inline 220 a 240 y a un tiempo de 1120 mseg con una ventana de 100 mseg por debajo del horizonte. En este intervalo hubo varias manifestaciones gasíferas (cuerpo 3 del análisis petrofísico), entre ellas una a 1110 y otra a 1140 mseg aproximadamente. Litológicamente se observan cuerpos arenosos relativamente gruesos, presentando además zonas con densidades bajas. El análisis de P vs. G muestra valores que se alejan de la línea principal indicando la presencia de una anomalía. A una profundidad de 1112 metros fue cortado el cuarto núcleo denominado N2-C2 (Fig. 5.25).

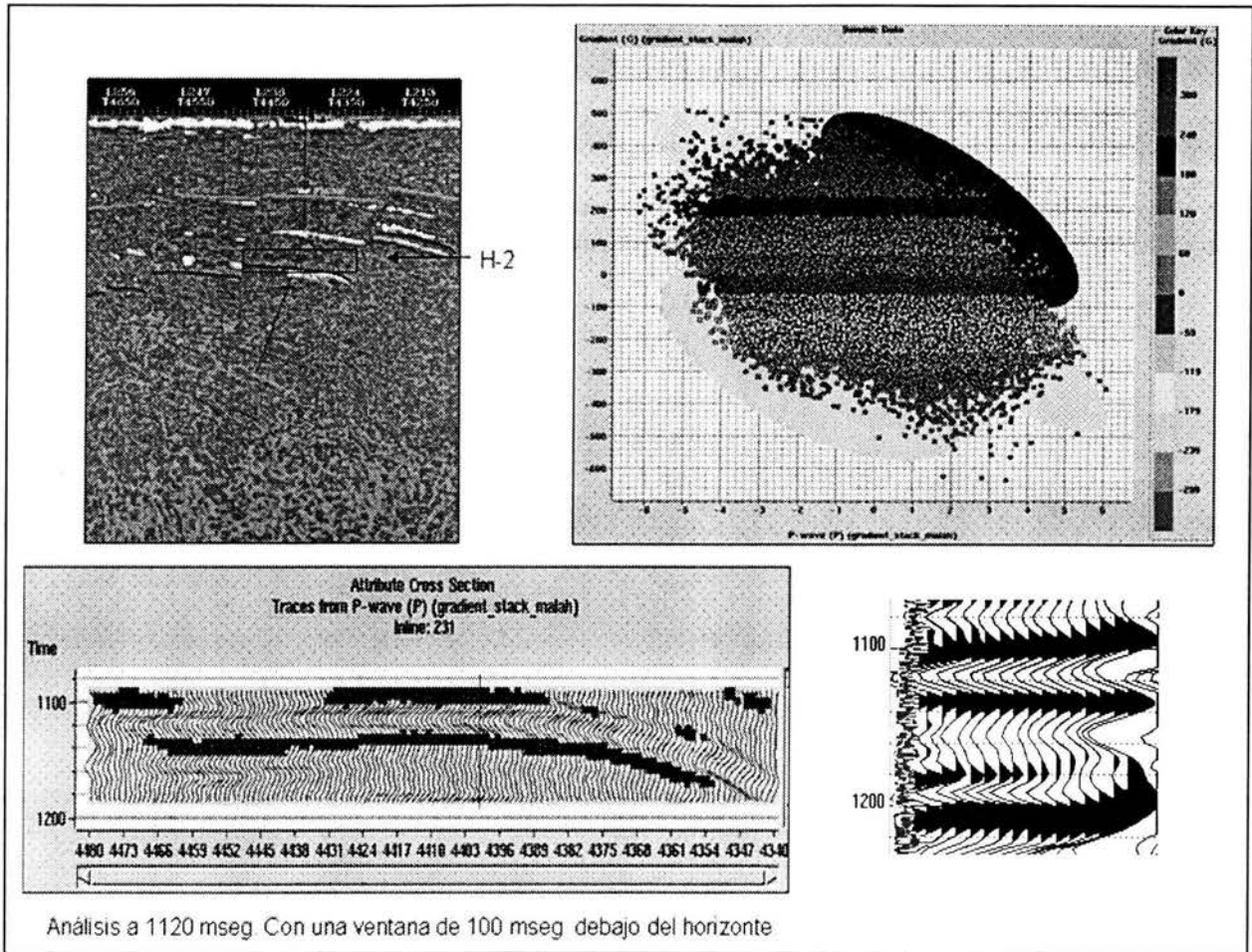


Fig. 5.25. Análisis de Intercepción contra Gradiente en el Horizonte 2 (cuerpo 3 del análisis petrofísico)

Horizonte 3

Para este horizonte se eligió hacer el análisis a 1180 mseg., con una ventana de 120 mseg por debajo del horizonte y con un rango que va de la crossline 4340-4500 y de la inline 220-240. En este intervalo hubo manifestación de gas de 9600 PPM a 1208 mseg que corresponde a una profundidad de 1328 m. En cuanto al análisis del crossplot, se aprecia claramente una desviación de los valores de la línea de Castagna, infiriéndose que se trata de una anomalía tipo III, de acuerdo a Castagna et al; 1997. (Fig. 5.26)

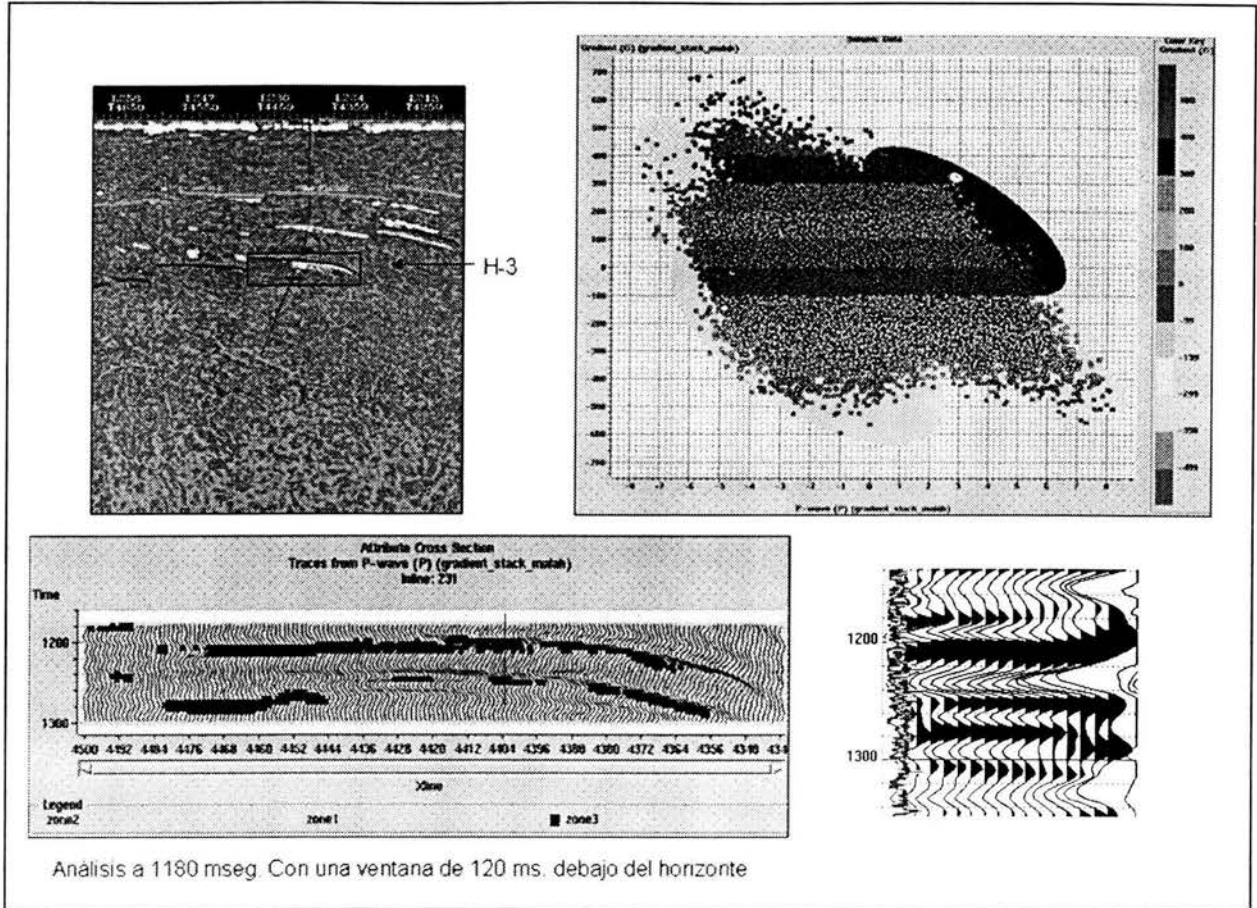


Fig. 5.26. Análisis de Intercepción contra Gradiente en el Horizonte 3

Ventana 3

Finalmente se realizó una ventana de análisis de 1600 a 2000 msec; las crosslines van de la 4360 a la 4520 y con el mismo rango de inlines que las ventanas anteriores. Este intervalo se eligió con el objeto de comprobar la presencia de anomalías de amplitud en los eventos profundos; sin embargo los resultados no fueron muy alentadores, ya que, en la traza del gradiente no se logra detectar la presencia de dichas anomalías. Por lo que respecta al gráfico cruzado de P vs. G, el valor del gradiente disminuye y se puede apreciar medianamente una anomalía del tipo III (Castagna et al; 1997); ver Fig. 5.27.

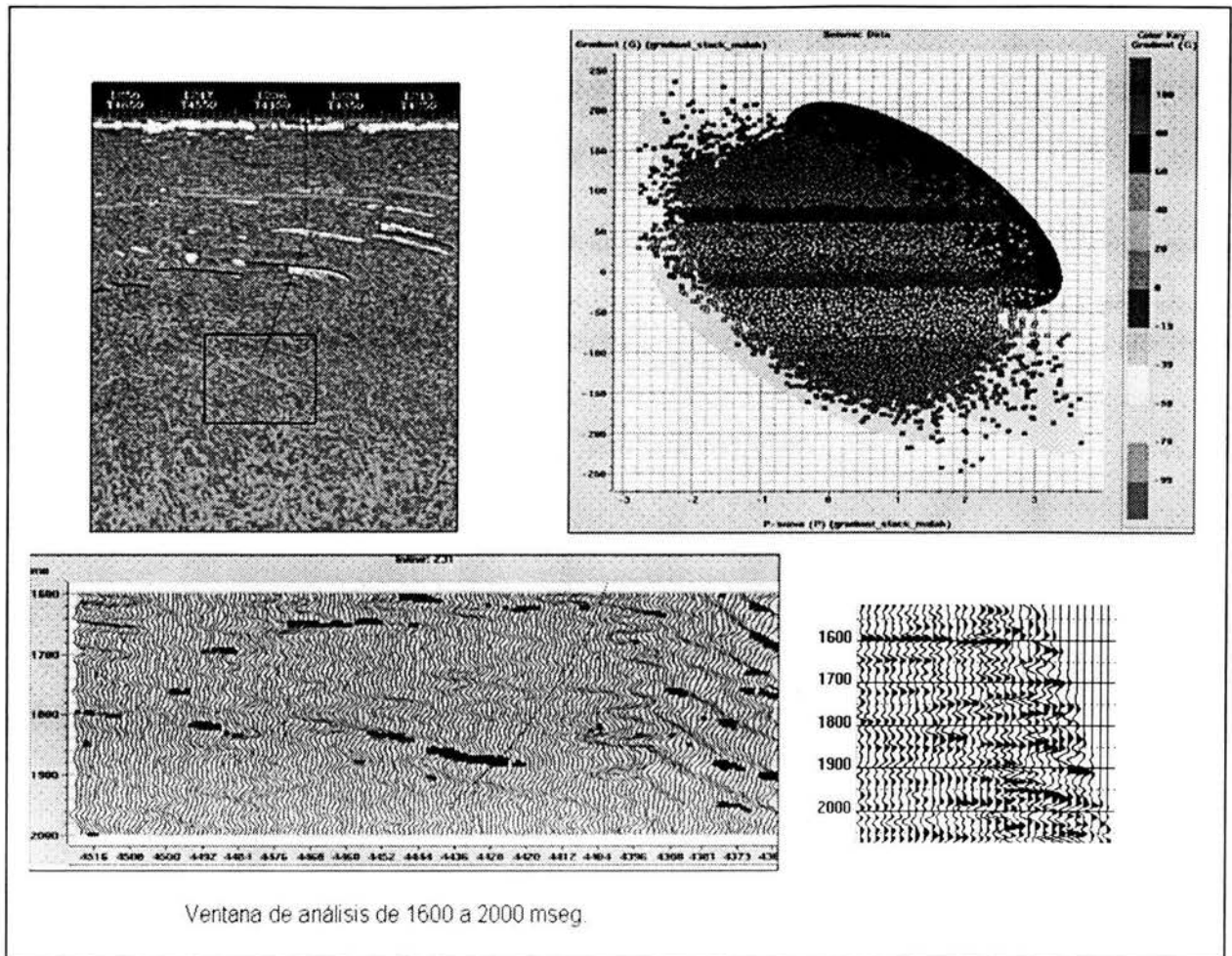


Fig. 5.27. Análisis de Intercepción contra Gradiente en el Ventana 3

En la Tabla 3 se resumen las ventanas analizadas y sus resultados.

Ventana de análisis	Gradiente	Tipo de anomalía	Resultado
Ventana 1	300	-	Arcilla
Ventana 2	200	-	Agua
Horizonte 1	2500	III	Arena de baja densidad
Horizonte 2	600	III	Gas de 56000 PPM
Horizonte 3	700	III	Gas de 9600 PPM
Ventana 3	250	-	Arcilla

TABLA 3.- tabla resumen del análisis en Malah

La intercepción AVO es una medida de banda limitada de la amplitud de incidencia normal, mientras que el Gradiente AVO es una medida de la variación de amplitud con el offset.

Los hidrocarburos relacionados a “anomalías de AVO” pueden mostrar incrementos o disminuciones en la variación de amplitud contra el offset. La intercepción de amplitud contra el offset se facilita usando crossplots de Intercepción contra Gradiente. Las anomalías de AVO son propiamente vistas como desviaciones de un “background” o tendencia y puede estar relacionado a hidrocarburos o factores litológicos.

De acuerdo al análisis realizado en el Pozo Malah-1, los resultados que se observan fueron los que arrojó propiamente el estudio, sin embargo, se pudo clasificar la respuesta de las arenas de acuerdo a la posición en el crossplot de Intercepción contra Gradiente. Además la nube de valores se comporta de manera distinta en aquellos intervalos que presentaron manifestación de gas; presentando también magnitudes de gradiente diferentes.

Desde luego los atributos obtenidos no son del todo confiables ya que el pozo no fue productor.

6. LOCALIZACIÓN OKOL-1

6.1 ANTECEDENTES

La oportunidad exploratoria propuesta, se detectó y registró entre los años de 1999 y 2001 por las Coordinaciones de Evaluación del Potencial e Incorporación de Reservas de la Región Marina Noreste. Para su identificación se empleó sísmica 2D y recientemente, después de la adquisición sísmica del cubo de Macuspana, se contó con sísmica 3D.

Con la finalidad de documentar la estructura bosquejada, se correlacionaron diversos horizontes, entre ellos un horizonte correspondiente al Reciente Pleistoceno (RCPL), tres que corresponden a los tres niveles del Plioceno, uno en el Mioceno Superior y finalmente un horizonte dentro del Mioceno Superior, en donde se consideraron las nuevas cimas reportadas mediante la revisión y actualización paleontológica de las Rocas del Terciario, particularmente en los pisos Mioceno y Plioceno cortados por el pozo Pech-1. El carácter sísmico de estos horizontes, cuyo tiempo de formación se postula que va del Mioceno Superior al Plio-Pleistoceno, es de calidad variable.

Esta estructura (Okol) presenta cierre por dos fallas normales a ambos lados de la misma, siendo los horizontes Plioceno Superior, Plioceno Medio y un horizonte dentro del Mioceno Superior (Fig. 6.1 y 6.1a), los objetivos de interés para esta localización.

La ubicación de esta localización fue propuesta en la inline 283 y la crossline 4250. Sin embargo, y como se demostrará más adelante, de acuerdo al análisis empleado en este trabajo, se propone que la Localización Okol-1 sea reubicada.

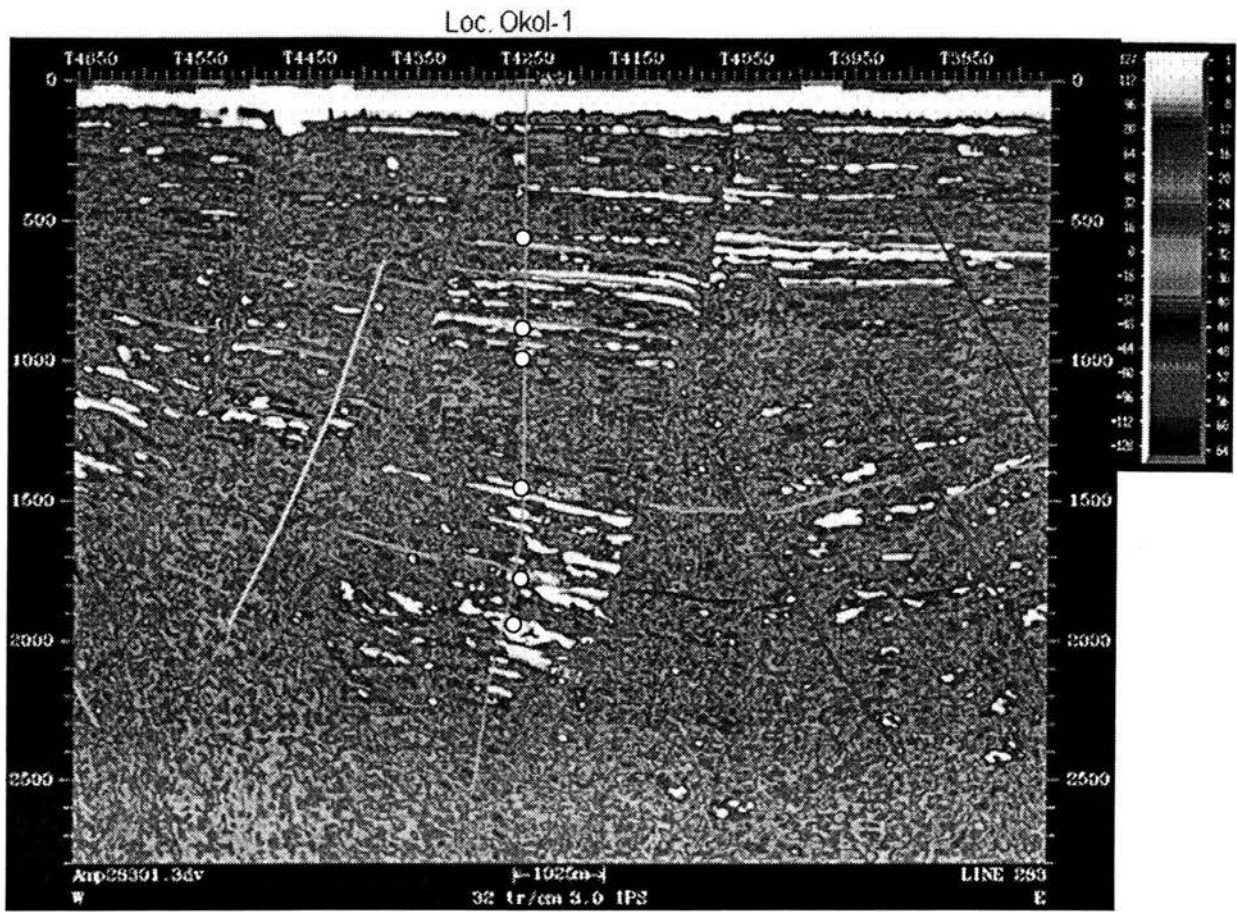


Fig. 6.1. Línea con el atributo de Amplitud Sísmica (calculado con el Software "Landmark"), en donde fue propuesta la Localización Okol-1 por el Activo de Exploración, RMNE., PEMEX, según informe final de la Localización Okol-1, Agosto 2002. Los círculos corresponden a los horizontes interpretados.

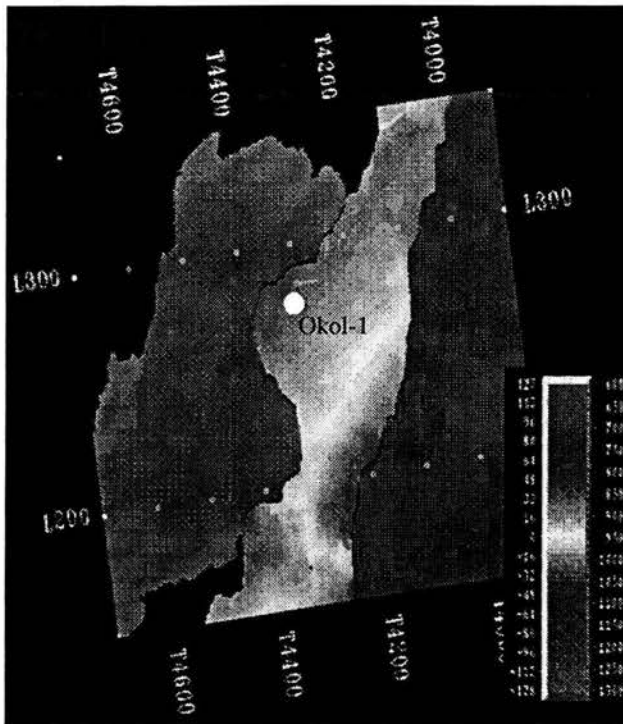


Fig. 6.1a. Mapa estructural de la Localización Okol-1 que corresponde al Plioceno Medio.

6.2 CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD

Las velocidades utilizadas en la conversión de tiempo a profundidad de los horizontes fueron calibradas a partir de las calculadas con los registros de velocidad de pozos circunvecinos, complementadas con las velocidades V_{rms} seleccionadas para el procesamiento sísmico, dichas velocidades de proceso fueron cargadas y posteriormente convertidas a velocidades medias y de intervalo utilizando el software Depth Team Explorer, en donde además se calibraron los datos con la T-Z del pozo Pech-1.

Con esta conversión se generaron las columnas geológicas propuestas de la localización, así como también las líneas sísmicas de apoyo en profundidad (ver Tabla 4).

LOC. OKOL-1

EDAD	PROFUNDIDAD (Vert)	TIEMPO (mseg.)	ESPEJOR (mts)
NIVEL DEL MAR	0	0	700.9
PLIOCENO SUPERIOR	700.9	700.0	183.4
PLIOCENO MEDIO	884.3	870.0	816.6
PLIOCENO INFERIOR	1700.9	1480.0	356.6
MIOCENO SUPERIOR	2057.5	1760.0	432.9
MIOCENO SUPERIOR_H01	2490.3	2040.0	

TABLA 4.- Columna geológica propuesta

Con base en el modelo de velocidad y su transformación a profundidad se genero las T-Z de la localización

6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para calcular los recursos probables de hidrocarburos se utilizó la Cédula de Evaluación y Registro de Oportunidades Exploratorias de Pemex (CEROE) V3.0, estimándose las probabilidades de existencia de los siguientes factores geológicos: Roca Generadora, Roca Almacén, Trampa-Sello, Sincronía y Migración de los hidrocarburos hacia las zonas de entrampamiento y preservación, observándose el principal riesgo en el sello (en sello por que no se descarta que las fallas actúen como rutas de migración).

La evaluación de la localización propuesta se enfocó al Mioceno Superior, Plioceno Medio y Plioceno Superior considerando una probabilidad de éxito geológico del 79% para la localización Okol-1.

6.4 ANÁLISIS DE AVO EN LA LOCALIZACIÓN OKOL-1

El primer paso fue corroborar la presencia de los horizontes propuestos mediante la generación tanto de atributos sísmicos convencionales (amplitud sísmica, envolvente de amplitud) como de atributos de AVO (Gradiente, Intercepción, R_p , R_s), Figs. 6.2 a 6.8, con el objeto de analizar cuales eran los eventos de interés para efectuar el análisis.

Una vez calculados los atributos mencionados, se pudo observar que los únicos intervalos de interés se encuentran a 880 y 950, el primero coincide con el horizonte interpretado por el Activo de Exploración como objetivo 2, y que corresponde al Plioceno Medio (informe final; Okol-2002, CIR, RMNE-PEP).

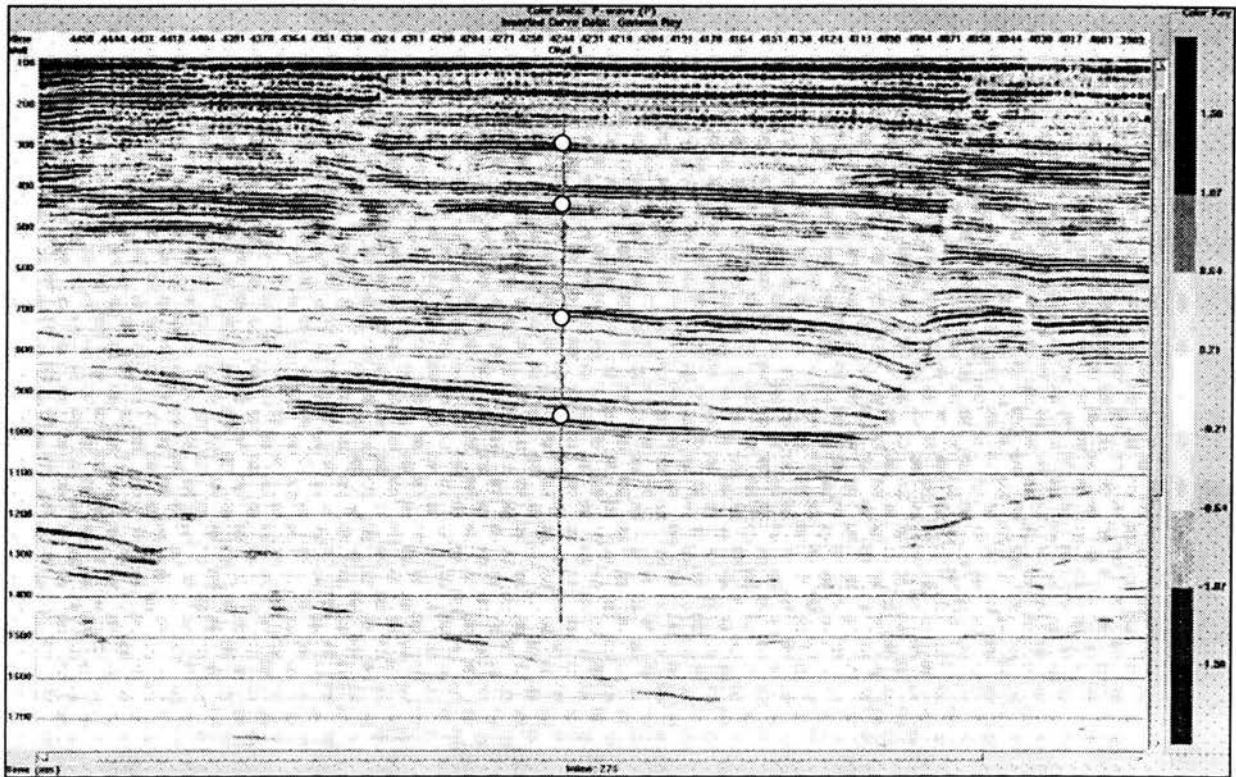


Fig. 6.2. Atributo de amplitud calculado con el Software Hampson-Russell, para corroborar la imagen sísmica de la Fig. 6.1

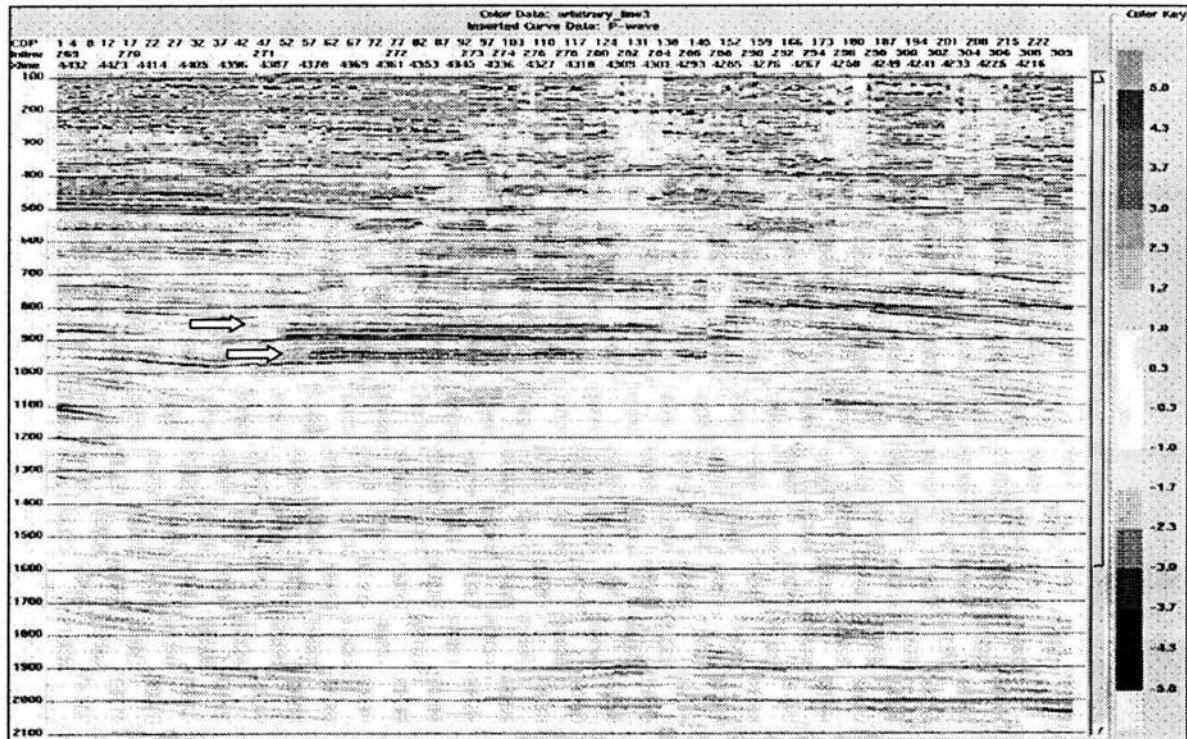


Fig. 6.3. Atributo de Envoltura de Amplitud para enfatizar la presencia de anomalías.

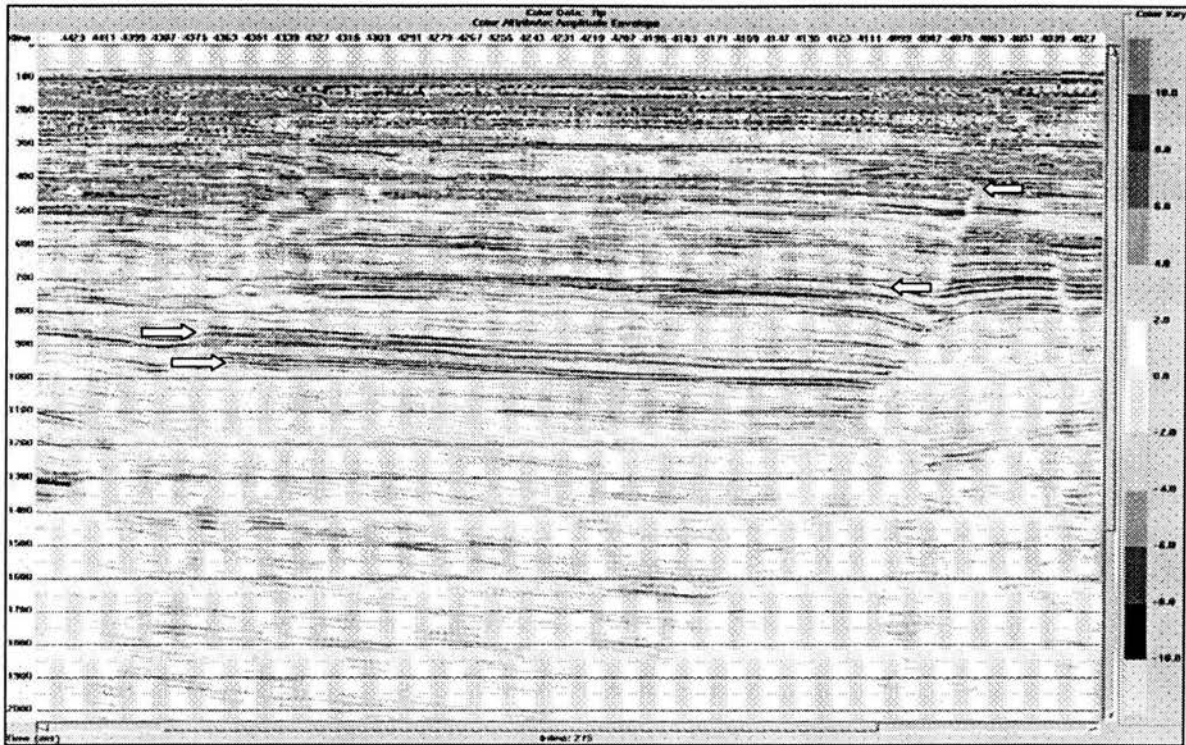


Fig. 6.4 Línea sísmica con el atributo de Rp (Reflectividad de onda P), donde se muestran los probables horizontes de interés para el análisis de AVO

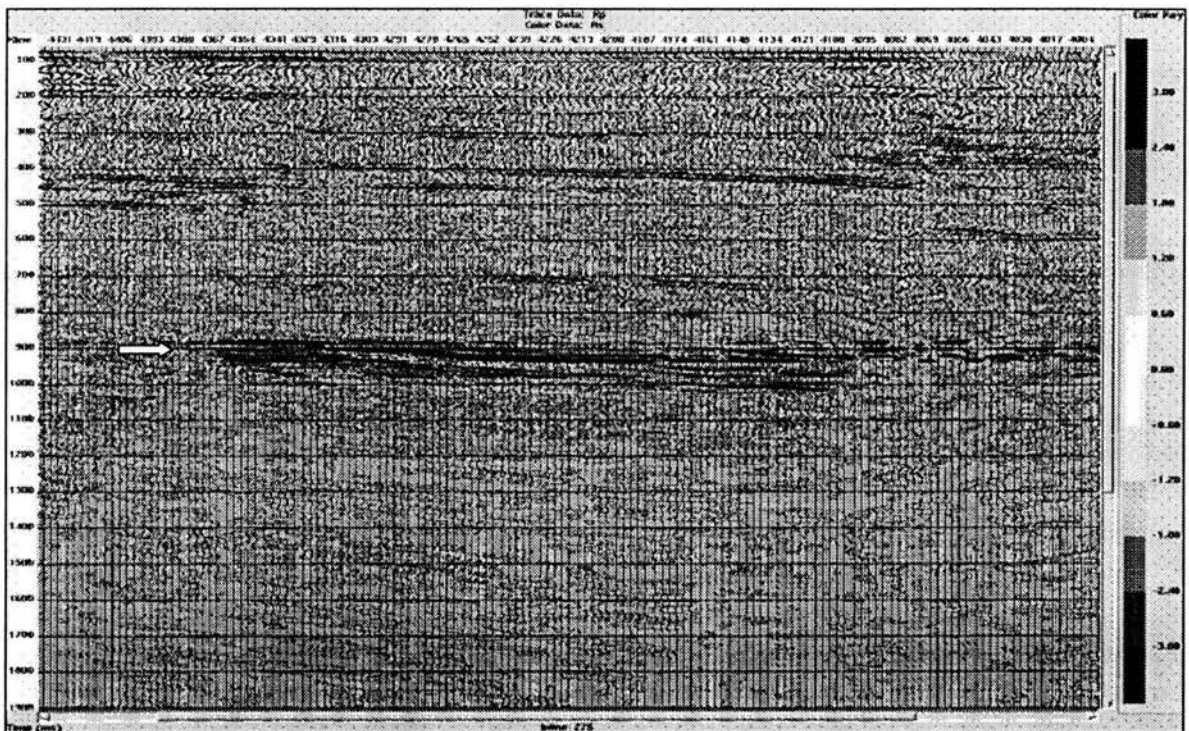


Fig. 6.5 Línea sísmica con el atributo de Rs, donde se muestran cuales son los horizontes probables según la reflectividad de onda S

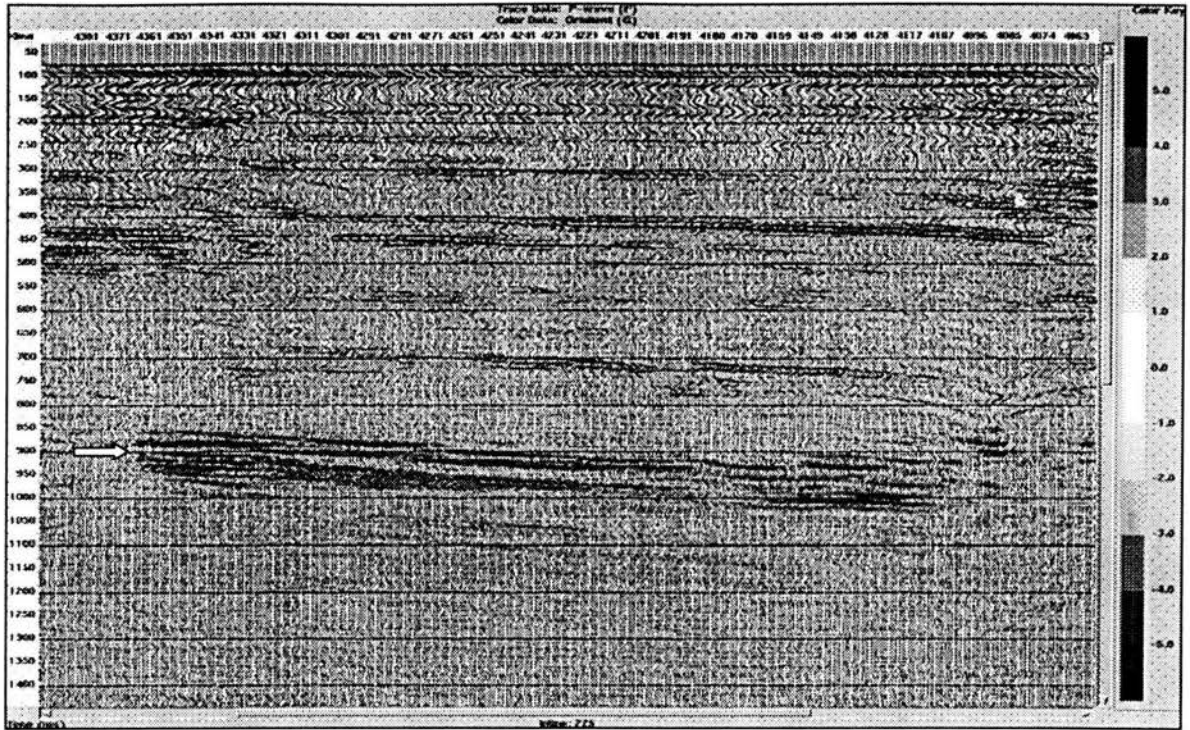


Fig. 6.6. Línea sísmica con el atributo del Gradiente (G), donde se puede apreciar cuales son intervalos que reflejan propiamente anomalías de AVO.

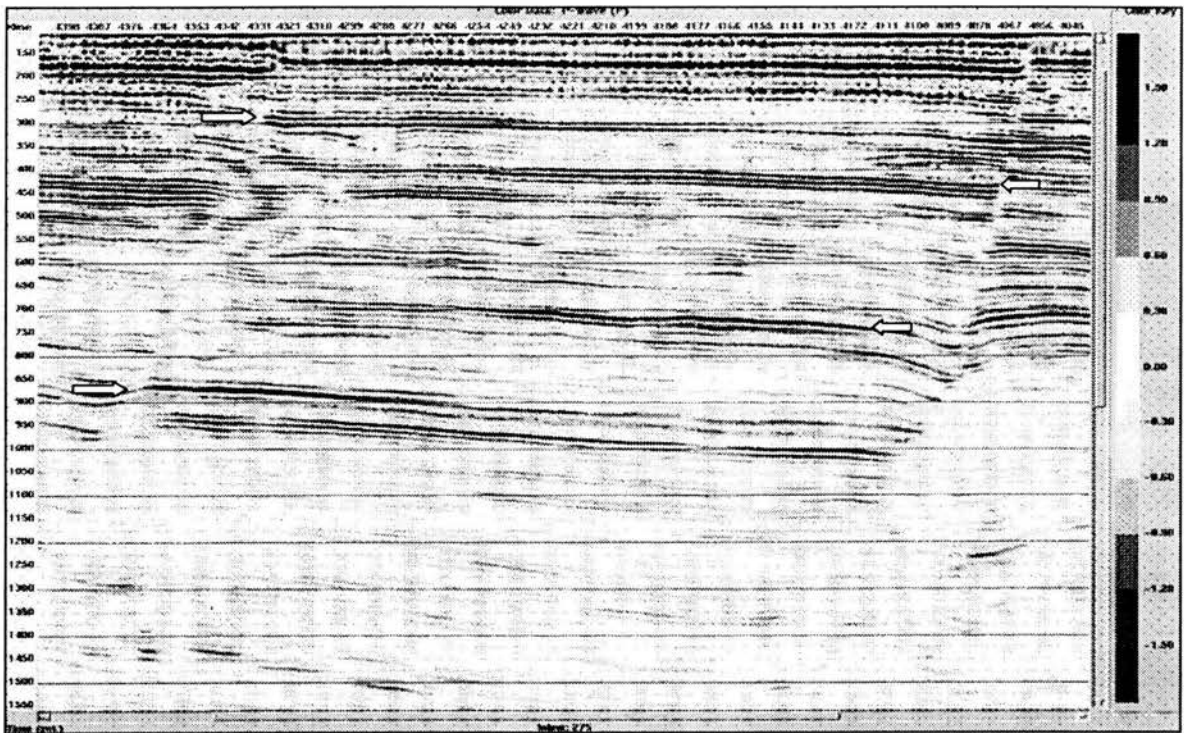


Fig. 6.7. Línea sísmica con el atributo del Intercepto (P)

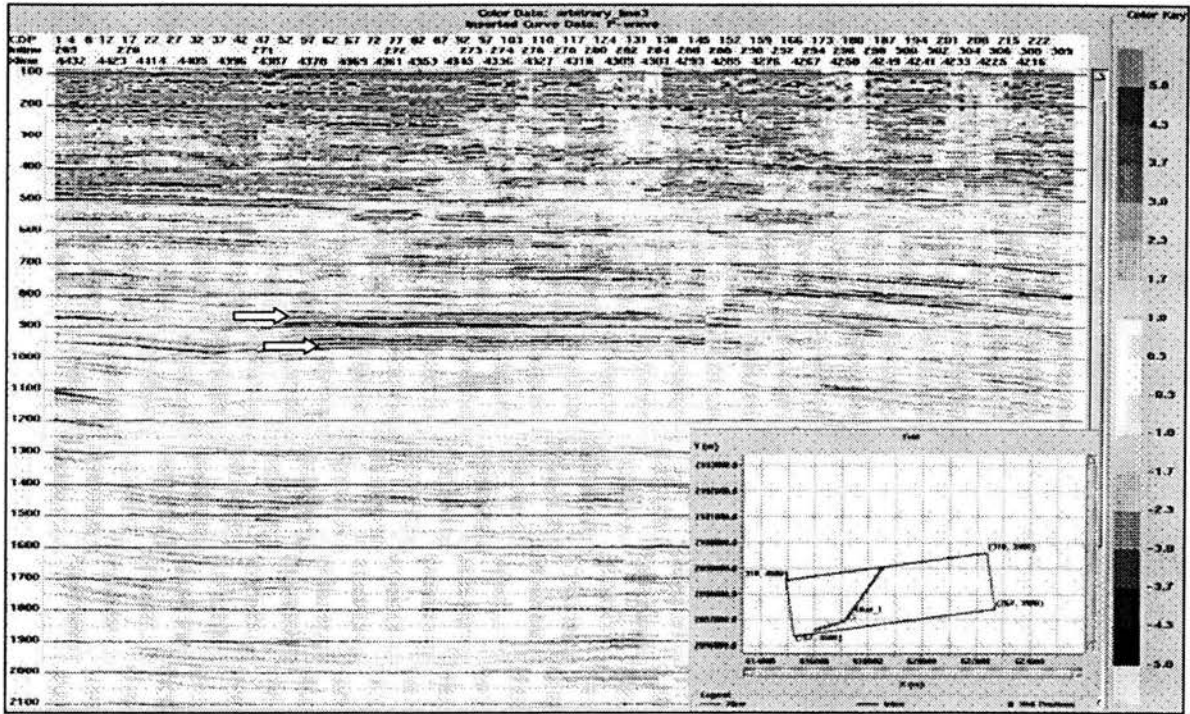


Fig. 6.8. Línea sísmica aleatoria con el atributo de envolvente de amplitud a lo largo de la estructura de Okol-1

El siguiente paso fue construir planos de atributos para determinar el comportamiento de la anomalía del horizonte a 880 msec (Fig. 6.9); de esta manera se pudo apreciar que la Localización Okol quedaba fuera de dicha anomalía, por lo que se decidió reubicarla hacia una mejor posición, de tal manera, que ahora se está proponiendo en la inline 275 y la crossline 4320 (Fig. 6.10-6.12). Para llegar a esta nueva ubicación, no nada más se buscó que quedara mejor posicionada respecto a los planos de atributos, si no que, además cuenta con el respaldo del análisis de Gradiente, así como los crossplots de los atributos fundamentales de AVO.

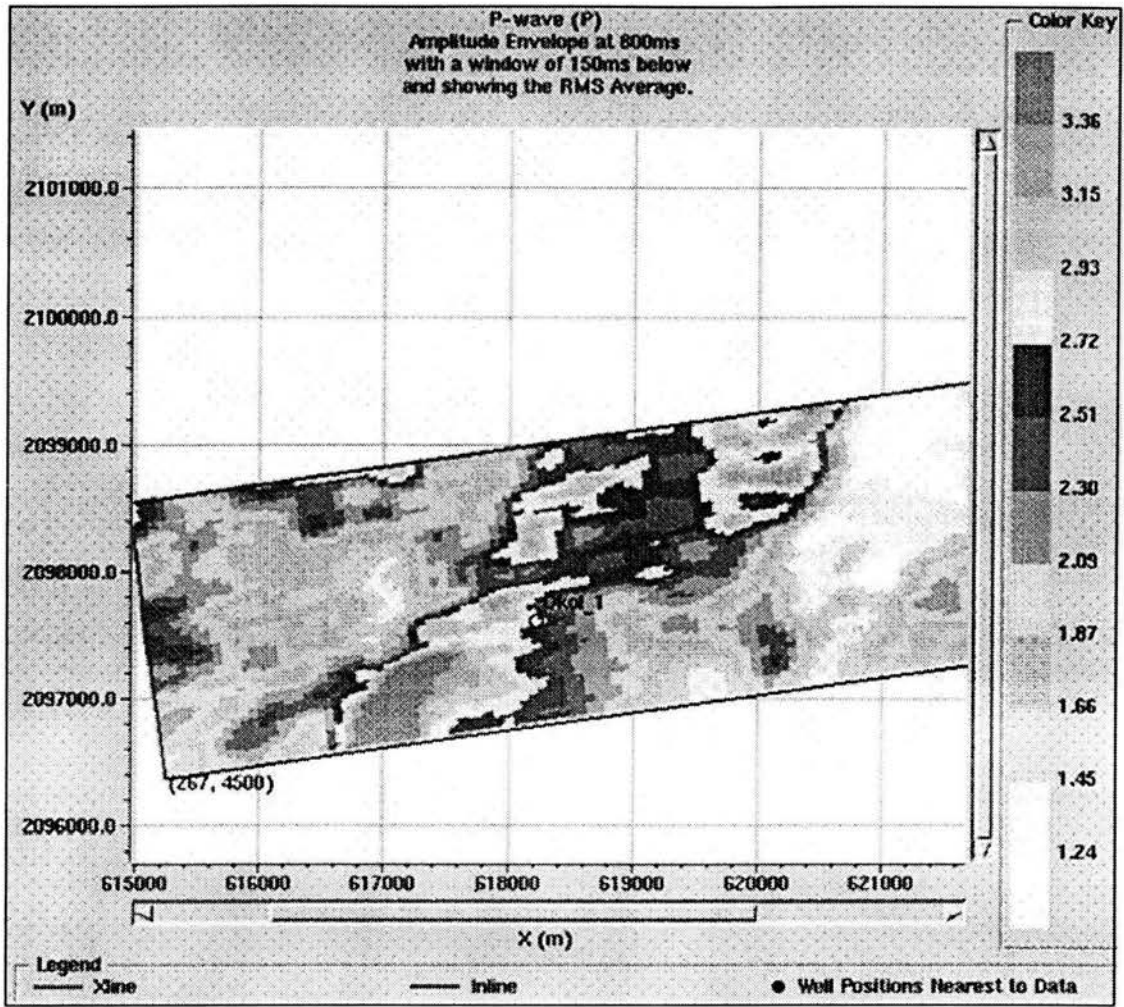


Fig. 6.9. Mapa con el atributo de amplitud donde se muestra la Localización Okol-1 en la posición anterior quedando fuera de la anomalía de amplitud.

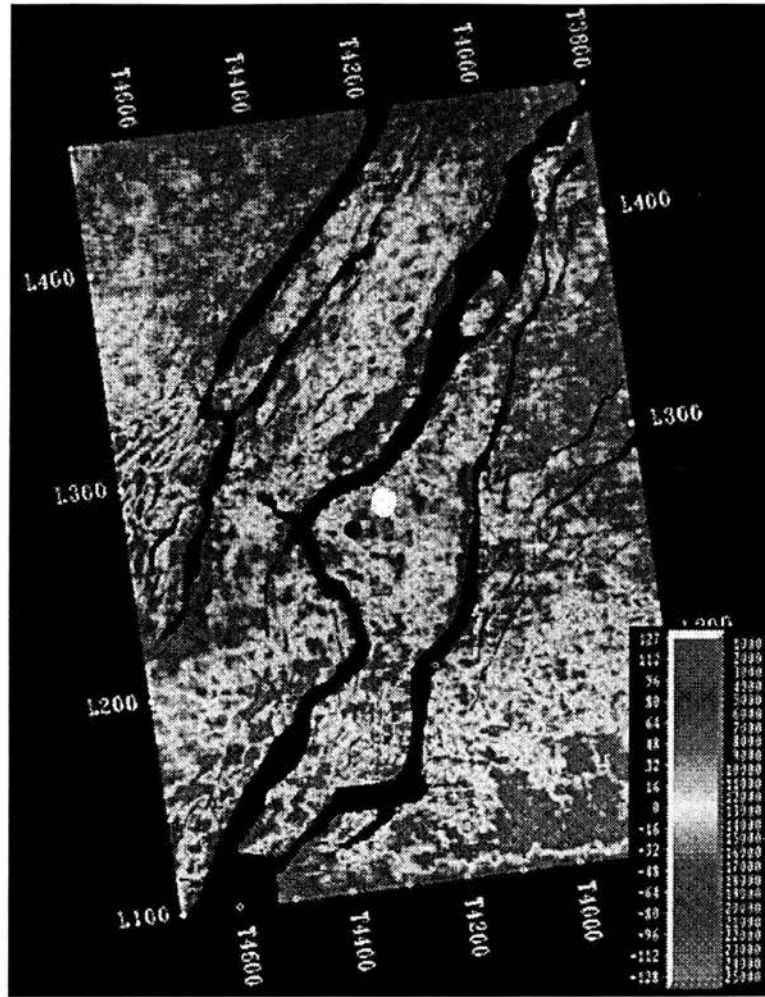


Fig. 6.10. Atributo convencional de Intensidad de la Reflexión realizado con el software Landmark para ver concordancia de anomalías generadas con Hampson-Russell (el punto en azul indica la nueva posición).

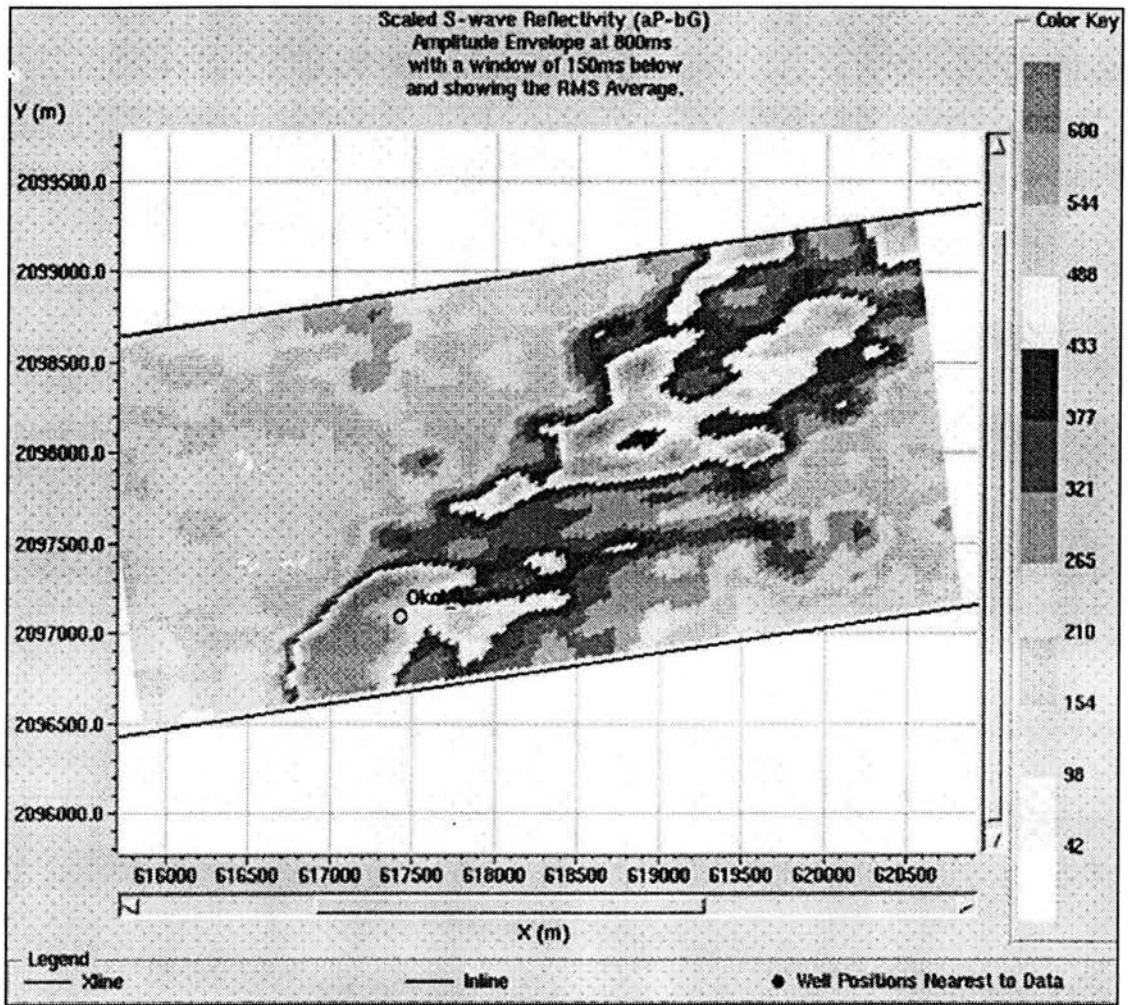


Fig. 6.11. Mapa con el atributo del Factor Fluido en la nueva posición que se correlaciona con los anteriores

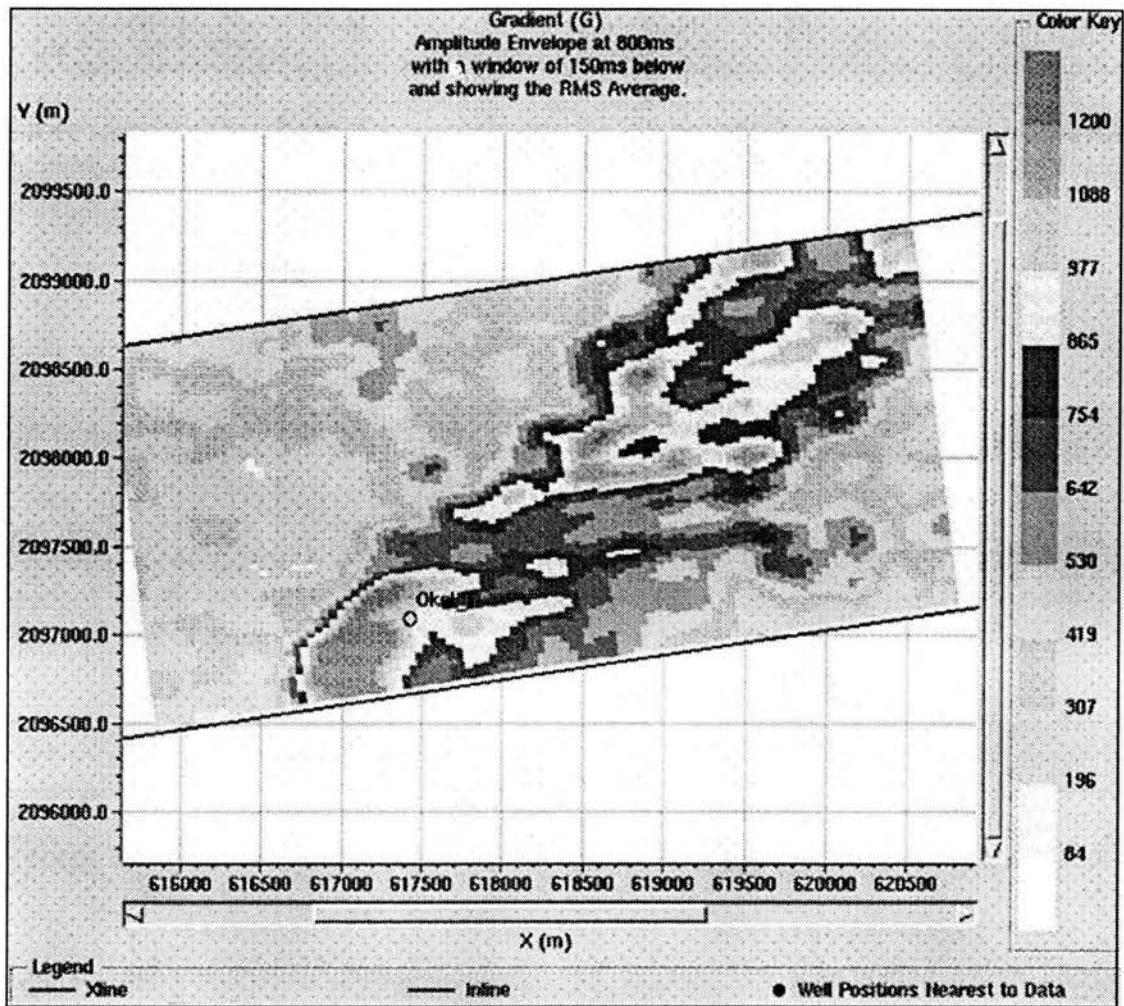


Fig. 6.12. Mapa con el atributo del Gradiente (G), el cual también apoya la Localización en su nueva posición

6.5 ANÁLISIS DE GRADIENTE

Al igual que en el Pozo Malah-1, para este caso hubo la necesidad de generar supergathers, con el objeto de tratar de atenuar el efecto de ruido de los gathers originales. Para tal efecto, se generaron supergathers con offsets de 1800, 2000 y 3000 mts., optando por el de 3000; sin embargo y para efectos comparativos, también se incluyen imágenes con aquellos de offset de 1800 mt (Fig. 6.13 y 6.14).

Para efectuar este análisis se escogieron cinco ventanas de tiempo: de 620 a 632, 680-696, 732-756, 880-900, 948-960 (Figs. 6.15 a-j), las cuales corresponden a los intervalos con amplitudes anómalas vistos en la sección sísmica del atributo convencional, calculado con ayuda del software Landmark (Fig. 6.1).

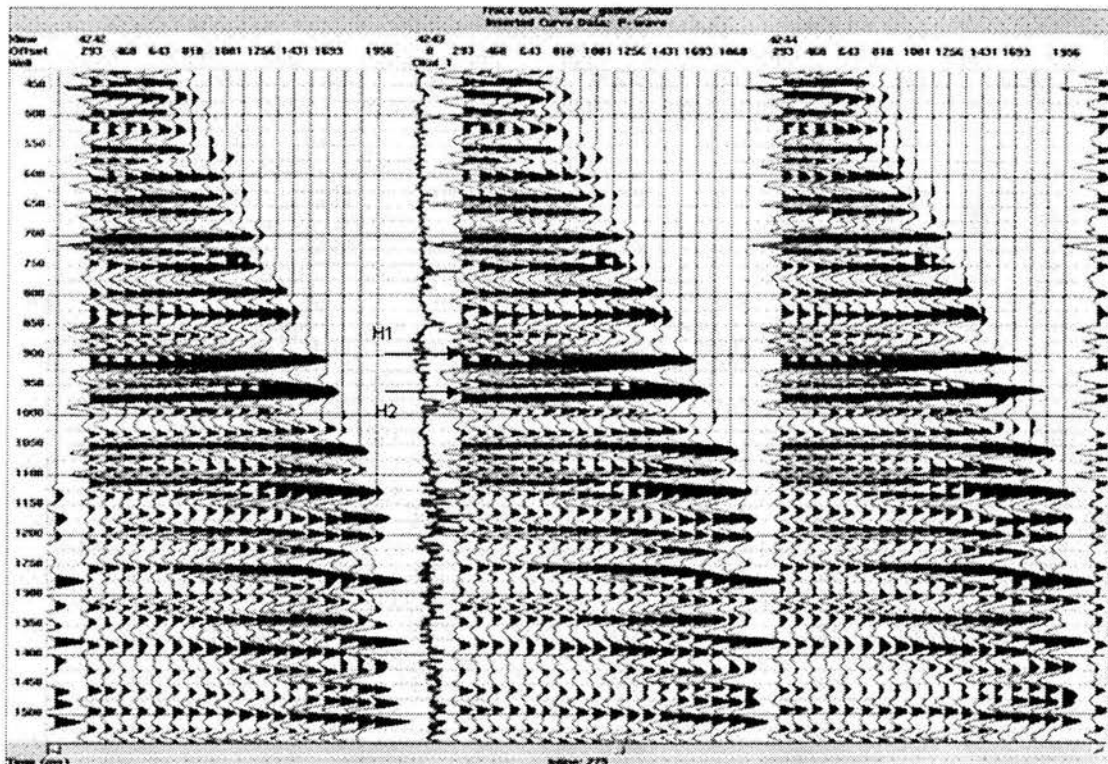


Fig. 6.13. Supergathers con offsets de 250-1800 generados para tratar de atenuar el ruido presente en los datos

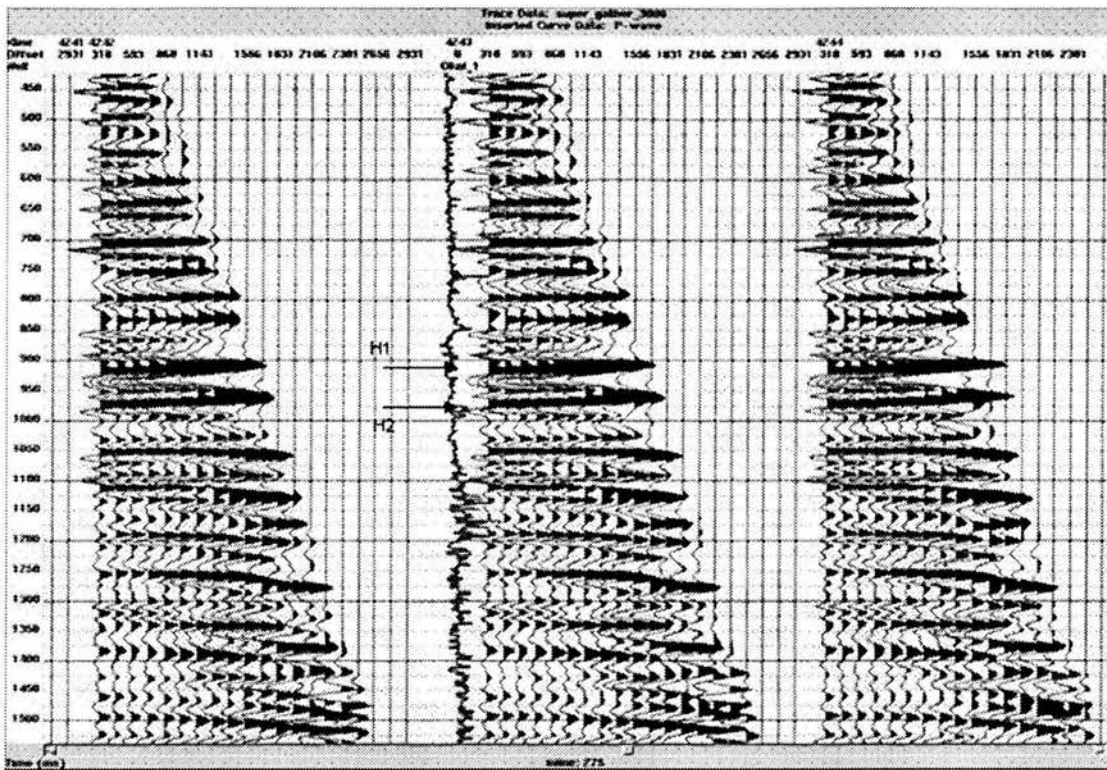
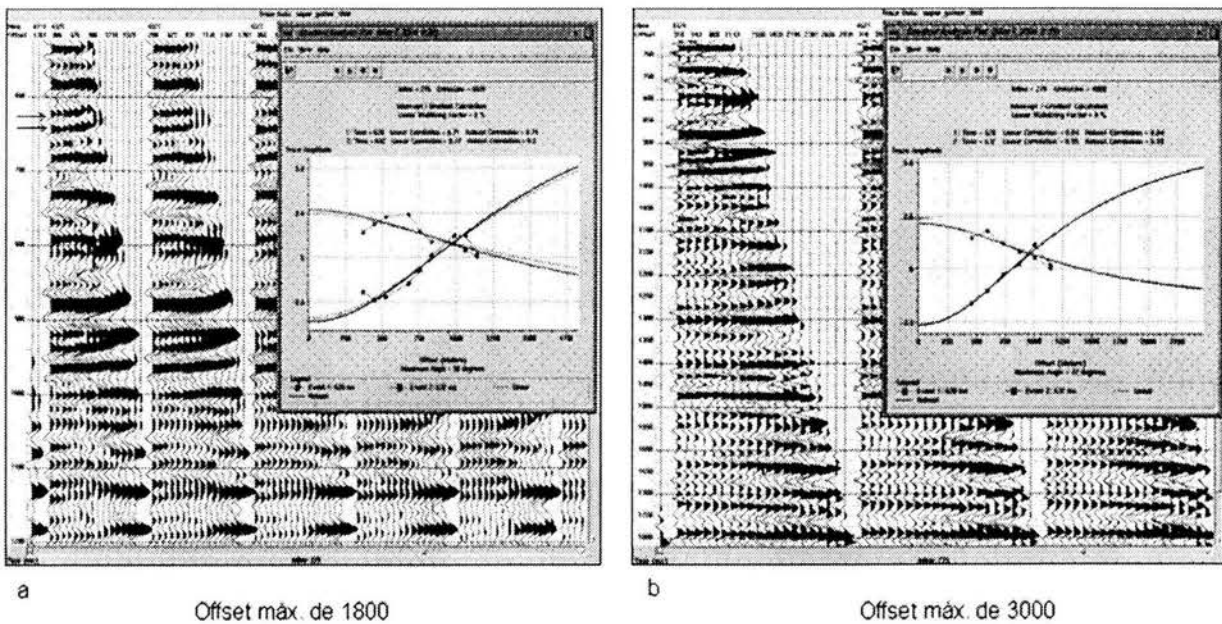


Fig. 6.14. Supergathers con offsets de 250-3000 generados para tratar de atenuar el ruido presente en los datos

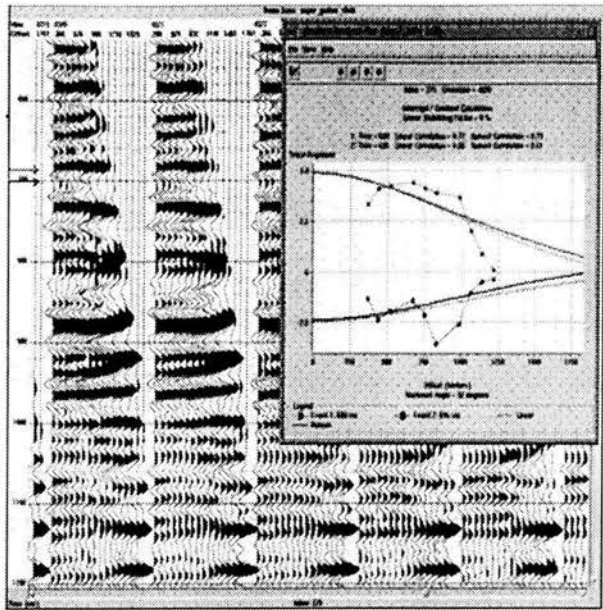


a Offset máx. de 1800

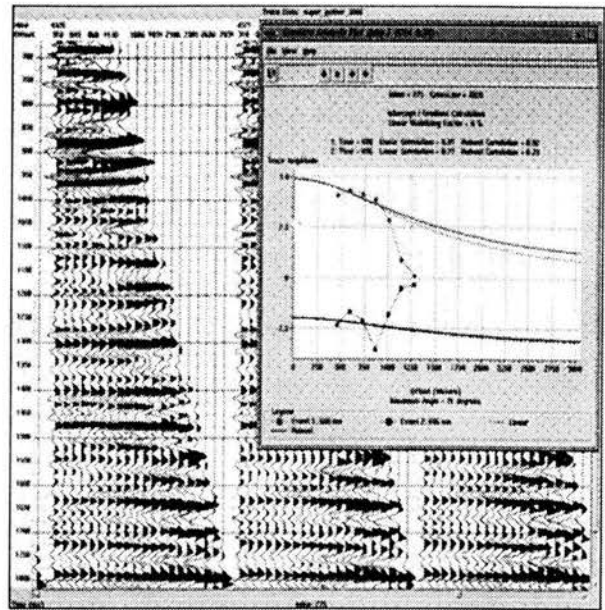
b Offset máx. de 3000

Ventana 620-632 mseg.

Fig. 6.15 a-b. Análisis de Gradiente sobre el CDP 4320, el cual pudiese estar indicando una anomalía tipo IV (tomado en cuenta el evento azul).

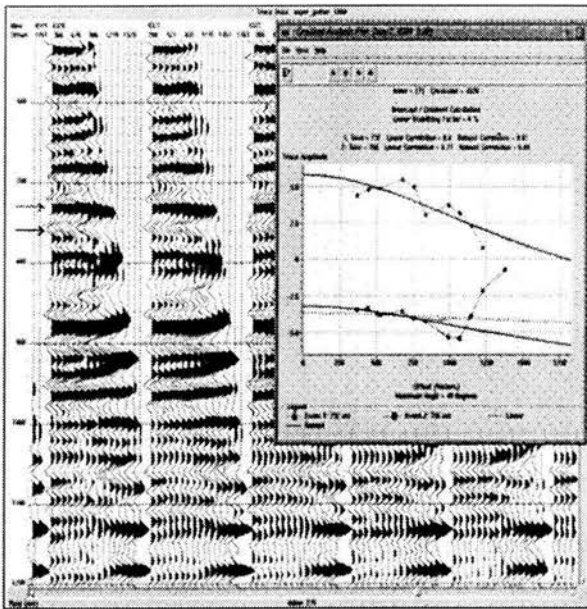


Offset máx. de 1800

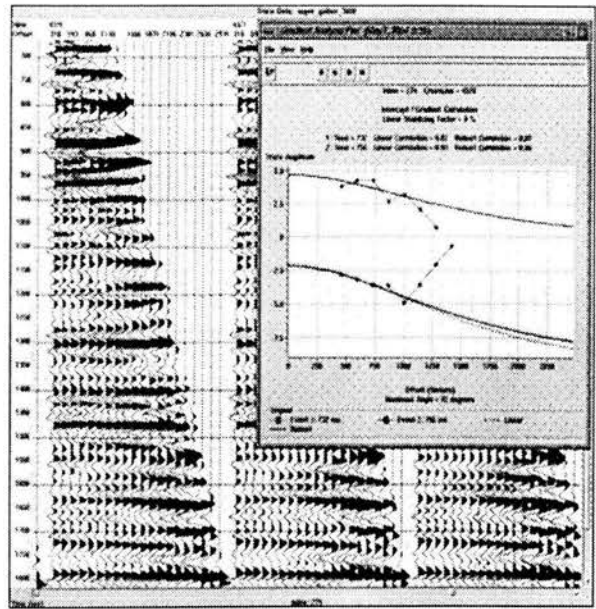


Offset máx. de 3000

Ventana 680-696 mseg.



Offset máx. de 1800



Offset máx. de 3000

Ventana 732-756 mseg.

Fig. 6.15 c-f. Análisis de Gradiente sobre el CDP 4320, el cual en las dos ventanas se infieren anomalías tipo I (tomando como referencia el evento en rojo).

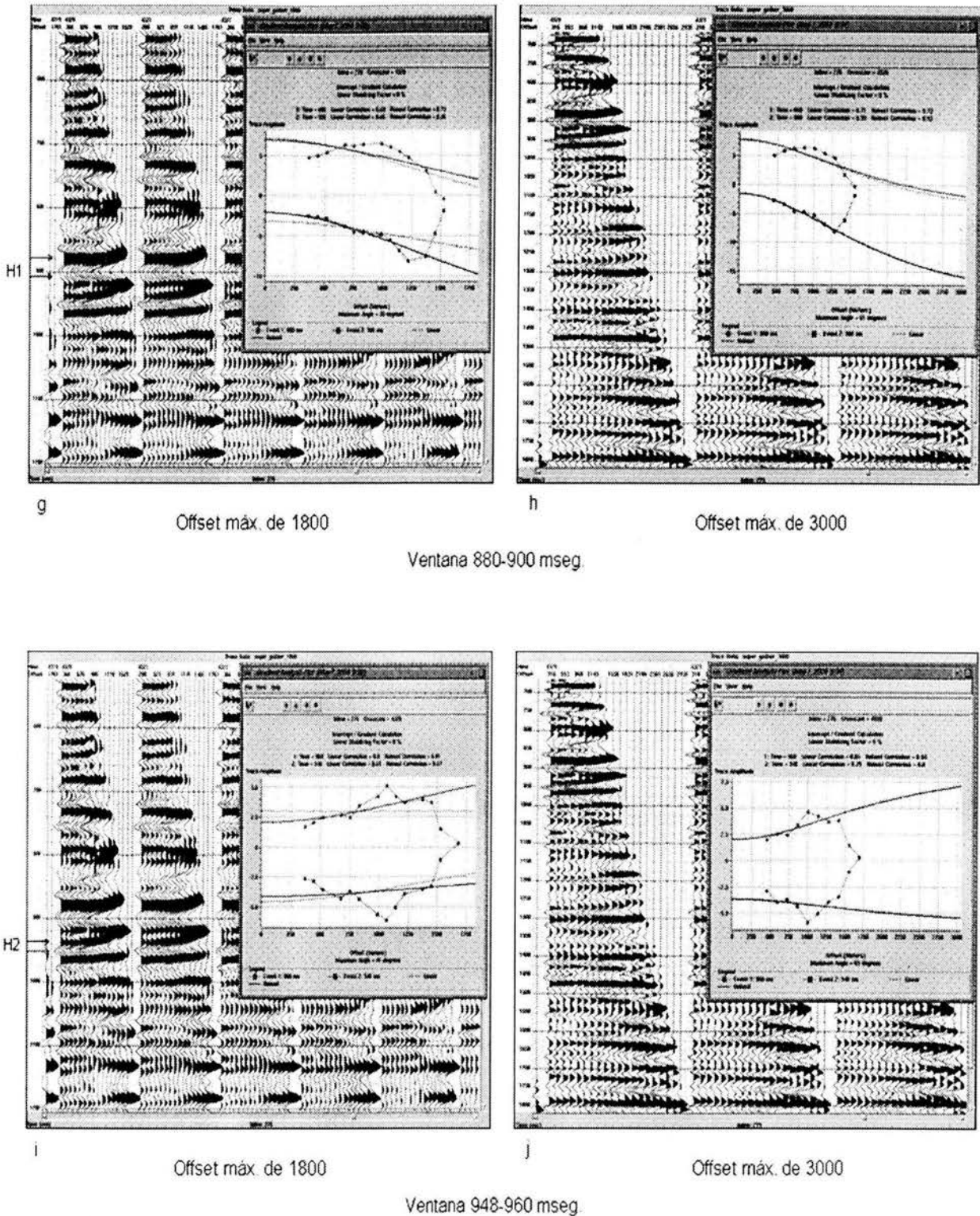


Fig. 6.15 g-j. Análisis de Gradiente sobre el CDP 4320, en donde en la primer ventana se infiere una anomalía tipo I (evento rojo) y en la ventana inferior probablemente se trate de una anomalía tipo IV (evento azul).

6.6 ANÁLISIS DE CROSSPLOTS

Los atributos de AVO generados son los del Gradiente (G) y del Intercepto (P); el estudio se efectuó sobre los gráficos cruzados obtenidos a partir de los parámetros anteriores. Con base al criterio utilizado en el análisis de Gradiente, se emplearon para este caso seis ventanas de tiempo, para poder visualizar cada uno de los intervalos; 375-475, 380-480, 665-775, 850-950, 930-1030, 1200-2000 mseg. (Figs. 6.16-6.22)

Como ya se mencionó anteriormente, solo dos eventos resultaron atractivos (en lo sucesivo llamados horizonte 1 y horizonte 2). A continuación se describen los crossplots generados a estos niveles.

Ventana 1

El primer análisis se realizó de la crossline 4150 a 4350, de la inline 270 a 290 y a un tiempo de 375 a 475 mseg; la ventana se eligió con el fin de estudiar el comportamiento de la fuerte amplitud que se puede apreciar en la sísmica apilada. Sin embargo, al efectuar el crossplot, se puede observar que los valores guardan una tendencia casi paralela a la línea del “mudrock”, presentando solamente unas ligeras desviaciones de dicha tendencia, aunados a unos valores relativamente bajos de Gradiente (Fig. 6.16).

Ventana 2

El siguiente análisis se efectuó con el mismo rango de inlines y crosslines de la ventana anterior, sólo que a un tiempo de 380 a 480 mseg, haciendo énfasis en el evento de fuerte amplitud a 450 mseg. Al realizarse el crossplot de P contra G, se pudo observar que todos los valores están alineados en la tendencia principal de las arcillas, por lo cual se puede inferir, que la anomalía de amplitud observada en la línea sísmica apilada, es ocasionada por litología (Fig. 6.17)

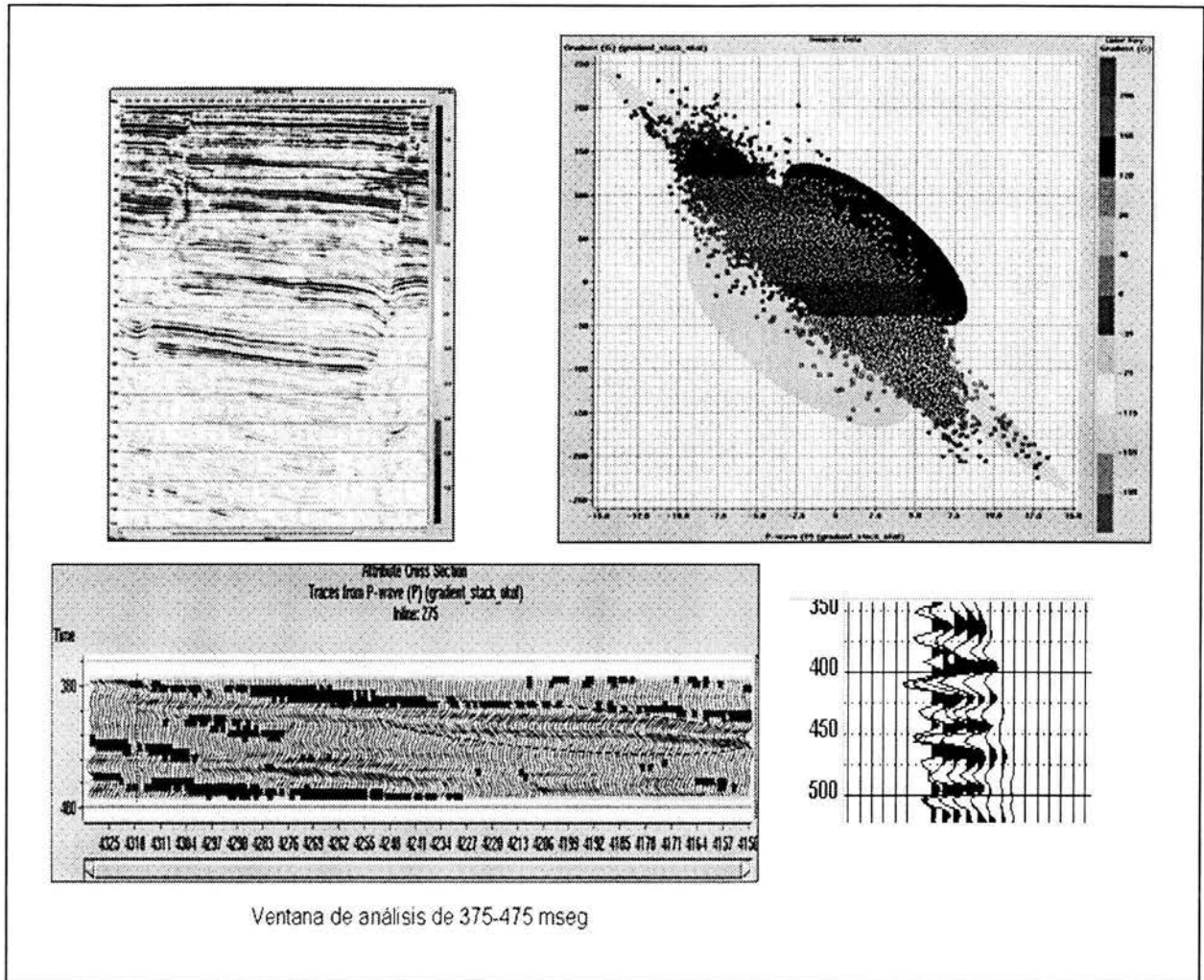


Fig. 6.16. Análisis de Intercepto contra Gradiente en la Ventana 1

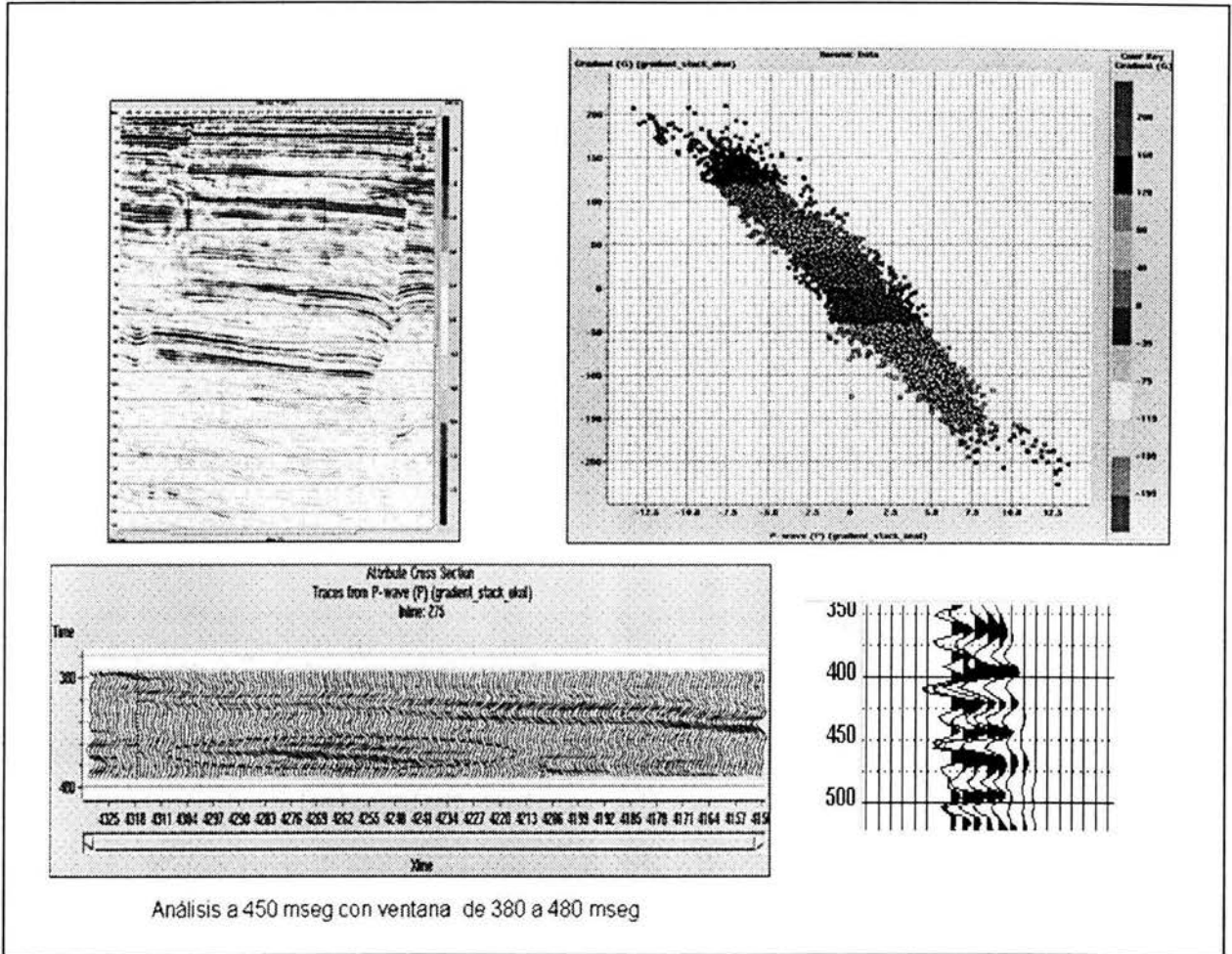


Fig. 6.17. Análisis de Intercepto contra Gradiente en la Ventana 2

Ventana 3

El rango para este análisis se efectuó de la inline 270 a la 290 de la crossline 4100 a 4345, y en tiempo de 665 a 775. Al igual que en las dos ventanas anteriores, en la sísmica apilada se observaba una fuerte amplitud, por lo que se decidió efectuar el crossplot a este nivel arrojando los siguientes resultados: En el análisis podemos apreciar que los valores se desplazan de la tendencia principal de las arcillas, con lo cual, se puede inferir que se trata de una anomalía tipo III, sin embargo, la magnitud del Gradiente es bajo (Fig. 6.18).

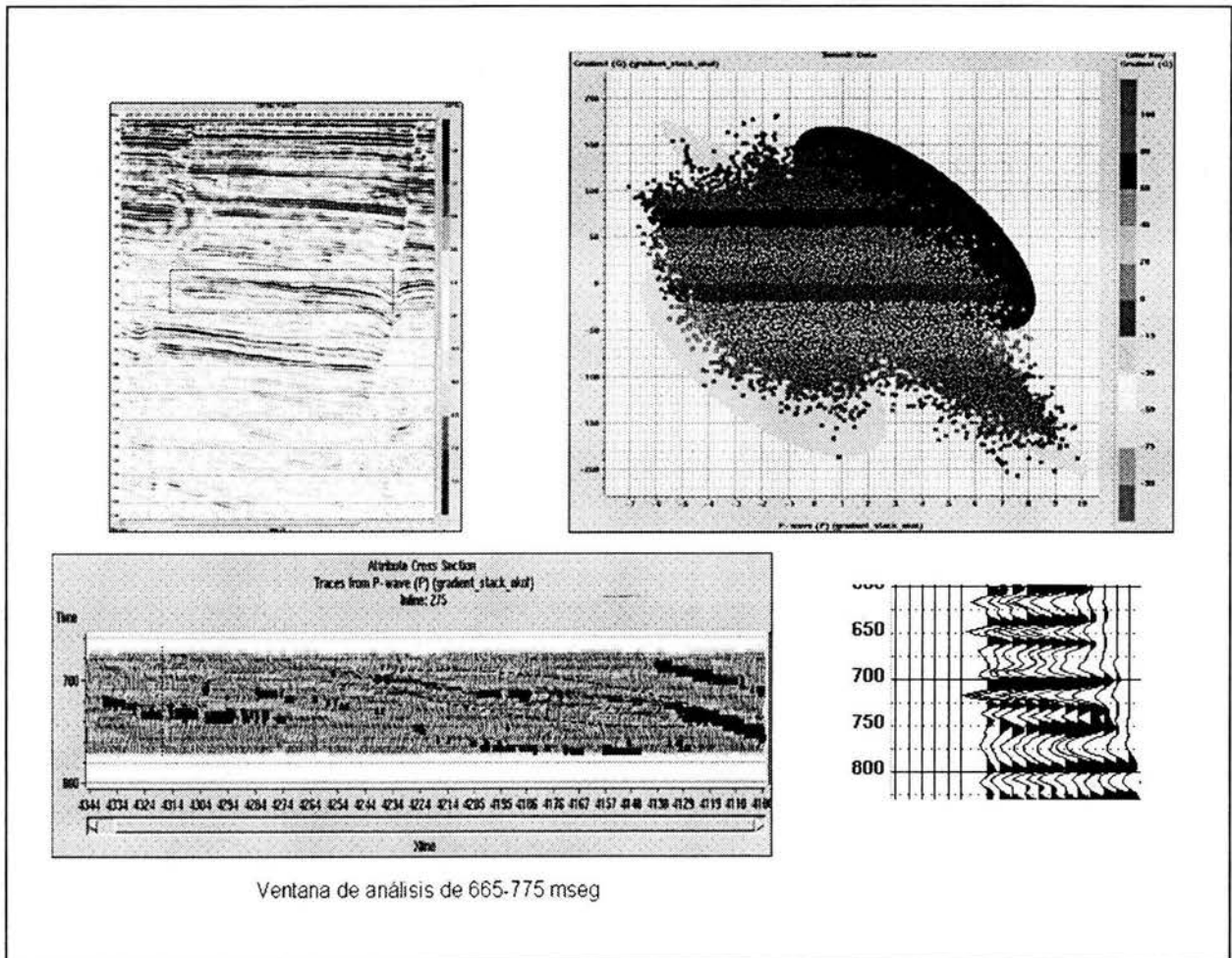


Fig. 6.18. Análisis de Intercepto contra Gradiente en la Ventana 3

Horizonte 1

El análisis se realizó de la crossline 4250 a la 4350, de la inline 270 a 290 y a un tiempo de 880 mseg, con una ventana de 850 a 950 mseg para poder correlacionar la amplitud de la sección sísmica; la anomalía, en el gráfico cruzado, presenta de forma clara una desviación de los valores de la línea del “mudrock”, infiriendo de esta forma que se trata de una arena del tipo III (Castagna et al; 1997).

En la imagen podemos apreciar también, como los valores del Gradiente tienen un comportamiento alto, lo que nos da una magnitud que resulta sobresaliente en comparación de los demás intervalos analizados (ver Fig. 6.19).

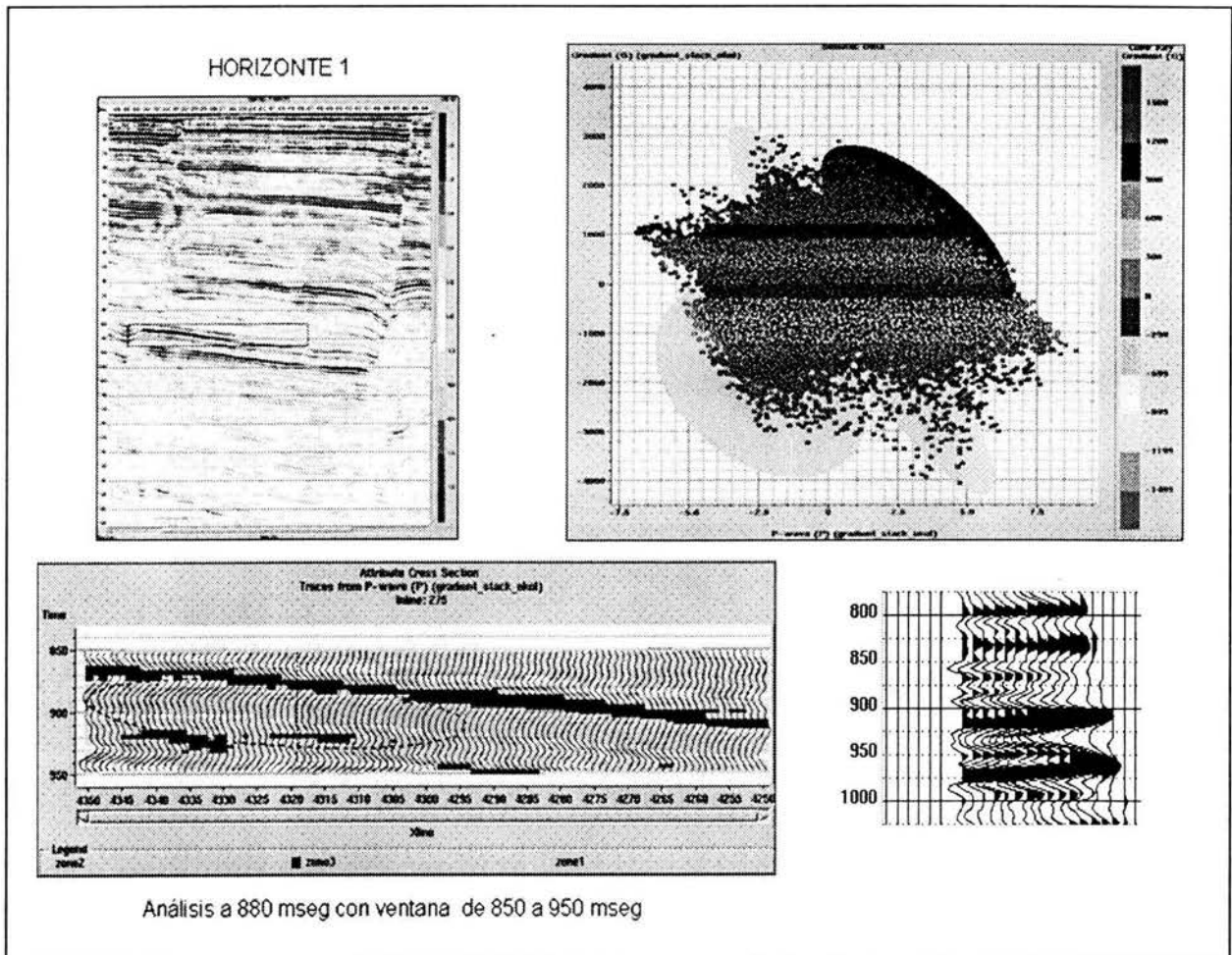


Fig. 6.19. Análisis de Intercepto contra Gradiente en el Horizonte 1.

Horizonte 2

Para este caso, se utilizó el evento de 970 mseg con una ventana centrada de 100 mseg utilizando el mismo rango de líneas y trazas que el utilizado en el Horizonte 1. El gráfico nos muestra la segunda anomalía en importancia, donde también se aprecia una probable anomalía de tipo III, mostrando además, un valor de magnitud de Gradiente alto también (ver Fig. 6.20)

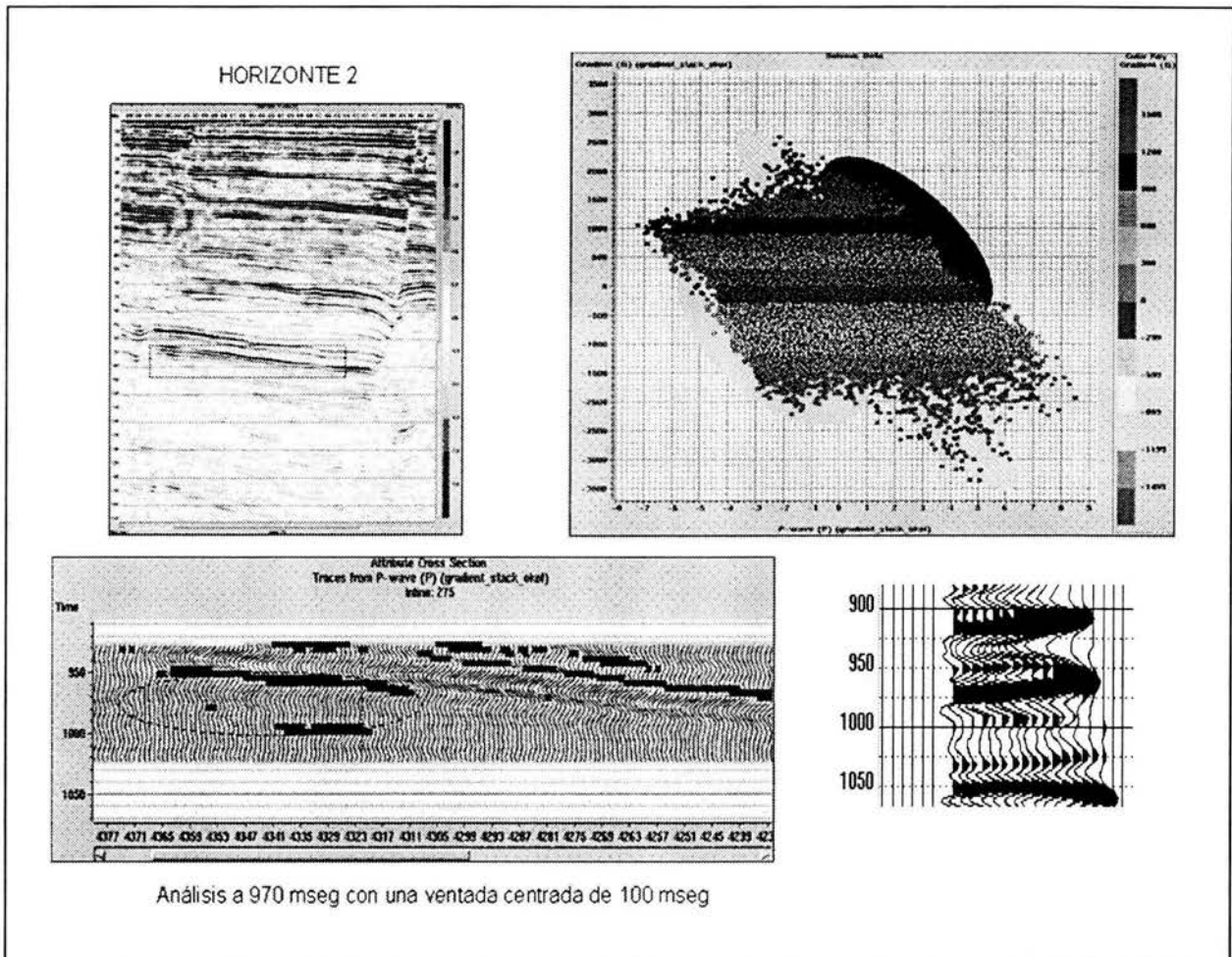


Fig. 6.20. Análisis de Intercepto contra Gradiente en el Horizonte 2

Eventos profundos

En la sección sísmica convencional se visualizan eventos más profundos que corresponden a horizontes dentro del Mioceno Superior, los cuales también fueron analizados para determinar un probable comportamiento anómalo. Con base al resultado de las trazas de atributos de AVO, se puede apreciar que tales eventos del Mioceno se nulifican; sin embargo, en los crossplots de P vs. G, mantienen un comportamiento que se aleja de la línea principal de las arcillas, por lo que no se descarta la probable presencia de hidrocarburos. Sin embargo, el pronóstico es reservado, ya que la magnitud del gradiente no es tan alta como en los dos intervalos descritos anteriormente (ver Fig. 6.21).

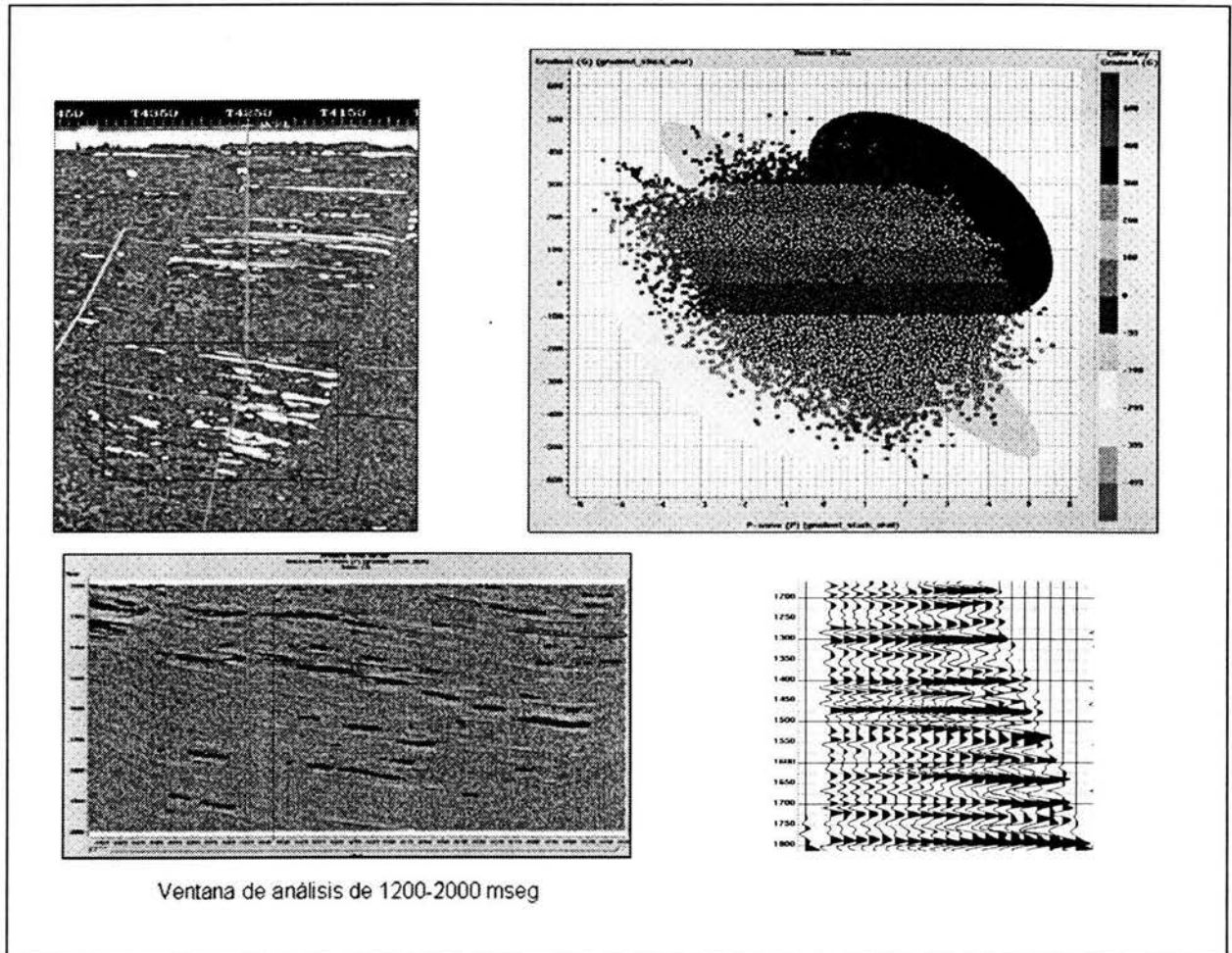


Fig. 6.21. Análisis de Intercepto contra Gradiente en la Ventana 4

En la Tabla 5 se presenta un resumen con el análisis efectuado a la Localización Okol-1

Ventana de análisis	Gradiente	Tipo de anomalía	Resultado probable
Ventana 1 (375-475)	250	-	Arcilla o roca compacta
Ventana 2 (380-480)	200	-	Arcilla o roca compacta
Ventana 3 (665-775)	200	Tipo III	arena
Horizonte 1 (850-950)	4000	Tipo III	gas
Horizonte 2 (930-1020)	3500	Tipo III	gas
Ventana 4 (1200-2000)	600	Tipo III	Cuerpos arcillo-arenosos

TABLA 5.- Resumen del análisis en la localización Okol-1

La magnitud del Gradiente es un valor que se obtiene de un crossplot de Gradiente contra Intercepción, leyendo directamente el valor en el eje que corresponde a este parámetro. Con base a análogos analizados en este trabajo y que corresponden a un campo de gas que pertenece a un Activo de Pemex Exploración-Producción de la zona Sur, se determinó que el valor del Gradiente en arenas productoras de gas es del orden de 10,000 comparado con aquellas zonas en donde no se tiene presencia de hidrocarburos (Fig. 6.22). Cabe aclarar que este valor no es estándar para todos los campos, sin embargo, lo importante es determinar umbrales anómalos con magnitudes de Gradiente mucho mas altos comparados con un “background” determinado (ver Tabla 4).

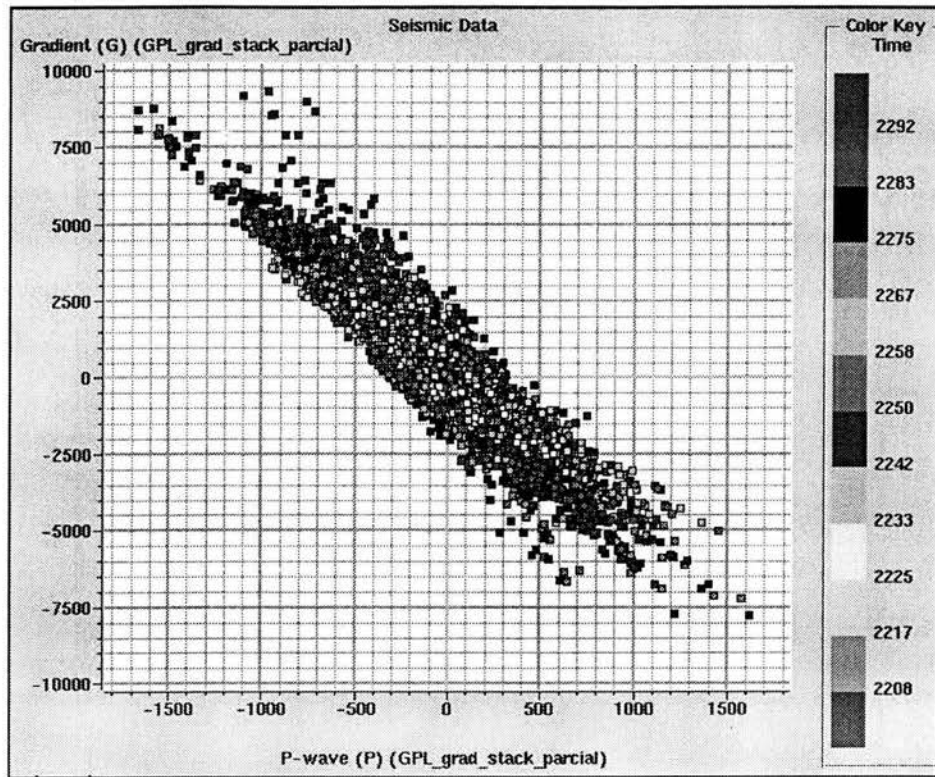


Fig. 6.22. Crossplot de Gradiente contra Intercepción en una arena productora de gas que muestra valores altos de Gradiente.

7. CONCLUSIONES

Dentro de las principales conclusiones a las que se llegó con el presente trabajo, se establecen las siguientes:

1. El riesgo principal en esta localización, es el sello, ya que las fallas pueden estar actuando como rutas de migración.
2. Los atributos sísmicos realizados confirman la presencia litológica de la roca almacén, disminuyendo el riesgo de este parámetro en las próximas localizaciones.
3. La metodología que se empleo en este trabajo, fue establecida en la calibración y análisis de los eventos de fuerte amplitud sísmica, así como los intervalos del Pozo Malah-1 que presentaron manifestaciones gasíferas y extender el estudio hacia la Localización Okol-1.
4. De acuerdo al análisis AVO efectuado en el Pozo Malah-1, éste responde favorablemente en los intervalos arenosos y con manifestaciones de gas encontrado; Sin embargo, no hay que olvidar que la teoría establece que con tan solo el 10% de concentración de gas en la arena puede existir una anomalía de AVO.
5. La única anomalía fuerte de AVO encontrada en el Pozo Malah-1, corresponde a una arena de baja densidad, esto de acuerdo con el análisis petrofísico y con el registro de hidrocarburos.
6. Los horizontes 2 y 3 también muestran anomalías de AVO, las cuales corresponden a los intervalos con manifestaciones gasíferas; sin embargo, la magnitud del gradiente es baja, lo cual hace suponer que como los intervalos registraron valores bajos de gasificación también el umbral anómalo es bajo. Sin embargo, por falta de tiempo, no pudo ser posible realizar un mayor análisis, como por ejemplo, un modelado de respuestas sísmicas con diferentes saturaciones de agua, que nos ayudara a apoyar más este punto.

7. El análisis efectuado en la Localización Okol-1, determina dos anomalías de magnitudes más fuertes que las obtenidas en el Pozo Malah-1. Si utilizamos los dos horizontes del punto anterior de correlación, con magnitudes del Gradiente de 600 y 700 respectivamente, podemos notar la gran diferencia que existe en los dos intervalos propuestos en la Localización Okol-1, ya que sus umbrales anómalos alcanzan valores de 4000 volviendo, sin duda, atractiva esta localización. Con base en los análisis realizados en el campo productor de gas que se utilizó como análogo (ver Fig. 6.22).

8. Una de las limitantes de esta técnica es que no se puede cuantificar la presencia de gas; sin embargo, en este estudio se encontró que tanto el umbral anómalo del gradiente como los valores de alejamiento de la tendencia principal de las arcillas en un crossplot del Gradiente contra el Intercepto, pudieran ser representativos de zonas con posibilidades de un mayor contenido de hidrocarburos.

9. Sin duda en este trabajo hizo falta generar más análisis para poder sustentar todo lo descrito anteriormente, por ejemplo la generación de modelado de registros con sustitución de fluidos que nos permitiera analizar el comportamiento de las arenas; a lo mejor, solicitar el apoyo del Centro Nacional de Procesado Sismológico para tratar de mejorar la calidad de la información sísmica, ya que el Software Hampson-Russell presenta limitaciones en este aspecto, etc. Yo creo que el factor determinante fue la falta de tiempo y los compromisos adquiridos para la entrega de este trabajo, ya que solo se contó con un poco más de tres meses para la realización del mismo.

8. RECOMENDACIONES

1. Desde el punto de vista sísmico se estima importante continuar apoyando la localización Okol-1, a pesar de que una de las limitantes que existen en el área de estudio es la roca sello, por lo que se deberían emplear aparte de esta técnica otro tipo de herramientas y/o análisis que den mas soporte a esta localización, o en su defecto no considerarla.
2. Es recomendable y fundamental que tanto la adquisición, como el procesado de los datos sísmicos a emplearse en esta técnica, cumplan con los requerimientos adecuados y necesarios (levantamientos de azimuts estrechos, procesado en amplitud verdadera, eliminación de ruido empleando la transformada Radon o T-P, entre otras) para obtener mejores resultados en la interpretación de las mejores anomalías que se detecten.
3. Otro punto importante sin duda, son los registros geofísicos de pozo. Es necesario que la calidad de éstos sea la adecuada, ya que los que aquí se emplearon, estaban un tanto ruidosos, siendo objeto de varias ediciones por parte del Activo; todo esto sin mencionar que no se contó con el registro DSI (registro de onda S), siendo éste uno de los fundamentales para el AVO.
4. Para realizar este tipo de tecnología (AVO) es indispensable contar con al menos un pozo productor para calibrar los datos, por lo que no se recomienda emplear este análisis para explorar o generar Localizaciones Exploratorias. Sería recomendable emplearla por ejemplo en la Delimitación de Campos y Caracterización de Yacimientos.

9. REFERENCIAS

Alla, J.R. and Wiggins, W.D. 1993. Dolomite Reservoirs Agrochemical techniques for evaluating origin and distribution, AAPG Continuing Education Course Note Series #36, p. 129.

Angeles A., F. J. 1986. Estudio Paleosedimentario del área Tunich-Abkatún-Ixtoc. Petróleos Mexicanos. Coord. Regional de Expl'n., Suptcia. De Evaluación Geológica Regional, Z. M.

Angeles A., F.J. 1986. Estudio estratigráfico-sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche. Prosp. Jurásico. Coord. Ejec. De Exploración. Suptcia. General de Exploración. Depto de Evaluación Geológica Regional Z. M. Petróleos Mexicanos (Inédito).

Arroyo P.A., Viveros Z.J.G., Jiménez. S. L., Eguía H.A. 1979. Estudio de interpretación geofísica. Prospecto: Oeste de Champotón. Geofísica, S. A. Petróleos Mexicanos. Superintendencia General de exploración, Zona Sur.

Aki, K. and P. G. Richards 1980, Quantitative Seismology. Theory and methods. W. H. Freeman and Co.

Bañuelos, Mendieta O. 1994. Roca almacén del Mioceno-Plio-Pleistoceno en la Sonda de Campeche. Petróleos Mexicanos (Inédito).

Biot/ Gassman, General Mixture Laws, Fluid Substitution. Seismic Rock Properties, Seismic Modeling. Pp 000205-3-1 to 000205-3-41

Bortfeld, R. 1961, Approximation to the reflection and transmission coefficient of plane longitudinal and transverse waves. Geophysical Prospecting 9, 485 – 503.

Brandi, J. M., 2001, Análisis de Datos Sísmicos antes del Apilamiento (AVO) en la Exploración y Producción de Yacimientos Petroleros, Gerencia de Desarrollo Profesional, México.

Brown, Alistair R., 1987, The value of seismic amplitude: Geophysics, The Leading Edge of Exploration, vol. 6, No. 10, 30-33.

Castagna, J. P. 1993, AVO Analysis – Tutorial and Review, Offset Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis, Investigations in Geophysics Series. v 8, Michael R. Cooper, Ed., SEG.

Bañuelos, Mendieta O. 1994. Roca almacén del Mioceno-Plio-Pleistoceno en la Sonda de Campeche. Petróleos Mexicanos (Inédito).

Castagna, J. P., M. L. Batzle, 1993, Rock physics: the link between rock properties and amplitude versus offset response. SEG.

Castagna, J.P., 1993, Petrophysical imaging using AVO. The Leading Edge. Pp 337-342.

Castagna, J.P., 1997, Principles of AVO Crossplotting. The Leading Edge of Exploration

Daniel P. Hampson and Todor Todorov. Hampson Russell Software Services Ltd. AVO lithology Prediction using Multiple Seismic Attributes.

Dominic, S.N. 1976, Effect of brine gas mixture on velocity and unconsolidated sand reservoir. Geophysics 41, 882 – 884.

Gassman, F. 1951, Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics. 16, 673 – 685.

Hernández, H. A. 2001. Estudio Sísmico Estratigráfico del Play Paleoceno-Eoceno del Area de Chilam, Plataforma Continental de las Costas de Campeche (Proyecto Terminal de Especialidad en Estratigrafía).

Hilterman, F. 1975, Amplitude of seismic waves, a quick look. Geophysics. 40, 745 – 762.

Hilterman, F. 2001, Distinguished Instructor Series, No. 4, Society of Exploration Geophysics and European Association of Geoscientist & Engineers. Seismic Amplitude Interpretation.

Holguin Q.N. y Romero I., M.A. 1982. Estudio geoquímico en pozos de exploración en la Sonda de Campeche” (IMP-C-1142).

Holguin Q.N. 1987. Evaluación Geoquímica del Sureste de México, Petróleos Mexicanos. p. 9 a 57 (inédito) (IGQ-ZSE-923).

Koefoed, O. 1955, On the effect of Poisson ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves. Geophysical Prospecting 3, 381 – 387.

León, I. F., 1996, Variación de las Amplitudes con respecto a la Distancia (AVO), Gerencia de Exploración Región Norte, México.

Macurda, D. B. Jr. 1995. Seismic Facies and Sequence Analysis of Terrestrial and Sallow Water Siliciclastic

Macurda, D. B. Jr. 1995. Sequence Stratigraphy and Seismic Facies Analysis of Carbonate Depositional Systems

Muskat, M. and M. W. Meres 1940, Reflection and transmission coefficients for plane waves in elastic media. Geophysics 49, 1637 – 1648.

Newman, P. Divergence effects in a layered earth. Geophysics 38, 481 – 488.

Ostrander, W. J. 1984, Plane waves reflection coefficients for gas sand at nonnormal angles of incidence. Geophysics 5, 115 – 148.

Pemex, 1948 a 1988. Autores Diversos de Informes Gravimétricos, Sismológicos, Magnetométricos, Paleosedimentarios, Geología del Subsuelo, Evaluación regional y Columnas de Pozos (inéditos).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Incorporación de Reservas, 2002, Informe Final del Estudio Akalan, (Inédito).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Incorporación de Reservas, 1998. Estudio de Interpretación Geofísica Geológica del Área Chilam. RMNE-IK-006 (Inédito).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Incorporación de Reservas, 2000. Generación de Prospectos Macuspana Terciario Marino (Primera Etapa). RMNE-IR-011 (Inédito).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Delimitación de Campos y Caracterización de Yacimientos, 1998. Evaluación de Reservas de las Calcarenitas del Campo Cantarell. APE/CDCCY/RMNE/TEC-004 (Inédito).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Evaluación del Potencial, 2000. Estudio de Interpretación Geológica Geofísica. Análisis de Cuencas. RMNE-EP-006 (Inédito).

Pemex PEP, RMNE, Coordinación de Incorporación de Reservas, PEP, RMNE. 1997. Estudio Sureste de Nix. RMNE-IR-001 (Inédito).

Richter, 1958, Elementary seismology, H. W. Freeman, San Francisco Cal., E.U.A.

Richards P. G. 1976 Scattering of elastic waves from depth - dependence inhomogeneities. Geophysics 41, 441 – 458.

Richards P. G. 1961 Motion of the ground on arrival of reflected longitudinal and transverse waves at wide – angle reflections distances. Geophysics 50, 609 – 614.

Rutherford, S. R., and Williams, R. H., 1989, Amplitud versus offset, variations in gas sands, Geophysics 54, 680 – 688.

Romero, I.M.A. y Holguin Q. N. 1984. Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca de los Campos de la Cuenca Salina del Istmo, p. 24 a 26 (inédito) (IMP-C-1158).

Romero, I.M.A., Maldonado, V.R. 1995. Subsistema generador Oxfordiano; Pemex Exploración-Producción (inédito)

Santiago, A. J. 1984. Los Campos Petroleros Gigantes del Sureste de México: Conferencia Publicada en el Boletín de la Subdirección Técnica Administrativa, Petróleos Mexicanos, p. 3 a 9, Figs. 1 a 5.

Shuey, R. T. 1985 A simplification of the Zoeppritz equation. *Geophysics* 50, 609 – 614.

Sheriff, R. E., 1975, Factors Affecting Seismic Amplitudes, *Geophysical Prospecting* 23, 125 – 138.

Sheriff, R. E., y Geldart, L. P., 1983, *Exploration seismology*, v. 1 y 2, Cambridge University Press, Londres, Inglaterra.

Sheriff, R. E., 1991, *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*, 226.

Smith, G. C. 1987; Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophysics* 52, 993 – 1014.

Vázquez, R. R. 2003; Análisis de la amplitud sísmica preapilada como herramienta de apoyo en la generación de prospectos exploratorios., PEP-Activo Integral Veracruz, Región Norte, México.

Yilmaz, O., 1987, *Investigations in Geophysics No. 2: Seismic Data Processing*, SEG.

Weimer, P., Bouma A. H. & Perkins B. F. (EDS), 1994. Submarine Fans and Turbidite System: GCS-SEPM Foundation 15th annual Research Conference 440 pp

Zoeppritz, K. 1919, Über reflexion und durchgang seismische wellen durch Unstetigkeitsflächen: Berlin, Über Erdbebewellen VIIB, Nachrichten der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Math – Phys; Kl, pags, 57 – 84.

10. APÉNDICE I

10.1 RELACIÓN DE LAS VELOCIDADES V_p y V_s

Las velocidades de las ondas P y de las ondas S, en un material homogéneo y elástico están representadas por

$$V_p = \left[\frac{k + 4/3 \mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (\text{A.I.1})$$

$$V_s = (\mu/\rho)^{1/2} \quad (\text{A.I.2})$$

El módulo de roca total k depende fuertemente del fluido de poro mientras que el módulo de cizalla de roca no es afectado por los fluidos. Cuando un gas compresible reemplaza los líquidos en el espacio poroso, la velocidad de las ondas P en las rocas decrece significativamente mientras que la velocidad de las ondas S es levemente incrementada debido a la disminución de la densidad de la roca total. De esta manera se espera que la relación entre la velocidad de las ondas compresionales y de cizalla sea un excelente indicador de gas libre en el espacio poroso.

Para un material homogéneo isotrópico el cual es deformado elásticamente bajo compresión uniaxial la relación de Poisson queda expresada como

$$\sigma = \frac{0.5 (V_p / V_s)^2 - 1}{(V_p / V_s)^2 - 1} \quad (\text{A.I.3})$$

La relación de Poisson es cero cuando V_p/V_s es 1.41, mientras los fluidos tienen una relación de Poisson que tiende a infinito. Este es el recíproco de la compresibilidad. Efectos de la Presión y Temperatura. La velocidad de una roca sedimentaria depende de la porosidad, litología contenido del fluido de poro, textura y litificación. Mediciones de laboratorio han demostrado que V_p y V_s dependen de la presión confinante (P_c) y la presión de poro (P_p). La presión efectiva (P_e) esta dada por

$$P_e = P_c - nP_p \text{ (usualmente } n \text{ es } 1) \quad (\text{A.I.4})$$

Las velocidades V_p y V_s son funciones de la presión efectiva, estas se incrementan rápidamente a baja presión y más lentamente a alta presión.

Como las rocas son agregados de granos minerales, se espera que la velocidad de una roca litificada, con baja porosidad dependa de las velocidades de los granos, a diferencia de las rocas poco consolidadas.

Debido a que la mayoría de los minerales formadores de rocas sedimentarias no son isotrópicos, la velocidad del mineral se evalúa considerando el agregado policristalino con una porosidad de cero y una orientación aleatoria de los granos minerales.

Para una caliza, cuando las velocidades de la onda S son mayores a 1.5 km/s, $V_p = 1.9 V_s$ de acuerdo a la relación de Pickett. Cuando V_p alcanza 1.5 km/s (velocidad del agua) V_s es cero.

Para V_s menor de 1.5 km/s se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$V_s \text{ (km/s)} = -0.05509 V_p^2 + 1.0168 V_p - 1.0305 \quad (\text{A.I.5})$$

Para las areniscas, puede usarse

$$V_s \text{ (km/s)} = 0.8042 V_p - .8559 \quad (\text{A.I.6})$$

Mientras que para las lutitas, puede usarse

$$V_s \text{ (km/s)} = 0.7700 V_p - .8674 \quad (\text{A.I.7})$$

Finalmente; las arenas con gas tienen relaciones V_p/V_s de aproximadamente 1.5 (Gregory, 1977).

10.2 COMPORTAMIENTO DE V_s y V_p Y SU RELACIÓN CON EL ANÁLISIS AVO.

Aki and Richards (1980), establecen que la distribución de los valores del Gradiente e Intercepto (Cap. 4.11), están relacionadas con las velocidades V_s - V_p .

$$B = (1 - 8\gamma^2)R_p - 4\gamma\Delta\gamma + (4\gamma^2 - 1)\Delta\rho / \rho \quad (\text{A.I.8})$$

donde

B = Gradiente

$\gamma = \beta/\alpha$

$\beta = V_s$

$\alpha = V_p$

R_p = Reflectividad de onda P

ρ = densidad

En una arena con gas, se espera que el valor “ γ ” aumente, porque V_p en V_s/V_p es baja.

En la Tabla A.I.1, se muestra un resumen del análisis de la relación V_s/V_p efectuada en Malah y en Okol, donde se puede apreciar que para los Horizontes 1 y 2 propuestos la relación γ aumenta.

El valor de γ se calcula de una simplificación de la ec. A.I.8:

$$(1 - 8\gamma^2) = m \quad (\text{A.I.9})$$

Donde:

m = la pendiente de la tendencia principal en un crossplot de P contra G.

Malah	Vs/Vp	Okol	Vs/Vp
Ventana 1	0.46	Ventana 1	0.47
Ventana 2	0.47	Ventana 2	0.46
Horizonte 1	0.46	Horizonte 1	0.55
Horizonte 2	0.44	Horizonte 2	0.53
Horizonte 3	0.47	Horizonte 3	0.49

Tabla A.I.1