

01174
13



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

ANÁLISIS DE LA AMPLITUD SÍSMICA PREAPILADA
COMO HERRAMIENTA DE APOYO EN LA
GENERACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA
(INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL, EXPLORACIÓN)

P R E S E N T A

RICARDO OCTAVIO VÁZQUEZ ROMERO

DIRECTOR DE TESIS:
DR. GUILLERMO PÉREZ CRUZ

CIUDAD UNIVERSITARIA

SEPTIEMBRE 2003





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.



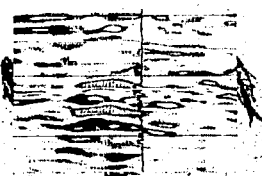
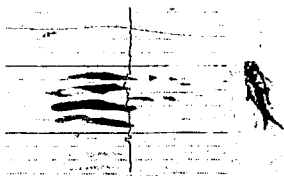
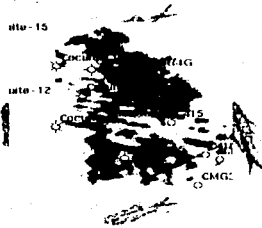
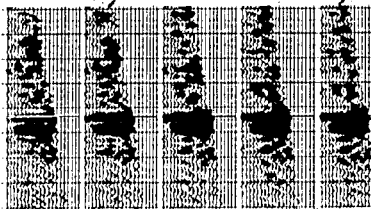
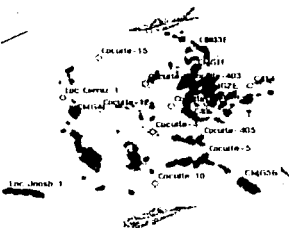
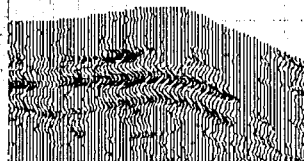
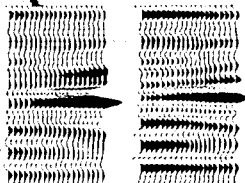
REMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
Región Norte



DEPFI

Análisis de la Amplitud
Sísmica Preapilada como
Herramienta de Apoyo en la
Generación de Prospectos
Exploratorios

RVR



TRABAJO DE GRADUACIÓN
EN INGENIERÍA DE PETROLIO
CON
FALLA DE COCATE

DEDICATORIA

Con amor y cariño para mi madre y mi hermana por sus enseñanzas y por los momentos que deje de atenderlas para el logro de esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Hago patente mi reconocimiento a PEMEX Exploración y Producción, por la valiosa oportunidad recibida al permitirme realizar mis estudios de Posgrado .

Al Activo Integral de Veracruz encabezado por su Administrador Ing. Renato Vázquez Benítez y a los integrantes de su grupo de trabajo encargados del desarrollo del campo Cocuite objeto de este estudio, especialmente a sus líderes Ings. Víctor Valdivieso Ramos, Rafael Muñoz Vergara, Sergio Rivera Cruz, Marco Arreguín López, Carlos Caraveo Miranda y Carlos Flores Romero quienes me heredaron el campo con el nivel de conocimiento y experiencia con los cuales se dio inicio este trabajo.

Merecido reconocimiento doy también a la Sra. Erica Rojas Jiménez integrante de la base de datos digital "Finder" Veracruz por la información proporcionada de manera rápida y confiable durante la realización de este proyecto.

A la atenta orientación del Dr. Guillermo Pérez Cruz y el apoyo de su reconocida experiencia que hicieron posible la consecución de este estudio.

A los comentarios y sugerencias del Ing. Francisco Sánchez de Tagle, de los Doctores Mario Ruiz Castellanos y Raúl Cabrera Garzón y del M en C. Juan Brandi Purata.

A los Ings. Gabriel Vázquez Jiménez, Manuel Espinoza y Jorge Pérez Dimas, que me permitieron hacer uso de sus instalaciones y equipo en el Instituto Mexicano del Petróleo sin los cuales prácticamente no se hubiera concretado la realización de este trabajo.

Ricardo O. Vázquez Romero



DEPFI

CONTENIDO



1.- INTRODUCCIÓN	
1.1.- Objetivo de este Trabajo	2
1.2.- Localización del Área de Estudio	2
1.3.- Antecedentes de Exploración y Producción	3
1.4.- Metodología	4
1.4.1.- Verificación y Acondicionamiento de Datos	4
1.4.2.- Modelado de la Respuesta Sísmica Real	5
1.4.3.- Inversión de AVO	5
1.4.4.- Análisis sobre el Volumen Sísmico Real	5
1.4.5.- Apoyo a la Generación de Nuevas Oportunidades Exploratorias	5
1.4.6.- Consideraciones Adicionales	6
1.4.6.- Flujos de Trabajo	6
2.- GEOLOGÍA REGIONAL Y DEL CAMPO DE ESTUDIO	
2.1.- Estudios Antecedentes	10
2.2.- Evolución Tectónica de la Cuenca de Veracruz	10
2.3.- Marco Estructural de la Cuenca	11
2.4.- Marco Estratigráfico Regional	12
2.5.- Modelo Geológico del Campo de Estudio	14
2.5.1.- Marco Estructural	14
2.5.2.- Marco Estratigráfico	14
2.6.- Propiedades Petrofísicas del Campo de Estudio	16
2.6.1.- Determinación de su Litología y Evaluación de su Volumen de Arcilla ..	16
2.6.2.- Determinación de su Porosidad	17
2.6.3.- Determinación de su Permeabilidad	18
2.6.4.- Cálculo de Saturación de Agua	18
2.6.5.- Determinación del Espesor Impregnado	18
2.7.- Estadísticas de Producción del Campo de Estudio	19
2.8.- Yacimiento con Mayor Riesgo de Exploración y Desarrollo	21
2.9.- Tipos de Gas Producido en el Campo Cocuite	23
3.- MODELADO Y ANÁLISIS DEL AVO EN EL CAMPO COCUITE (APLICACIÓN)	
3.1.- Etapa de Verificación y Acondicionamiento de Datos	40
3.1.1.- Base de Datos Sísmica	41
3.1.2.- Base de Datos de Pozos	41
3.2.- Modelado de Anomalías de AVO sobre PRC's Sintéticos	43
3.2.1.- Cocuite-402	43
3.2.2.- Cocuite-403	45
3.2.3.- Cocuite-405	47
3.3.- Inversión de Anomalías de AVO sobre PRC's Sintéticos	48

3.4.- Clasificación de Tipos de Yacimientos	48
3.5.- Análisis de Anomalías de AVO sobre Horizontes de Interés	49
3.5.1.- Yacimiento E	51
3.5.2.- Yacimiento G	53
3.5.3.- Yacimiento M	55
3.6.- Análisis de Anomalías de AVO sobre las familias de PRC's de Líneas Aleatorias	
3.6.1.- Línea Arbitraria 1	56
3.6.2.- Línea Arbitraria 2	58
3.6.3.- Línea Arbitraria 3	59
3.6.4.- Línea Arbitraria 4	60
3.7.- Apoyo en la Generación de Nuevas Áreas de Oportunidad Exploratorias ..	62
3.7.1.- Localización Nueva – 1E	62
3.7.2.- Localización Nueva – 2E	62
3.7.3.- Localización Nueva – 3E	62
3.7.4.- Resumen de Oportunidades Apoyadas y Generadas por este Estudio..	62
3.7.5.- Factores de Riesgo Exploratorio de Acuerdo a los Resultados de este Estudio	64
4.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	
4.1.- Conclusiones	131
4.2.- Recomendaciones	131
4.3.- Trabajos Futuros	133
APÉNDICE I.- FUNDAMENTOS DE LA TEORÍA DEL AVO.	
A.1.1.- Ecuaciones de Knott(1899) y Zoeppritz (1919).....	134
A.1.2.- Aproximaciones de las Ecuaciones de Zoeppritz	136
A.1.2.1.-Aproximación de Bortfeld (1961).....	137
A.1.2.2.-Aproximación de Richards y Frasier (1976); Aky y Richards(1980)....	138
A.1.2.3.-Versión de Wiggins a la Aproximación de Aky y Richards(1983).....	139
A.1.2.4.-Aproximación de Shuey (1985).....	140
A.1.2.5.-Aproximación de Pan (1985).....	142
A.1.2.6.-Aproximación de Mobil (1986).....	143
A.1.2.7.-Aproximación de Wright (1987).....	144
A.1.2.8.-Aproximación de Smith y Gidlow (1987).....	145
A.1.2.9.-Aproximación de Hilterman (1989).....	146
A.1.3.- Expresión y Significado Físico de los Atributos de AVO.....	147
A.1.3.1.- Onda P ó Incidencia Normal (P).....	147
A.1.3.2.- Gradiente (G).....	148
A.1.3.3.- Onda P * Gradiente (P X G).....	149
A.1.3.4.- Onda P + Gradiente (P + G).....	149
A.1.3.5.- Onda P - Gradiente (P - G).....	150
A.1.3.6.- Gradiente * Signo de P.....	150
A.1.3.7.- Atributos de Smith – Gidlow.....	150
A.1.3.7.1.- Factor de Fluido.....	150
A.1.3.7.2.- Pseudo – Poisson	151
A.1.4.- Análisis de Atributos de AVO en Gráficos y Secciones Cruzadas.....	151

A.1.5.- Clasificación de los Yacimientos por su respuesta de AVO.....	153
A.1.5.1.- Reglas de Koefoed.....	153
A.1.5.2.- Clasificación de Ostrander.....	155
A.1.5.3.- Clasificación de Rutherford y Williams.....	156
A.1.5.4.- Clasificación de Castaña.....	158
A.1.6.- Conversión de Distancia Fuente-Receptor (AVO) a Angulo a Angulo Fuente-Receptor(AVA) y sus Aplicaciones.....	160
A.1.7.- Correlación entre las Propiedades Físicas de las Rocas y El AVO.....	166
A.1.7.1.- Saturación.....	166
A.1.7.2.- Densidad en Medios Porosos.....	167
A.1.7.3.- Porosidad.....	168
A.1.7.4.- Permeabilidad.....	169
A.1.7.5.- Módulos Elásticos.....	169
A.1.7.5.1.-Módulos de Young.....	170
A.1.7.5.2.-Relación de Poisson.....	170
A.1.4.5.3.-Módulo de Rigidez.....	172
A.1.4.5.4.-Módulo de Compresibilidad.....	172
A.1.7.6.-Velocidades Sísmicas.....	173
A.1.7.7.-Línea de Arenas Saturadas y de Lutitas.....	173
A.1.7.8.-Ecuaciones de Biot-Gassmann.....	175
 APENDICE II.-ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS CON OBJETIVOS DE AVO	
A.II.1.- Reglas Generales de Adquisición.....	184
A.II.2.- Consideraciones Geológicas.....	184
A.II.2.1.- Resolución Sísmica.....	185
A.II.2.2.- Profundidad de los Objetivos.....	185
A.II.2.3.- Buzamiento Estructural.....	185
A.II.2.4.- Velocidad de las Rocas.....	186
A.II.2.5.- Extensión y Complejidad del Yacimiento.....	186
A.II.3.-Consideraciones Económicas.....	186
A.II.4.-Consideraciones básicas en el Diseño de un Levantamiento Sísmico.....	187
A.II.4.1.-Tamaño del Estudio.....	187
A.II.4.2.-Apertura de Migración.....	187
A.II.4.3.-Apertura de Fresnel.....	188
A.II.4.4.-Apertura de Difracción.....	189
A.II.4.5.-Apertura de AVO.....	189
A.II.4.6.-Construcción del Apilamiento.....	189
A.II.4.7.-Escala Económica.....	191
A.II.4.8.- Suficiente Intervalo de Muestreo.....	191
A.II.4.9.-Distribución de Distancias Fuente-Receptor.....	192
A.II.4.10.- Distancia Fuente-Receptor Mínima y Máxima en cada Celda.....	193
A.II.4.11.-Distribución Azimutal.....	194
A.II.4.12.-Orientación del Estudio.....	194
A.II.5.-Definición de Términos de Adquisición Utilizados en esta Sección.....	194
A.II.6.-Adquisición de Datos Sísmicos del Estudio "Cocuite-Lizamba-Chalpa".....	196

APENDICE III.- PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS CON OBJETIVOS DE AVO

A.III.1.-Consideraciones Generales.....	216
A.III.2.- Preparación de los Datos	218
A.III.2.1.- Demultiplexado.....	218
A.III.2.2.- Edición.....	218
A.III.2.3.-Summing	218
A.III.2.4.-Croscorelación.....	219
A.III.3.-Correcciones Geométricas.....	219
A.III.3.1.-Ordenamiento de Trazas.....	219
A.III.3.2.-Corrección por Divergencia Esférica.....	219
A.III.3.3.-Correcciones Estáticas y Dinámicas.....	221
A.III.3.4.-Corrección por Estáticas de Refracción.....	221
A.III.3.5.-Correcciones Residuales Estáticas y Dinámicas.....	222
A.III.4.-Recuperación de las Amplitudes Relativas.....	223
A.III.5.-Corrección por Buzamiento.....	223
A.III.6.-Mejoramiento de la Imagen Sísmica.....	223
A.III.6.1.-Borrado.....	224
A.III.6.2.-Filtro Pasa Banda.....	224
A.III.6.3.-Filtro Notch.....	224
A.III.6.4.-Deconvolución.....	224
A.III.6.5.-Filtros 2-D y 3-D.....	225
A.III.6.6.-Tipos de Ruido Sísmico.....	227
A.III.7.-Migración en Tiempo antes de Apilar.....	228
A.III.8.-Procesamiento Final del Estudio "Cocuile-Lizamba-Chalpa.".....	230
A.III.9.-Procesos Realizados con el Paquete de Aplicación de AVO.....	230
A.III.10.-Criterios Generales para el Diseño de Flujos de Procesos para AVO....	232
A.III.10.1.-Secuencias de Procesos en Promax para Realizar Análisis de AVO	233
A.III.10.2.-Secuencias de Procesos Diseñadas para Análisis de AVO.....	233

1.- INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Veracruz comprende dos áreas geológicas productoras de hidrocarburos bien definidas, que se reconocieron a partir de los años 50's con el descubrimiento de los campos productores de aceite y gas.

A partir de 1996 se inicia la reevaluación de oportunidades de gas en la cuenca como parte de la estrategia nacional para hacer frente al incremento de su demanda en el país, dando como resultados la visualización de trampas estratigráficas y combinadas localizadas principalmente en los paquetes terciarios de edad Oligoceno-Plioceno Inferior, constituidos por secuencias terrígenas de ambientes profundos caracterizadas por sistemas de depósitos de abanicos submarinos de piso de cuenca, pie de talud, bordes y canales desarrollados durante un periodo de nivel del mar bajo y el desarrollo de clinoformos más someros correspondientes a un periodo transgresivo. Algunas de las secuencias de interés fueron deformadas por procesos tectónicos que mencionaremos con más detalle en sección (2.2), dando lugar a reservorios con su componente estructural, como los desarrollados en los niveles G y M del campo Cocuite, objetivo de este estudio.

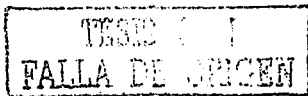
De los resultados de las evaluaciones hechas en los intervalos de los pozos a través de registros geofísicos, el espesor de sus canales productores varía entre 6 y 8 metros lo cual los sitúa fuera de la resolución de la información sísmica adquirida (estudio sísmico Cocuite-Lizamba-Chalpa 3D), cuyo grado de resolución vertical a niveles objetivo (Mioceno Medio) es del orden de 20 m, de tal manera que se tuvieron que implementar nuevas formas de identificación de este orden de rasgos estratigráficos.

Un método complementario que nos permite reducir la incertidumbre en la prospección de gas en sedimentos terrígenos; es el análisis de la variación de la amplitud en familias con punto de reflejo común (PRC's), con respecto a la distancia entre la fuente - receptor o análisis de la amplitud con respecto a la distancia (AVO; amplitud versus offset).

Su uso como indicador directo de hidrocarburos en rocas clásticas se basa en términos generales, en la diferencia de respuesta de velocidades de la ondas P (V_p) y la ondas S (V_s) a través de un medio poroso saturado de algún tipo de fluido.

Estudios experimentales demuestran que con la introducción de gas dentro de los espacios porosos de una roca, las ondas P reducen drásticamente su velocidad ($V_p \rightarrow$) mientras que la velocidad de la onda S se mantiene constante ($V_s \approx cte.$), debido a que depende principalmente de la estructura o matriz de la roca y no del fluido que contenga, (Sección A.1.7.1).

Por otro lado la relación de Poisson dinámica (sección A.1.7.2) nos relaciona las velocidades mencionadas $\left(\frac{V_p}{V_s}\right)$ al cuadrado, esta relación decrece ampliamente



cuando la saturación de gas alcanza un ligero porcentaje ($\sigma \rightarrow 0$) y a su vez crece en la medida que la saturación de agua alcanza el 100% ($\sigma \rightarrow 0.5$). (Ostrander, et al., 1984). Por otro lado las variaciones de los coeficientes de reflexión con respecto al ángulo de incidencia, están fuertemente afectadas por los contrastes de impedancias entre los materiales elásticos que se encuentren en contacto, de aquí que se originen los tipos de anomalías de AVO o de yacimientos que veremos en el inciso (3.5).

Finalmente con los esquemas de procesamiento actuales, se ha ido liberando a la reflexión sísmica solo del propósito de delinear estructuras con potencial de contener hidrocarburos, ahora el reto es saber si estas estructuras se encuentran saturadas comercialmente de hidrocarburos móviles, para ello es importante extraer cierto número de atributos sísmicos usando datos post-apilados, pre-apilados, o la combinación de ambos. El avance en la habilidad para generarlos ha permitido ampliar su uso como predictores de las propiedades petrofísicas de los yacimientos e inclusive de su contenido de fluido. (Hampson-Russell, 1997).

Con estos atributos se pueden hacer mapas y observar tendencias con significado geológico tanto en datos apilados como en datos preapilados como es el caso de este estudio.

1.1.- Objetivo y alcances del Trabajo.

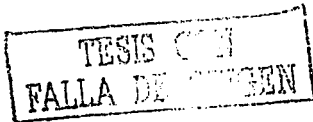
El objetivo del estudio es obtener y analizar la respuesta de los atributos de AVO con la información sísmica preapilada 3-D, adquirida sobre secuencias terrígenas del Mioceno - Plioceno inferior del campo de gas seco denominado Cocuite y dar un apoyo más a la generación de sus localizaciones exploratorias; proponer si así resultarán, nuevas oportunidades, así como adquirir habilidad en esta tecnología para su aplicación sistemática como parte integral del flujo de trabajo que actualmente realiza personal de PEP (PEMEX EXPLORACIÓN y PRODUCCIÓN), en la evaluación de nuevos prospectos exploratorios y de desarrollo en sedimentos terrígenos.

Los alcances incluyen:

- 1.-Modelado
- 2.-Calibración de datos petrofísicos y de producción con los sísmicos.
- 3.-La obtención de atributos AVO (Producto P_xG , relación de Poisson Escalado $(aP + bG)$, gráficas y secciones cruzadas (ver inciso 3.3).
- 4.-Predicciones sobre la presencia de gas en cada uno de los intervalos de interés.
- 5.-El análisis de la respuesta AVO de anomalías asociadas a posibles trampas de gas en la localizaciones exploratorias y de desarrollo de PEMEX.
- 6.-Plantear nuevas oportunidades exploratorias.
- 7.-Jerarquizar localizaciones exploratorias, de desarrollo y nuevas oportunidades en base a su respuesta de AVO.

1.2.- Localización del Área de Estudio

El área de estudio se encuentra localizada en la parte central de la cuenca Terciaria de Veracruz, dentro del Distrito de Loma Bonita, Veracruz. Sus límites cartográficos



no se proporcionan con exactitud por razones de confidencialidad consideradas por el Activo de Exploración Papalocapan.

El área de operación cubre una superficie rectangular de 238,095 Km.², con una orientación de N 61.09° W, Fig. 1.1.

1.3.- Antecedentes de Exploración y Producción.

La Cuenca de Veracruz ha sido explorada desde 1921, cuando la Metropolitan Oil Compañy perforó el pozo Cocuite-1, con base en manifestaciones superficiales de gas y agua salada encontradas en el volcán de lodo llamado "salitral". Este pozo alcanzó rocas del Oligoceno a la profundidad de 1464 m y resultó seco. Este hecho marco el inicio de una etapa de actividades geológicas y geofísicas por parte de las compañías petroleras extranjeras que se extendieron hasta 1923 con la perforación del pozo Cocuite-2, y el pozo Cuillaxcoyo-1 en 1932, que también resultaron secos.

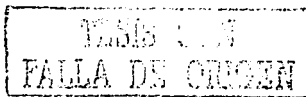
La compañía el Águila perforó en 1933 el pozo Rodríguez Clara-1 que alcanzó rocas del Oligoceno a una profundidad de 1739 m; no obstante, de que este pozo resultara seco, se encontraron manifestaciones de gas a la profundidad de 1440 m.

La perforación exploratoria tuvo sus primeros frutos hasta el año de 1956 con los descubrimientos de los Campos Mirador y Mata Espino, el primero productor de gas no asociado en rocas del Mioceno Inferior y el segundo productor no comercial de gas no asociado en rocas del Eoceno Inferior.

Otro periodo de éxitos exploratorios en la cuenca de Veracruz, lo marcan el descubrimiento del Campo Cocuite en 1966 con la perforación del pozo Cocuite-3 (el cual resulto productor en las formaciones de Mioceno Medio y Mioceno Superior), seguido del descubrimiento del Campo Novillero en el mismo año, del campo Veinte en 1968, Coapa -1 y Macuile-1 en 1974 y Estanzuela en 1977 todos ellos productores de gas seco, asociado y condensado.

La producción de la cuenca de Veracruz es básicamente gas no asociado proveniente de los Plays Mioceno y Plioceno. De tal manera que se puede resumir su historia de producción de la siguiente manera: En la década de los sesentas y setentas los objetivos exploratorios estaban enfocados a la búsqueda de yacimientos de aceite, preferentemente en carbonatos del cinturón plegado y sepultado de la plataforma de Córdoba (Capítulo 2), durante la década de los ochentas la perforación en la cuenca de Veracruz casi fue suspendida hasta su reactivación a finales de los noventas por la creciente demanda de gas en el país ya mencionada.

Del 1958 a 1976 se han descubierto 17 campos de aceite y gas asociado y no asociado. La producción al 2001 en los campos de la Cuenca de Veracruz fue de 35.7 miles de millones de pies cúbicos de gas y 73 millones de barriles de aceite. Se tiene una reserva remanente 3P certificada de 685.7 miles de millones de pies cúbicos de gas. Recientemente se ha intensificado la exploración terrestre dando como resultado la identificación de acumulaciones potenciales de gas que han dado lugar a redimensionar la cuenca, con una reserva remanente certificada de 900 MMMPC de gas (fuente: Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de Enero 2002).



En la porción terrestre de la Cuenca de Veracruz se han descubierto hasta ahora 8 campos productores, 4 de ellos producen actualmente gas seco dentro de los cuales se encuentra el campo Cocuite. La porción marina se encuentra actualmente en etapa exploratoria. La producción acumulada en la cuenca de Veracruz es de 157 MMPCF de gas no asociado (Las Reservas de Hidrocarburos de México, evaluación al 1 de enero de 2002.)

1.4.- Metodología

En forma general la metodología empleada en este estudio para aplicar AVO a la información que nos va servir de ejemplo, se puede dividir en cinco etapas principales de investigación:

1.4.1.- Etapa de Verificación y Acondicionamiento de los Datos.

Consiste en analizar la información sísmica y de pozos. Esta es una técnica donde la calidad de la información y su amarre con la petrofísica son fundamentales para tener éxito en sus predicciones, de tal manera que esta etapa es muy importante para evitar realizar un trabajo que nos conduzca a resultados erróneos.

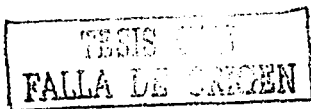
Para el caso de la información sísmica este análisis debe hacerse desde la adquisición de los datos, verificando que su diseño y operación hayan tomado en cuenta los requisitos mínimos para este objetivo (Apéndice II). Otro aspecto importante que debemos cuidar es que la secuencia de proceso aplicada preserve las amplitudes (Apéndice III).

En cuanto a los registros geofísicos de pozos el juego mínimo con el que debemos contar por pozo es: Sónico de onda P (Dipolar de preferencia), de Densidad, Potencial Espontáneo, Rayos Gama y Resistividades. En caso de contar con varias generaciones de curvas, adquiridas en diferentes épocas con diferentes parámetros, para trabajarse en conjunto se recomienda su normalización, hecha por un especialista (Petrofísico). La validación de los intervalos productores, sus cimas cronoestratigráficas así como sus propiedades petrofísicas son necesarias antes de cargarlas a nuestra base de datos.

Por lo regular los tiros de velocidades han sido un serio problema debido a su escasez de adquisición y esto no podía ser la excepción en esta área de estudio que de 15 pozos que constituye el Campo Cocuite, solo existe un tiro de velocidades (Cocuite-101), las demás curvas han sido aproximadas por métodos de regresión polinomial basados en registros sísmicos de campo (Cocuite-102, Cocuite-201, Cocuite-402, Cocuite-403, Cocuite-404 y Cocuite-405) y en "pseudo-sónicos" reconstruidos a partir registros de resistividades. (Andrew Group, 1996).

De tal manera que se esperan diferencias entre las cimas de los pozos y la sísmica debidas a esta falta de información de campo.

Para el acondicionamiento de los datos sísmicos los softwares especializados para realizar estudios de AVO (Geodepth de Paradim, Inc., Hampson-Russell, etc.) cuentan con herramientas de filtrado que ayudan a mejorar la imagen de los PRC's (filtros Pasa-Banda, Filtro inverso Radón; para reducir el ruido aleatorio y coherente.) o algunas otras opciones como rotación de fase, deconvolución, corrección dinámica, etc. Sin embargo estos no son paquetes de procesamiento de datos sísmicos, por lo



que si la información proporcionada por los centros dedicados es entregada con una relación señal ruido muy baja, difícilmente puede mejorarse dentro de estos paquetes, así que la recomendación es aplicar al menos una vez estas herramientas y si la imagen sísmica no mejora, canalizarla nuevamente a un centro dedicado evitando la tentación o urgencia de iniciar un trabajo así, en el cuál después de invertir un buen número de horas nos conduzca a resultados inconsistentes.

1.4.2.-Etapa de Modelado de la Respuesta Sísmica Real

Es aquella en la cuál a partir de los registros sísmicos, de densidad y los tiros de velocidades, generamos la respuesta sísmica sintética de las traza más cercana al pozo en cuestión, graficando sus modelos de gas in-situ (por tratarse de intervalos productores de gas), de doble espesor para el caso de arenas muy delgadas fuera de resolución sísmica (como es el caso de nuestros intervalos, ver sección 2.5), y de arena saturada 100% de agua a través de las ecuaciones de Gassmann (Sección A.1.7.8).

Dependiendo de la respuesta obtenida en el intervalo productor analizado, podremos clasificar el tipo de yacimiento en cuestión. Es indudable que a mayor cantidad de pozos con el mínimo de registros señalados, mayor será el control que se tenga de cada nivel estudiado; sin embargo, en nuestro caso solo contamos con tres que reúnen estas características: Cocuite-402, Cocuite-403 y Cocuite -405.

1.4.3.-Etapa de Inversión de AVO.

Es la etapa en la cuál probamos nuestro modelo geológico, determinado a través de los parámetros obtenidos en etapas anteriores (V_p , V_s y ρ), partiendo de la hipótesis de que si logramos ajustar los datos obtenidos a nuestro modelo propuesto, los parámetros que lo generan (Z_p , Z_s , siendo Z la impedancia acústica) provienen del subsuelo; pero si esto no se logra en el primer intento abra que decidir en hacer los ajustes necesarios entre el modelo y los datos reales hasta lograr esta congruencia.

1.4.4.-Análisis Sobre el Volumen Sísmico Real

Es la etapa en la cuál generamos un número determinado de atributos de AVO (cuyo significado físico veremos en la sección A.1.3) sobre el volumen sísmico real, para visualizar su distribución de anomalías en planos obtenidos sobre horizontes productores previamente interpretados en el dominio del tiempo, a partir de esto podemos generar líneas arbitrarias que nos permitan correlacionar el atributo calibrado en el intervalo productor de los pozos conocidos, en cualquier dirección donde se presentes anomalías de interés no probadas.

A los PCR's de cada una de las líneas arbitrarias construidas se le puede hacer su análisis con gráficas y secciones cruzadas de algún o algunos de los atributos de AVO (sección A.1.4), para visualizar los puntos anómalos dentro de la sección apiada con potencial de contener gas.

1.4.5.-Apoyo a la generación de nuevas oportunidades exploratorias.

Una vez logrado lo anterior, entre el modelado directo y la inversión de AVO, debemos de integrar las propiedades petrofísicas del Campo, con los atributos de AVO obtenidos en las etapas anteriores, en este sentido nos es muy útil analizar la relación



mediante gráficas cruzadas tridimensionales entre los atributos sísmicos de AVO (para nuestro caso fue $P \times G$, debido al tipo de arena del Campo Cocuite que encontramos, (sección A.1.3) con los valores de resistividades de los intervalos productores, para analizar la respuesta de este atributo al contenido de fluidos. Lo mismo puede hacerse con el atributo de AVO en cuestión y los valores de potencial espontáneo o rayos gama para ver su sensibilidad a los cambios litológicos. Una vez visualizadas estas relaciones podremos encontrar los valores de corte a la presencia de gas del atributo de AVO en cuestión y extrapolar sus tendencias calibradas con los valores petrofísicos hacia zonas sin control de pozos con la finalidad de proponer y dar apoyo a nuevas oportunidades exploratorias y de desarrollo del cubo sísmico.

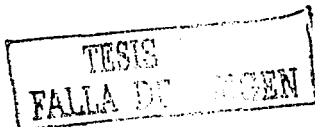
1.4.6.- Consideraciones adicionales a la metodología.

Es importante en este método de trabajo la participación de otros especialistas de las ciencias de la tierra, en mayor medida de la rama petrofísica, sedimentológica y de producción (este último con frecuencia en exploración pasamos por alto). Una de las experiencias que dejo este trabajo, fue al observar que la respuesta del atributo de AVO aplicado al volumen sísmico no respondía a los resultados de algunos pozos que se tienen clasificados como productores, se invirtió un buen número de horas tratando de justificar la presencia estas anomalías a los resultados de todos los pozos sin lograr iluminarlos al mismo tiempo, por tales motivos se decidió investigar los estados de producción actuales y se encontró con información "nueva" que justificaba estos resultados. Pozos que fueron productores en los setentas, ochentas y algunos de ellos en los noventas actualmente se encuentran cerrados por flujos intermitentes, baja presión e invasión de agua salada, tales son los casos del yacimiento "G" en los pozos: Cocuite-3, Cocuite-4, Cocuite-6, Cocuite-402 y Cocuite-404 los cuales iniciaron con buenos flujos y presiones pero que actualmente se encuentran cerrados, aunque sigan reportados como productores. En otros casos fueron reportados como pozos secos sin probarse, basándose en los análisis de sus registros petrofísicos tales son los casos del Cocuite-13 y Cocuite-102, en el primero de los cuales observamos una anomalía de $P \times G$ debajo de la tubería que no se podía justificar desde el punto de vista de su resultado reportado. En conclusión la diferencia de 30 años entre algunos registros geofísicos y los recién adquiridos datos sísmicos permiten ver que las anomalías observadas actualmente no corresponden en espacio a la localización de los pozos, cosa que no resulta tan evidente con la información petrofísica proporcionada por el Activo, hasta no complementarla con los datos actuales de producción, de ahí la importancia referida.

1.4.7.-Flujos de Trabajo.

A continuación se presenta un flujo de trabajo general recomendado en la literatura para los estudios de AVO, Fig. 1.2 sin que con esto se pretenda decir que para todo estudio de este tipo se tengan forzosamente que cubrir todas y cada una de las etapas señaladas.

El diagrama de flujo dado en la figura 1.3, presenta un breve resumen de la metodología llevada a cabo en este estudio.



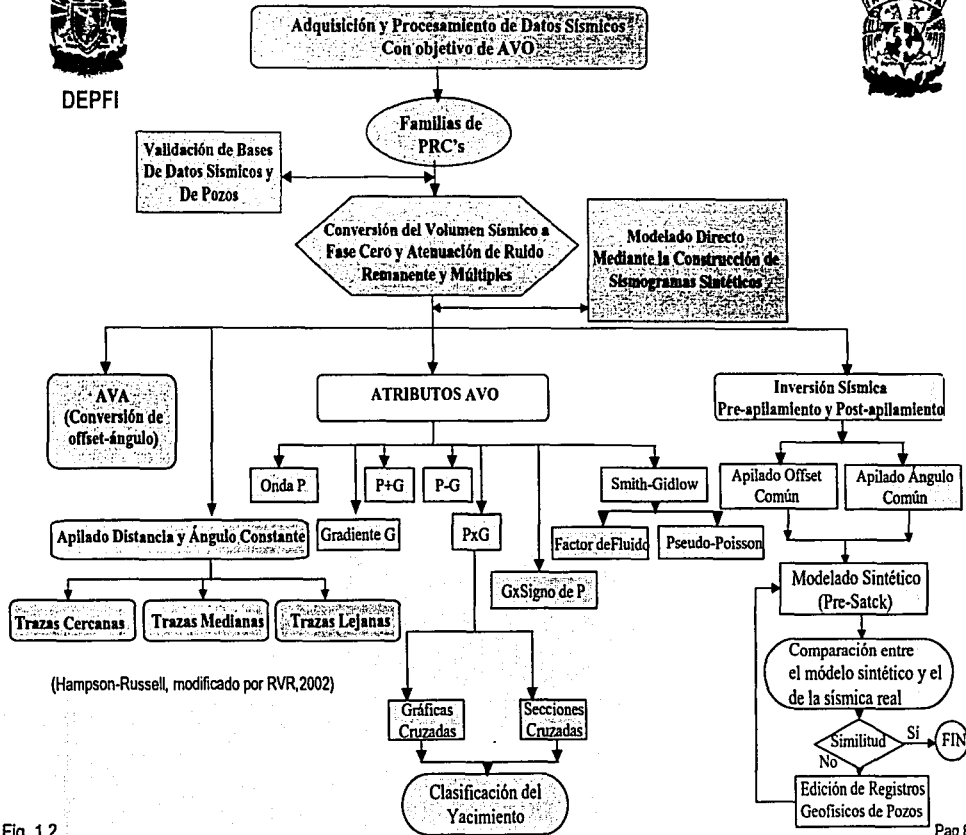


DEPFI

FLUJO DE TRABAJO GENERAL PARA UN ANÁLISIS DE AVO



NECESARIO PARA VENTA Y ALQUILER DE DATOS SISMICOS



(Hampson-Russell, modificado por RVR, 2002)

Fig. 1.2

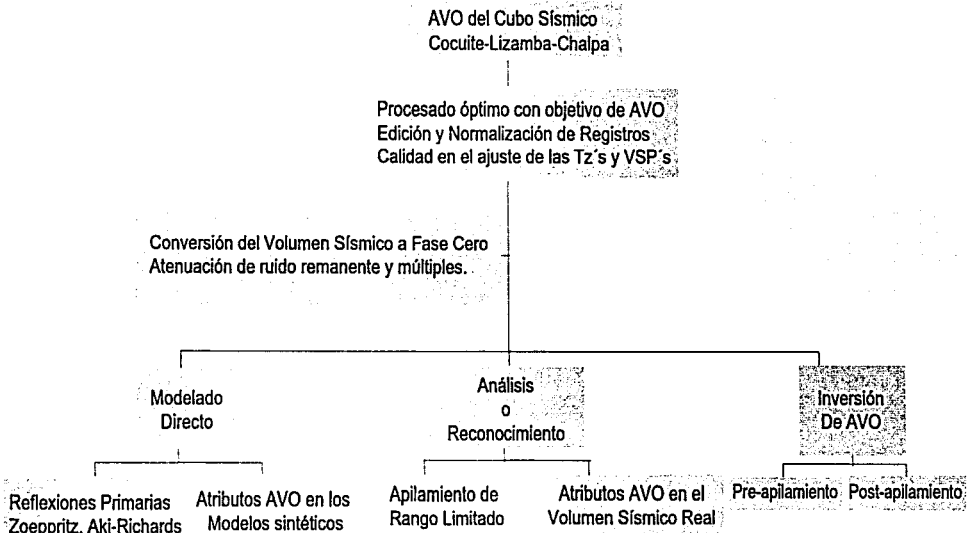


DEPFI

RESUMEN DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN ESTE ESTUDIO



TEST
RALLA



(Hampson-Russell, modificado por RVR,2002)

2.- GEOLOGÍA REGIONAL Y DEL CAMPO DE ESTUDIO

2.1.- Estudios Antecedentes

La mayor parte de la información que sirvió de base para el descubrimiento de cantidades comerciales de aceite y gas en la región, se debe principalmente a los estudios realizados por personal técnico de Petróleos Mexicanos, de los cuales solo un pequeño número de artículos de trabajos geológicos en el área de estudio han sido publicados, siendo su principal objetivo el establecimiento de la evolución tectónica regional del frente tectónico y la cuenca de Veracruz así como su interacción entre ambos. (Mossman y Viniegra,1976),(Cruz-Helu et al.,1977),(Lisandro Rojas,1999) y recientemente (Arturo Soto et al., 2001).

Para el marco Tectónico Global, Estratigráfico e Interpretación Estructural se pueden consultar también el volumen "La Geología de Norte América " parte titulada "La Cuenca del Golfo de México" de Salvador A.1991.

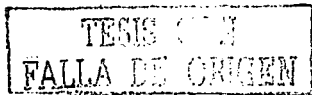
Para este estudio, el autor ha accedido a un número de reportes técnicos internos la mayoría de ellos sin publicar que PEP-Activo Papaloapan ha realizado en años recientes, con la finalidad de conocer la evolución tectónica del cinturón plegado de la sierra de Zongolica y Cuenca Terciaria de Veracruz (PEP-IMP-AMOCO,1995), "Evolución Estratigrafía y Potencial Económico de la Cuenca Terciaria de Veracruz" (PEP-IMP-AMOCO,1995), "Sistemas generadores en la cuenca de Veracruz" (PEP-CHEVRON,1993), "Excursión Geológica al Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica" (PEP,1996), Estudio de Caracterización de Campos Terciarios de Veracruz" (The Andrews Group International,1996). Todos ellos han contribuido a concentrar el estado de conocimiento geológico que se tiene de la zona de estudio hasta estos momentos.

2.2.- Evolución Tectónica de la Cuenca de Veracruz

El área de estudio queda comprendida en la denominada cuenca de Veracruz Fig. 2.1.

La Cuenca de Veracruz es un depocentro formado durante el Paleoceno-Oligoceno como resultado de la deformación litostática originada por el levantamiento y deformación de la Plataforma de Córdoba, pudiéndose clasificar como una cuenca de Antepais(Tankard et al, 1986. Fig. 2.2), rellenándose del Eoceno Medio al Reciente con más de 9,000 m. de detritos derivados de los carbonatos de la Plataforma de Córdoba, de materiales igneos más recientes de la Sierra de los Tuxtlas, Alto de Santa Ana, Alto de Anegada, y de materiales metamórficos provenientes de La Mixtequita y de la Sierra de Juárez. Posteriormente durante el Mioceno Medio-Plioceno mediante procesos independientes a los que dieron lugar la formación del cinturón plegado, la cuenca sufrió una deformación postdeposicional que originó los principales elementos estructurales que se observan en la parte central de la Cuenca de Veracruz.

Fisiográficamente ocupa la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental sin que esta constituya su límite oriental, hacia el sureste se encuentra



limitada por la Cuenca Salina del Istmo y la Sierra de los Tuxtlas, esta última provincia junto con el alto de Santa Ana al norte están constituidas por rocas volcánicas que atestiguan la actividad magmática que tuvo lugar durante el Neógeno y Cuaternario en la zona. Hacia el norte las dos unidades tectónicas descritas están separadas del resto de la Sierra Madre Oriental y de la Cuenca Tampico-Misantla por el Eje Neovolcánico Mexicano. Hacia el suroeste se encuentran limitadas por el Terreno Juárez, por el Macizo de la Mixtequita y por la Sierra de Chiapas, finalmente hacia el occidente se encuentra limitada por el "Frente Tectónico Sepultado".

De esta manera el Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica y la Cuenca de Veracruz están ubicados entre un clásico cinturón plagado y cabalgado laramídico y su antefosa (Cuenca de Veracruz); con una trascurrencia compresiva del Neógeno (asociada a la deformación Chiapaneca) que dió origen a plegamientos asimétricos de doble vergencia afectados por fallas inversas de alto ángulo con zonas de despeje profundas que no se alcanza a observar en la sismica probablemente debido a masas arcillosas muy deformadas en la parte central de la cuenca, (G.L., Prost, 1996) Fig.2.3.

Desde el punto de vista de la tectónica global el área de estudio se encuentra en la parte meridional de la Placa de América del Norte aproximadamente a 250 Km. al norte de la Trinchera de Meso-América, lugar en donde en el Cretácico Tardío la Placa de Farallón se deslizó por debajo de la Placa de América del Norte, generando los esfuerzos compresivos que dieron origen a la formación del Frente Tectónico referido a la Orogenia Laramide (Coney, P.J. 1978, Salvador, A., 1971). También encontramos a 500 Km. aproximados al sureste del área de estudio a la zona transformante Montagua - Polochic, a través de la cual la Placa del Caribe se reacomoda hacia el este-noreste con respecto a la Placa de América del Norte que seguía su movimiento relativo hacia el occidente, generando un esfuerzo compresivo-trascurrente observado en el Neógeno de la Sierra de Chiapas (Sánchez-Montes de Oca, R., 1979) y que se plantea como hipótesis en la formación de la deformación del Mioceno Medio de la Cuenca de Veracruz, (PEP-IMP-Omoco, 1995) Fig. 2.4.

La historia geológica de la cuenca de Veracruz ha estado dominada por continuos extensiones y subducciones asociadas con la apertura del golfo de México, seguida de una margen pasiva durante el Cretácico. Básicamente su evolución tectónica fué determinada por la Orogenia Laramide del Cretácico Tardío (Maastrichtiano) al Terciario Reciente (Eoceno Medio) y por la deformación Chiapaneca del Mioceno Temprano al Mioceno Tardío.

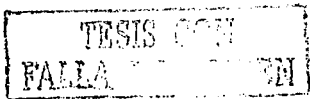
2.3.- Marco Estructural de la Cuenca

La Cuenca Terciaria de Veracruz cubre un área rectangular orientada de noroeste a sureste de aproximadamente 8,000 Km.². El estilo de deformación y la orientación de sus estructuras permite dividirla en una región noroccidental y en una región sur-oriental.

Este estudio se encuentra en la región noroccidental de la cuenca de Veracruz.

La Región noroccidental comprende dos dominios que de occidente a oriente se describen a continuación.

1.- Dominio de Homoclinal Regional.- Equivalente a lo que Mossman y Viniegra (1976) describieron con el nombre de "fosa frontal". Se encuentra en la parte



occidental de la Cuenca de Veracruz y se extiende a manera de graven entre la falla frontal del cinturón plegado y una falla inversa de "alto ángulo" con caída hacia el oriente identificada con el nombre genérico de falla NVC (Novillero-Víbora-Chachalacas) que se extiende de sur a norte a través de los campos Loma Bonita - Novillero - Veinte - Mirador - Cocuite - El Pozo Vibora -1 - Chacalacas con un rumbo promedio de N20° W. En este dominio los estratos del Cerciario cubren discordantemente al cinturón plegado y forman un homoclinal con caída al oriente, Fig. 2.3.

2.- Dominio de la fosa central.- Está limitado al occidente por la falla inversa de alto ángulo referida anteriormente y al oriente por una serie escalonada de fallas inversas con rumbo promedio N 60° W y con una caída más suave hacia el occidente, Fig. 2.3.

Esta zona de fallas mencionadas da lugar a un área triangular que contiene a un sinclinal central cuyos flancos corresponden a los limbos de los anticlinales cortados por las fallas limítrofes. Los anticlinales de la parte occidental se alinean en una banda paralela a la falla Novillero-Víbora-Chachalacas y tienen sus ejes inclinados oblicuamente hacia esta falla. Por lo tanto estos pliegues tienen la orientación propia de un patrón escalonado en un sistema de cizalla lateral - derecha. Esto podría indicar que la falla Loma Bonita - Vibora tiene una componente de desplazamiento lateral derecho.

Se puede observar como el alineamiento de estratos Oligoceno - Mioceno Medio se adelgazan en dirección a la Falla lo que indica un movimiento vertical sin-sedimentario a lo largo de la falla, Fig. 2.3.

2.4.- Marco Estratigráfico Regional

La Cuenca esta rellena de sedimentos terrígenos de mares profundos que se depositaron del Paleoceno al Reciente. Desde el punto de vista sedimentario los depósitos se caracterizan por alternancias monótonas de lutitas y areniscas las cuales se ven interrumpidas localmente por conglomerados, flujos de escombros y facies de canales turbidíticos rectos y con meandros. (Cruz Helú et al 1977). de los más de 9000 m. estimados de relleno, 5000 m. aproximadamente corresponden a secuencias del Oligoceno-Mioceno, Fig. 2.7.

La depositación sedimentaria de la Cuenca durante el Paleoceno se lleva a cabo bajo la influencia tardía de la Orogenia Laramide que originó los bloques cabalgados y plegados del frente tectónico sepultado referido anteriormente, estos levantamientos originaron la formación de gradas escarpes por donde pudieron movilizarse flujos intermitentes de escombros de origen calcáreo, Los sistemas siliciclásticos de aguas profundas provocan cantidades importantes de sedimentos y una gran variedad de depósitos característicos de los tratos de sistemas de nivel bajo (LST): tales como abanicos submarinos de piso de cuenca que son yacimientos de impacto mundial en cuanto a su record de producción (Campos Novillero Cocuite y Playuela), los abanicos de pie de talud que de manera promedio mundial han sido de menor producción comparado con los anteriores (Campos: Mirador y Novillero), y canales

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

entrelazados y facies transgresivas que también han sido de interés comercial pero que en términos generales han sido de dimensiones pequeñas (Campos: Macuile, Coapa, Estanzuela, Veinte y Cocuite), Fig. 2.8.

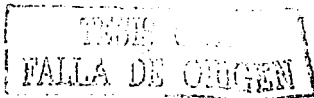
Del Paleoceno al Mioceno Inferior durante los sistemas depositacionales de nivel del mar bajo de corta duración se desarrollan los principales cañones submarinos que se observan en los límites de las plataformas de esos tiempo como: los Paleo-cañones del Papaloapan, Mata-Gallina, Los Mangos y Jamapa, Altaluz y Paso de Ovejas cuya sedimentación se vio interrumpida por continuos periodos transgresivos, Fig. 2.9.

Las potentes unidades de lutitas observadas antes del Mioceno, tienen un origen de mayor influencia marina según reportes biostratigráficos realizados en el Activo, indicando un ambiente profundo de Cuenca y larga duración, en comparación de los niveles bajos de relativa corta duración, donde se depositaron cuerpos de arena que separaron las secuencias anteriores.

En el Mioceno Inferior, la Cuenca alcanza su periodo máximo de subsidencia lo que origina un fuerte desnivel entre su parte central y los altos volcánicos ya existentes de la sierra de los Tuxtlas al sureste y el de Santa Ana al norte referidos anteriormente y la Sierra de Zongolica (Parte expuesta de la Plataforma de Córdoba deformada), esto da como consecuencia las primeras variedades de composición de granos de calcáreos a metamórficos en el oeste y suroeste e igneos y calcáreos en el norte y sureste, los yacimientos de este periodo se encuentra asociado con el fracturamiento de los conglomerados que se depositaron en el Cuenca durante sus primeras etapas de relleno a través de paleocanales rectos preexistentes (Cruz Helú et al. 1977).

En el Mioceno Medio se interpreta que tuvo lugar un evento de máxima inundación tanto por los datos biostratigráficos como por la curva de Haq et al., 1988. En sus configuraciones internas se identifican terminaciones de traslape hacia abajo ("downlaps") y hacia arriba ("toplaps") característicos de superficies transgresivas, también se observan geometrías de teja ("shingled") que se da en progradaciones de baja pendiente, además de geometrías monticulares que manifiesta condiciones depositacionales de alta energía. Estos cambios también representan lo que se ha dicho acerca de los cambios múltiples en la dirección de transporte del sedimento. Durante este periodo tiene lugar la deformación transpresiva que alcanza su máximo desarrollo a finales de este tiempo, produciéndose dos alineamientos estructurales de fallas inversas identificados como fallas NVC(Novillero-Vibora-Chacalacas) al occidente y TAS (Los Tuxtlas-Anegada-Santa Ana) al oriente ya referidas y originando la formación de tres marcados dominios sedimentarios que causaron la variación de los patrones de dispersión también mencionados, así como de sus fuentes de aporte. Para el Mioceno Inferior fue de oeste a este, para el Mioceno Medio cambio de noroeste a sureste, para la época tardía del Mioceno Medio cambio del suroeste al noreste, de tal forma que la composición de granos en las areniscas varía gradualmente su influencia calcárea por ignea y metamórfica de acuerdo a su posición estratigráfica con respecto a la fuente de aporte para cada tiempo referido, (Arturo Soto et al., 2001).

Desde el punto de vista petrolero los yacimientos del Mioceno Medio se encuentran asociados a facies de bordos y canales complejos (Novillero y Cocuite) y el recién descubierto campo Playuela, situado en la parte noreste de estos campos.



A partir del Mioceno Superior el sistema sedimentario se caracteriza por la depositación de más intervalos arenosos, indicando variaciones de nivel del mar de alta frecuencia. Posteriormente, en el Plioceno Temprano, frecuentes variaciones de arena y lutitas de espesores delgados, indican que los movimientos tectónicos cambiaron a vibraciones verticales y a variaciones del nivel del mar de alta frecuencia, reflejando el patrón típico del Cenozoico Tardío, dando lugar al desarrollo de geometrías clinoformas en dirección noroeste – sureste marcando así un período regresivo, que finalmente llevo el nivel del mar a ocupar su posición actual, los yacimientos asociados con estos eventos son encontrados en areniscas de grano fino que rellenaron sinuosos canales con alta migración lateral.

2.5.- Modelo Geológico del Campo de Estudio

2.5.1.- Marco Estructural

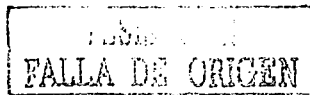
El Campo Cocuite estructuralmente se desarrolla en diferentes niveles estratigráficos del plegamiento anticlinal asimétrico denominado alto de Mirador, que forma parte el alineamiento Mirador-Playuela-Víbora que a su vez conforma el alineamiento regional referido en la sección anterior (2.2) como NVC (Novillero-Víbora-Chacalacas), Fig. 2.10 y Fig.2.11.

Las secciones sísmicas revelan tres etapas principales de evolución geológica estructural:

- 1.- Las secuencias del Eoceno-Mioceno Medio se vieron afectadas por la falla principal transpresiva, que conforma el alineamiento NVC de alto ángulo con terminaciones de traslapes o solapamientos hacia arriba ("toplaps").
- 2.- El Mioceno Superior y Plioceno Inferior no resulta tan afectado en esta porción de la Cuenca por la compresión referida (inciso 2.3), en su lugar empiezan a dominar las configuraciones progradacionales y monticulares.
- 3.- En las secuencias más somera dominan las configuraciones sigmoidales que indican una variación en el ambiente de depósito, debido posiblemente a un cambio relativo del nivel del mar que fue colocando paulatinamente la línea de costa hasta su posición actual, estas progradaciones se observan en dirección oeste a este y de norte a sur.

2.5.2.- Marco Estratigráfico

Dentro de cada uno de los sistemas depositacionales identificados en el estudio de Caracterización del Campo Cocuite a partir de sísmica 2D y datos de pozos, se tienen identificados un cierto número de unidades litológicas y unidades de flujo. Las unidades litológicas contienen básicamente cuerpos de arena y arenas arcillosas con algunas lutitas intercaladas, indicando generalmente intervalos de sistemas de nivel bajo con características petrofísicas que favorecen la acumulación de hidrocarburos. Las unidades de flujo consisten de horizontes que producen gas, agua y zonas con potencial detrás de la tubería, las unidades de flujo se encuentran subordinadas a las unidades litológicas las cuales pueden contener unidades de flujo con gas y agua (son los intervalos de mayor interés económico), en este estudio se les denominara con el nombre más genérico de "yacimiento".



Los yacimientos productores en el campo Cocuite se encuentran desarrollados en tres niveles estratigráficos probados y dos en estudio las unidades litológicas que han probado contener unidades de flujo con cantidades comerciales de gas seco son:

a) El yacimiento denominado "M" que se encuentra emplazado en un sistema sedimentario del Mioceno Medio entre los 2500 y 2700 m de profundidad, Fig. 2.10.

Se interpretó en el Activo de Exploración Papaloapan sobre el límite de secuencia 11.7 ma. de la curva de ciclos eustáticos de Haq 1988, cuyas secuencias de tercer y cuarto ordenes a partir de los registros eléctricos de los pozos Cocuite-402, Cocuite-403, Cocuite-405 y Cocuite-201 fueron interpretadas por el grupo de trabajo "Cuenca Terciaria Papaloapan", como parasecuencias grano-crecientes en su base que representan facies distales de abanicos submarinos, sobre las cuales se desarrollan una serie de canales sobrepuestos que gradualmente pasan a un sistema de parasecuencias grano-decrecientes de canales secundarios rellenos de arena y sedimentos pelágicos.

Su litología consiste básicamente de arenisca de grano fino compuesta por granos de cuarzo subangulares a subredondeados, Fig. 2.12.

b) El Yacimiento denominado "G" que se encuentra emplazado en el sistema sedimentario Mioceno Superior localizado entre los 2100 y 2200 m de profundidad

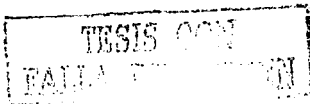
Se interpretó sobre una secuencia del Mioceno Superior cuyo mapa de amplitudes RMS* obtenido por el grupo de interpretación de la Cuenca Terciaria del Activo Papaloapan, presenta una expresión morfológica que se interpreta como de abanico submarino con un amplio desarrollo lateral, parcialmente erosionado en su porción noroccidental y cuyas parasecuencias interpretadas a partir de los registros eléctricos de los pozos Cocuite-3, Cocuite-4, Cocuite-5, Cocuite-6, Cocuite-404 y Cocuite-405 presenta en su base sistemas de bordos y canales apilados de 5 a 20 m de espesor los cuales gradúan a lóbulos secundarios hasta rellenarse con sedimentos pelágicos. Litológicamente se trata también de arenisca de grano fino, color café claro, compuesta de cuarzo policristalino, feldespatos potásico y fragmentos de rocas ígneas, lutitas y calizas, Fig. 2.13.

c) Y el Yacimiento denominado "E" que se encuentra emplazado en los sistemas sedimentarios del Mioceno Superior-Plioceno Inferior localizado entre los 1600 y 1650 m de profundidad.

Se interpretó sobre el límite de secuencia 5.73 ma. de la curva de ciclos eustáticos de Haq, 1988. El mapa de amplitudes RMS que presenta una expresión morfológica y parasecuencias que pueden relacionarse a un complejo de canales sinuosos con buena distribución lateral de arenas. Los registros en el pozo Cocuite-3 se interpretan como arenas de desborde distales y en los pozos Cocuite-5, Cocuite-6 y Cocuite-403 se interpretan como arenas de desborde.

Las estructuras sedimentarias identificadas a través de núcleos (Cocuite-102, Núcleo-1), reportan estructuras de canales, con gradación normal, laminaciones cruzadas de alto ángulo y arcillosas paralelas que en conjunto representan los complejo de canales y diques depositados por corrientes de turbidez, ricas en lodos con fuentes de abastecimiento múltiples en el piso de la cuenca, (Reading y Richards, 1994).

Su litología se compone de areniscas de grano fino a medio y fragmentos de roca arcillosa que rellenan los canales referidos, Fig. 2.14.



**Amplitudes RMS (root mean square).-Se define como la raíz cuadrada de la suma de la energía en el dominio del tiempo ($R^2(t)^*$), dentro de la ventana seleccionada. Este atributo de la traza sísmica es recomendado para indicar valores aislados y extremos de anomalías de amplitud y sus resultados permiten identificar cambios litológicos como los observados en canales y arenas con gas (Quincy Chen & Steve Sydney, 1997).*

Los horizontes sísmicos interpretados representan superficies de tiempo y no horizontes litológicos, por lo que aunque algunos horizontes se encuentran asociados a la cima de unidades estratigráficas, esto no implica litología continua y se espera cambios litológicos a lo largo de estos horizontes.

La separación lateral entre unidades litológicas y de flujo puede deberse a cambios de facies o a la actividad de fallas desarrolladas durante el plegamiento, mientras que la separación vertical se debe básicamente a variaciones relativas del nivel del mar que indican fuertes cambios ambientales.

2.6.- Propiedades Petrofísicas del Campo de Estudio

La porosidad de las muestras es por lo general una macroporosidad intergranular con poros de hasta 100 micras de diámetro, interconectados por un sistema bien desarrollado de garganta, la mayor parte de la porosidad y permeabilidad de las areniscas se conserva como una porosidad primaria, no parece ser el resultado de un desarrollo poroso secundario o de una disolución de minerales inestables, la presencia de pequeñas cantidades de cemento y la falta de una fuerte compactación mecánica indica que después de una fase temprana de cementación, la diagénesis se detuvo o se redujo significativamente, preservándose la porosidad y permeabilidades depositacionales.

En términos generales la calidad de los yacimientos como rocas almacenadoras en el campo Cocuite, son de buena porosidad y permeabilidad tanto a nivel de núcleos como por su análisis petrofísico, esto sugiere que las características originales se preservaron mediante un depósito mínimo de cementante, (The Andrews Group International, 1996).

2.6.1.-Determinación de su litología y evaluación del volumen de arcilla

El Registro de Potencial Espontáneo "SP", fue la herramienta utilizada en la identificación de paquetes permeables del campo Cocuite junto con información de núcleos cuando se contaba con ellos, por tal motivo la curva SP en todos los pozos del Campo se normalizó de la siguiente manera:

El valor de la línea base de lutitas para cada pozo se ubicó en un valor cero. Las arenas limpias libres de arcilla en los intervalos de interés se analizaron para definir la deflexión máxima de la curva "SP", los valores SP se promediaron a lo largo de este intervalo y su valor promedio se fija a una deflexión máxima de -98 unidades API. El resto de los valores de las curvas se normalizaron entre la línea base de lutitas(cero) y el valor promedio de arenas limpias de -98 unidades.

La curva SP, normalizada mediante el procedimiento anterior se designo con el nombre de la curva de SPN.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el pozo Cocuite-102 el SP no se tomó hasta la profundidad total, debido a un cambio de lodos a base aceite, en esta porción se corrió una curva de rayos Gama(GR), esta curva se convirtió en una curva aparente de SP, multiplicándola por -1 y fijando la línea base de lutitas en cero. El registro SP aparente así obtenido se normalizo también siguiendo el método descrito anteriormente y se identifico con el nombre de la curva SPN_GR.

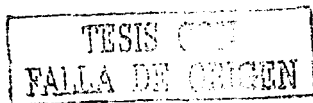
La litología se obtuvo a partir de la deflexión de los registros anteriores al alejarse o acercarse de la línea base de lutitas tomando en cuenta los valores universales de corte de litologías para arenas limpias(-100 a -60 Unidades API), arenas arcillosas (-60 a -20 Unidades API) y lutitas (-20 a 0), con estas curvas también se calcularon los volúmenes de arcilla contenida en los paquetes evaluados para poderles determinar valores de porosidad efectiva.

2.6.2.-Determinación de Porosidad.

En el campo Cocuite, no se contó en sus primeras evaluaciones con registros de densidad ni de neutrón calibrado para calcular la porosidad, por tanto hubo necesidad de utilizar el registro sísmico para evaluarla, sin embargo de los diez pozos perforados en ese tiempo solo dos tuvieron registro sísmico original: Cocuite-101 y Cocuite-102 y de estos dos solo el primero corto los yacimientos "E" y "G" y ninguno penetro el yacimiento "M", además ninguno es productor de gas para poder calibrar su respuesta; por tales razones se opto por obtener pseudo-sónicos utilizando gráficas cruzadas entre los valores de sus resistividades y los valores de los registros sísmico de estos dos pozos, posteriormente mediante un análisis regresivo, permitió obtener dos tipos de ecuaciones polinómicas de tercer orden; una para resistividades bajas (< 5 ohms) obtenida con los datos de los pozos señalados (por ser improductivos) y otra obtenida con la correlación de pozos productivos a ese nivel del Campo Novillero para resistividades altas (> 5 ohms). (Vol. 2, Caracterización de Campos Terciarios de Veracruz, 1996).

Después de aplicar las ecuaciones obtenidas a todos los registros de resistividad de los pozos sin registro sísmico de campo, la base de datos con la cual se evaluó la porosidad del campo quedo de la siguiente manera:

- Cocuite-3.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-4.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-5.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-6.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-10.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-12.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-13.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-15.-Seudo-sónico calculado a partir de su registro de resistividad.
- Cocuite-101.-Sónico de campo.
- Cocuite-102.-Sónico de campo.
- Cocuite-201.-Sónico y densidad de campo.
- Cocuite-402.-Sónico y densidad de campo.
- Cocuite-403.-Sónico y densidad de campo.
- Cocuite-404.-Sónico y densidad de campo.



Estas porosidades se calcularon utilizando el tiempo de tránsito de una matriz de arenisca ($55.6 \frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}}$) y se corrigieron tanto por efectos de lutita sin compactar como por efectos de gas, obteniendo en cada zona de interés para cada pozo: Porosidad Total.- Porosidad calculada sin corregir por efectos de volumen de arcilla. Porosidad Efectiva.- Porosidad Total reducida en función del volumen de arcilla. La porosidad calculada en cada zona se comparo con el valor del núcleo cuando este existe, con el fin de afinar los valores, la curva final de porosidad efectiva calculada u corregida se nombro como PHIE.

2.6.3.-Determinación de Permeabilidad

Fué basada en el análisis de gráficas cruzadas entre registros de porosidades y valores de permeabilidades de 10 muestras de núcleos de los pozos del Campo, considerando como permeabilidad total a las obtenidas sin corrección por presiones de confinamiento del yacimiento y como permeabilidad efectiva a las obtenidas corregidas por presiones de sobrecarga por sepultamiento. Mediante análisis de regresión se obtuvieron dos expresiones que se ajustan a una buena correlación entre la porosidad y la permeabilidad en el campo. Para calcular la permeabilidad efectiva, el valor de porosidad derivado del registro PHIE se sustituye en la expresión corregida por presiones de sobrecarga y por sepultamiento, a la curva resultante se le denomina como CalPerm.

2.6.4.-Cálculo de Saturación de agua

Los intervalos de arenas limpias tanto del Pozo-101 como del Pozo 102, se utilizaron par efectuar una análisis gráfico de Pickett y obtener la resistividad del agua R_{w_a} , dando como resultado que el agua del Campo Cocuite tiene un $R_{w_a} = 0.0083 \Omega\text{-m}$, con $a=1.0$, $m=1.5$, $n=2.0$.

Con los valores anteriores (R_{w_a} , a , m y n), la curva de porosidad de cada pozo y las temperaturas promedio de yacimientos, se crearon las curvas de saturación de agua que finalmente se designaron con el nombre de SW.

2.6.5.-Determinación del Espesor Impregnado

Una ves obtenidos todos los parámetros petrofísicos anteriores, se efectuó un análisis de valores de corte para determinar la zona de espesor neto impregnado. Se construyeron gráficas cruzadas de características estándar de porosidad, volumen de lutita, permeabilidad, saturación de agua contra volumen de poros con hidrocarburos en los intervalos productores de cada pozo, a partir de este análisis se establecieron los siguientes valores de corte para zonas de espesor neto impregnado:

Permeabilidad: 0.4 a 300 Md
Volumen de Lutita: 0.0 a 50%
Saturación de Agua: 0.0 a 70%.



No se utilizó un corte en la porosidad mínima debido a que se determinó que la permeabilidad es más efectiva para definir la zona de espesor neto impregnado en los yacimientos del Campo, sin embargo se aplicó un corte máximo de porosidad del 40% para evitar obtener valores fuera de los límites naturales de los materiales considerados.

A continuación se dan los valores de los parámetros petrofísicos obtenidos por el grupo de trabajo de la Cuenca Terciaria Veracruz. (Pendientes de conseguir en el Activo los valores actuales)

La porosidad promedio de Yacimiento "M" es del 22%

La porosidad promedio del Yacimiento "G" es del 26%

Y su permeabilidad promedio varía de 200 a 300 Md.

La porosidad promedio del Yacimiento "E" es del 30%.

Y su permeabilidad promedio varía de 0.3 a 500 Md de gas.

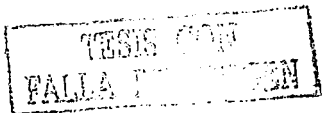
En las figuras 2.15 y 2.16, se proporcionan las configuraciones de las porosidades y permeabilidades de los niveles E, G y M.

2.7.- Estadísticas de Producción del Campo de Estudio

Es un campo de 200 bcf de gas seco cuya producción da inicio en 1966 con la perforación del pozo Cocuite-3, el cual resultó productor de gas en las formaciones del Mioceno Medio y Mioceno Superior, a la fecha de realización de este estudio se han perforado 15 pozos; 8 exploratorios y 7 de desarrollo de los cuales nueve han sido productores de gas seco: Cocuite-3, Cocuite-4, Cocuite-5, Cocuite-6, Cocuite-201, Cocuite-402, Cocuite-403, Cocuite-404 y Cocuite-405 en diferentes niveles, cuatro invadidos de agua salada: Cocuite-10, Cocuite-12, Cocuite-15, Cocuite-101, y dos no fueron probados debido a los resultados de los análisis de sus registros: Cocuite-13 y Cocuite-102. La producción por pozo oscila entre 7 y 10 bcf aunque el Cocuite-3 llegó a acumular 27 bcf y actualmente se encuentra con flujo intermitente de gas y baja presión. Se espera conectarlo a la línea de producción al terminar la instalación del sistema de compresoras de baja presión (100 psi.), que actualmente se instala en el campo, para incrementar el gasto de producción por pozo.

Las presiones iniciales de yacimiento tomadas en los pozos Cocuite-3, Cocuite-4, Cocuite-5 y Cocuite-6 en los tres diferentes intervalos disparados ("M", "G" y "E"), se graficaron contra la profundidad bajo nivel del mar y se determinó que sus valores no caen sobre la misma línea de gradiente de gas, indicando con esto la existencia de los tres diferentes yacimientos que hemos venido señalando.

A continuación presentaremos los estadísticos de producción por yacimiento, para cada pozo a través de su producción diaria y acumulada:



Yacimiento "M" (Mioceno Medio).

En la tabla siguiente se pueden observar los pozos productores que al 1 de Enero de 2002, han acumulado una producción de 10.5 MMMPC en 3 años y 38.5 MMPCD.

Pozo	Producción Diaria MMPCD	Producción Acumulada MMMPC
C-201	14.4	7.5
C-402	8.5	3.5
C-405	15.6	

Tabla. 2.4

Yacimiento "G" (Mioceno Superior)

En la tabla siguiente se pueden observar los pozos productores que al 1 Enero de 2002, han acumulado una producción de 36 MMMPC en 20 años y una producción diaria de 41.2 MMPCD.

Pozo	Producción Diaria MMPCD	Producción Acumulada MMMPC
C-3*	7.7	21
C-4**	4	6.7
C-6	3.1	4.1
C-402	17	3
C-404	9.4	1.6

Tabla. 2.5

Yacimiento "E" (Plioceno Inferior).

En la tabla siguiente se pueden observar los pozos productores que al 1 de Enero 2002, han acumulado una producción de 21 MMMPC en 40 años y una producción diaria de 12.4 MMPCD

Pozo	Producción Diaria MMPCD	Producción Acumulada MMMPC
C-3*	1.6	6.4
C-5*	4	7
C-6	1.0	6.6
C-403	2.2	0.6
C-405	3.6	0.40

Tabla. 2.6

La producción diaria presentada anteriormente no significa que sea la obtenida durante toda la etapa productiva de cada pozo hasta la fecha referida, muchos de estos pozos han tenido una producción diaria muy irregular por diversos factores: declinación de su producción, invasión de agua salada, baja presión etc, que originan su cierre temporal por mantenimiento y su apertura posterior, por tales motivos la unidad representativa de la producción del campo a través del tiempo es por medio de su producción acumulada, tanto por yacimiento como por campo, a continuación se muestran las tablas representativas de estos datos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

	M	10.5
	G	36.4
	E	21

Tabla. 2.7

Por Campo	Producción Acumulada MMMPC
Cocuite	67.9

Tabla. 2.8

En la Fig.2.17 se presenta el perfil de producción total del Campo, donde se observa que inicia su producción en febrero de 1966 alcanzando su producción máxima en enero de 1971 de 13.28 MMPCD, por declinación e invasión de agua permaneció cerrado de julio de 1975 a julio de 1992, donde de esta fecha al 31 de diciembre de 1996 los pozos Cocuite-3, Cocuite-4, Cocuite-5 y Cocuite-6 producían con un gasto promedio diario de 7 MMPCD, acumulando un volumen total de 40.2 MMMPC, sin que se reportaran volúmenes de condensados ni agua.

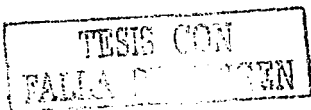
En la Fig. 2.18, se proporciona las tablas 2.9a, 2.9b y 2.9c con los estados al 1 de enero del 2002 por nivel, de los pozos que constituyen el campo Cocuite.

2.8.-Yacimiento con Mayor Riesgo de Exploración y Desarrollo

De los tres niveles probados de producción, el yacimiento "G" ha presentado mayor dificultad para su explotación, esto debido a sus continuas invasiones de agua salada aunando a su componente estructural, en este nivel algunos pozos presentan el contacto gas-agua enmascarado por las amplitudes sísmicas anómalas (Cocuite-2, Cocuite-4). Por otro lado el yacimiento se observa fragmentado por planos de fallas con rumbo NW-SE que probablemente estén drenando el agua al yacimiento. A continuación se presenta una breve descripción de la historia de producción de los pozos que ha encontrado producción comercial a este nivel.

Cocuite 3

Inicia su producción de gas seco en agosto de 1966 con buen flujo hasta principios de 1974, donde empieza a declinar su producción rápidamente por lo que es cerrado en enero de 1975. Es reabierto en enero 1992 con altibajos de gas hasta 1997, donde eleva su producción y comienza a invadirse de agua de tal forma que para 1998 la producción de agua supera la producción de gas, por tal motivo se cierra en 1999 y se reabre nuevamente a principios del 2001 donde reinicia con una enorme producción de agua y altibajos en la producción de gas, como la producción de agua es mayor que la de gas se cierra nuevamente a finales del 2000.



Cocuite 4

Inicia su producción de gas seco en 1966, con buen flujo y presión de gas, pero comienza a declinar muy rápidamente a partir del año de 1969 y se cierra a producción a mediados del año 1972, se reabre a producción hasta 1992, con altibajos en su producción de gas declinando muy rápidamente hasta que es cerrado en 1998.

Cocuite 6

Inicia su producción de gas seco en 1966 con altibajos desde el principio continúa produciendo hasta 1974, donde comienza a declinar rápidamente de tal forma que se cierra todo el año de 1974 y se reabre en enero de 1975, para producir por 3 meses más antes de bajar su producción notablemente de tal forma que es cerrado a mediados de 1975.

Cocuite 402

Inicia su producción de gas seco en julio de 1999 con flujo bastante bueno, (16 MMPCD aprox.), en septiembre del mismo año empieza su declinación rápida y para el mes de octubre comienza a drenar agua salada, la cual se mantiene estable hasta mediados de diciembre, donde empieza a subir drásticamente de tal forma que para enero del año 2000 supera la producción de gas, por tales motivos se cierra a mediados de febrero del año 2000.

Cocuite 404

Inicia una buena producción de gas seco en diciembre del año 2000, pero con una temprana producción de agua, que no supera al gas, en mayo del 2001 la producción de agua sube drásticamente y supera la del gas por mucho, por tal motivo es cerrado a principios de mayo del año y se reabre a producción nuevamente a principios de agosto, pero la producción de agua es muy alta todavía de tal forma que continua produciendo más agua que gas y por lo tanto se cierra en septiembre del 2001.

TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

2.9.- Tipos de Gas Producidos en el Campo Cocuite.

El gas que producen es seco de acuerdo a su composición química que nos indica que su cantidad de intermedios es mínima, ver Tabla 2.10.

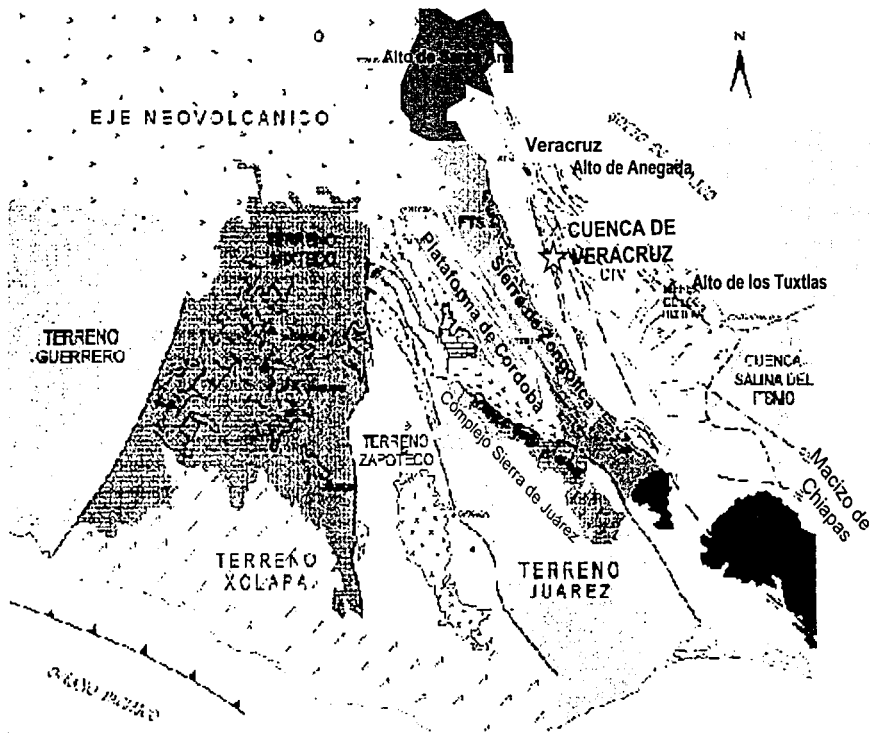
Componentes		Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6
		2110-14 m (1975) (% Mol)	2141-46 m (1975) (% Mol)	1631-41 m (1975) (% Mol)	1671-74 m (1975) (% Mol)
Nitrógeno	N ₂	0.00	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO ₂	0.09	0.08	0.20	0.23
Ácido Sulfídrico	H ₂ S	0.00	0.00	0.08	0.05
Metano	C ₁	96.33	97.34	99.11	98.55
Etano	C ₂	1.23	0.89	0.59	1.12
Propano	C ₃	0.42	0.33	0.01	0.05
i-Butano	i-C ₄	0.07	0.05	0.00	0.00
n-Butano	n-C ₄	0.08	0.05	0.01	0.00
i-Pentano	i-C ₅	0.06	0.03	0.00	0.00
n-Pentano	n-C ₅	0.02	0.04	0.00	0.00
Más Pesados	C ₆₊	1.70	1.19	0.00	0.00
		100.00	100.00	100.00	100.00
Densidad relativa		0.619	0.599	0.553	0.562

Tabla. 2.10

El gas producido en la zona "M" y "G" es más pesado que el producido en la zona "E" de acuerdo a las densidades relativas calculadas en los análisis geoquímicos, se trata de gas de origen termogénico proveniente de la maduración por presión y temperatura de Kerógeno III o bien por la descomposición (Crackeo) de hidrocarburos pesados sometidos a altas temperaturas, en donde es común la formación de metano ((CH₄), elemento de mayor peso atómico). Para el caso "E" se estableció que se trata de gas de origen biogénico, el cual se forma a profundidades someras menores de 1000 m y temperaturas por debajo de los 60 - 70 °C, que favorecen el desarrollo de bacterias que provocan la fermentación necesaria de la materia orgánica, estas reacciones cesan cuando por sepultamiento los depósitos alcanzan profundidades y temperaturas mayores a las mencionadas, de modo que el gas generado queda atrapado en la rocas almacenadoras circundantes, (Caracterización del Campo Cocuite, The Andrews Group International, 1996).



DEPEI



(PEP-AMOCO-IMP, 1995 Estudio Tectónico, Reporte Interno)

Fig. 2.1

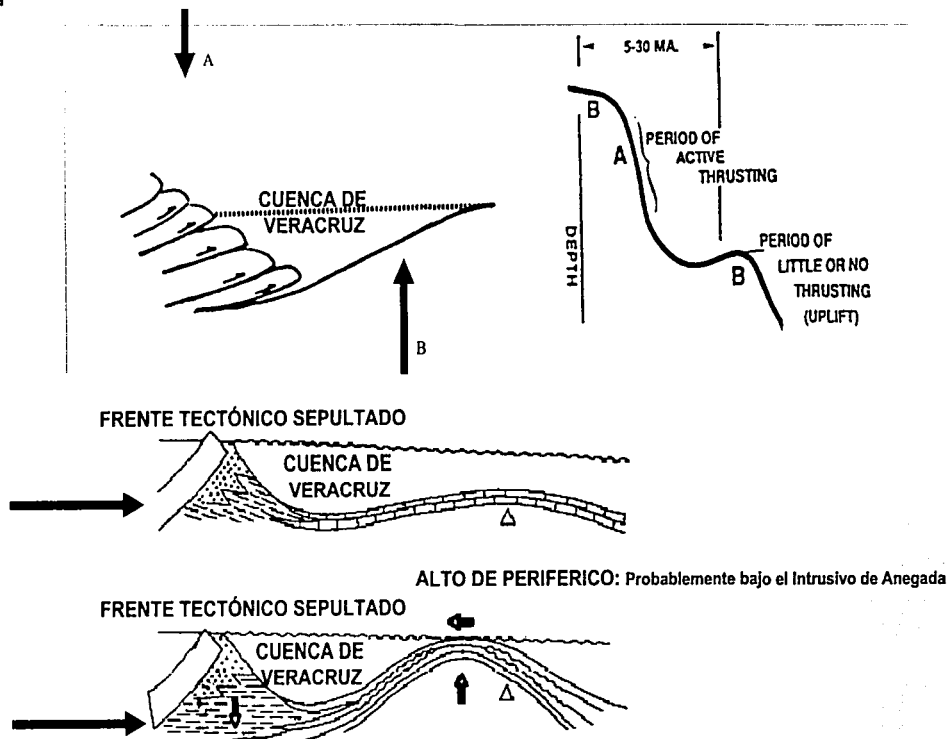


DEPMI

Formación de Cuencas de Antepaís o Foreland
Paleoceno - Oligoceno 56 - 24 ma (GTS,SEPM.,1995)



TESIS 2001
FALTA DE ORIGEN



Sección de los levantamientos Periféricos del sistema de los Apalaches, según Tankard,1986

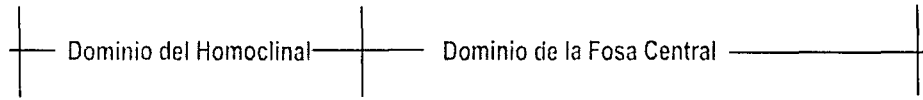
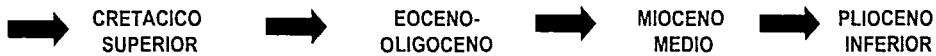


DEPFI

Sección Transversal de la Cuenca de Veracruz
Con Todos los Componentes de una Cuenca de Antepaís



TESIS CON
PALA DE ORO



Campo Cocuite

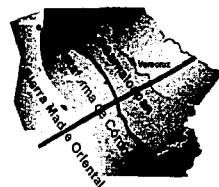
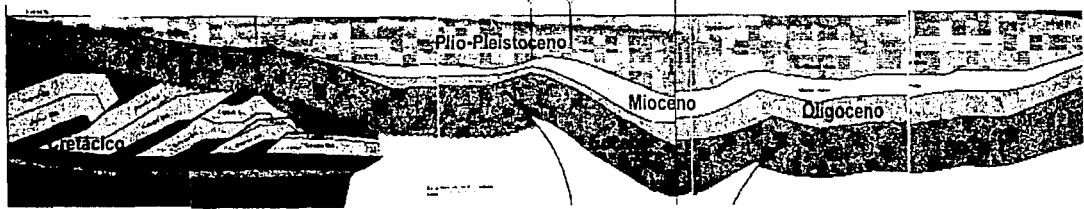
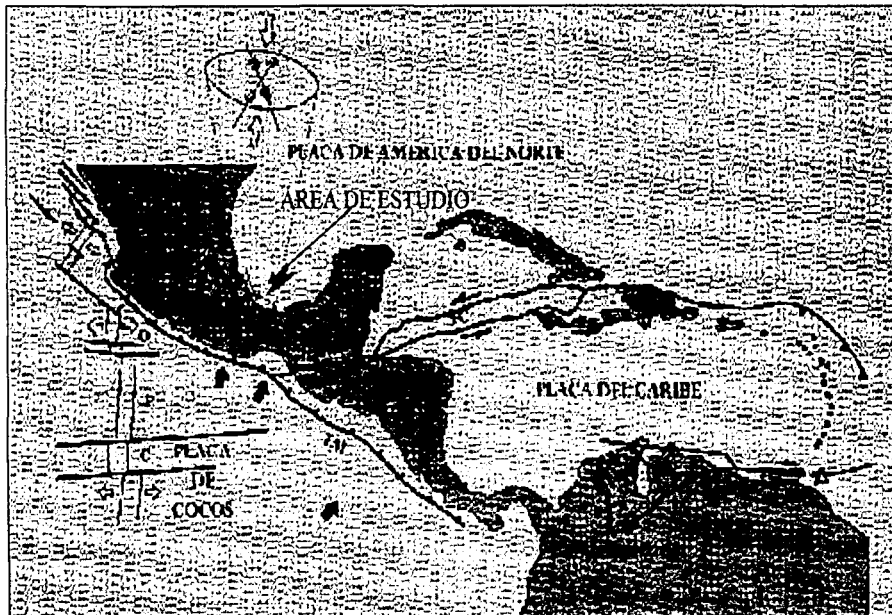


Fig. 2.3

(PEP-CHEVRON, 1193, Proyecto Veracruz, Reporte Interno)



DEPEI



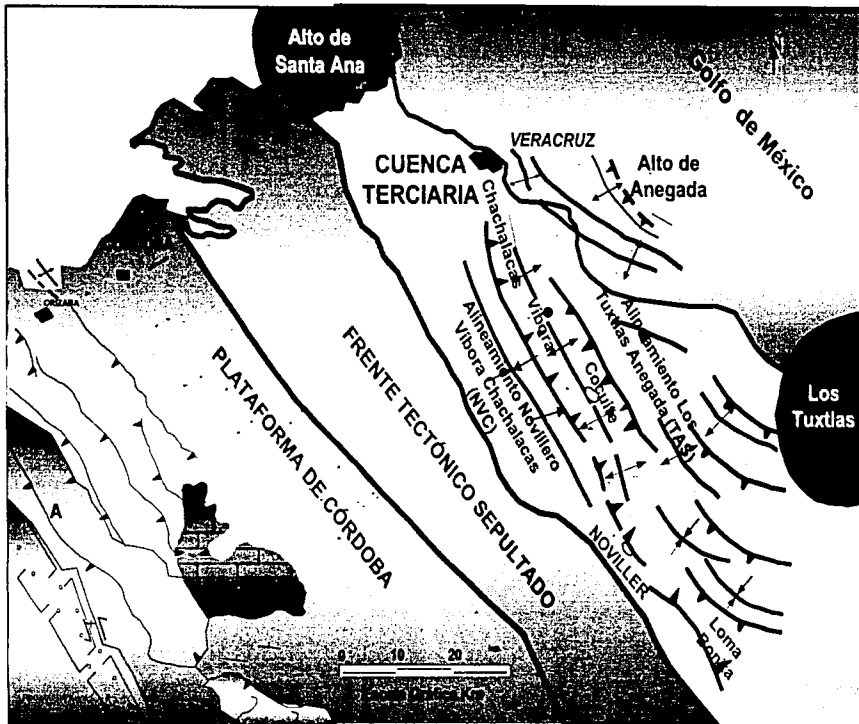
El área de estudio se encuentra en la parte meridional de la Placa de América del Norte a 250 Km. aproximados al norte de la trichera de Mesoamérica a través de la cuál se atribuye la orogenia Laramide y a 500 Km. aproximados al noroeste de la zona transformante Montagua-Polochic a través de la cuál se atribuye la deformación Chiapaneca.

Fig. 2.4



DEPFI

Resultados de la Etapa de Transpresión en la Cuenca Veracruz
Durante el Mioceno Medio



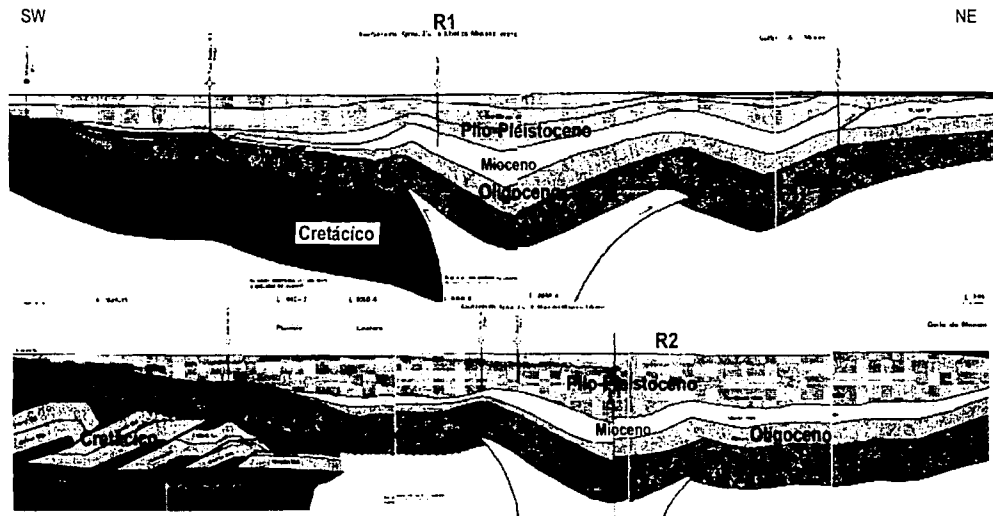
(Activo de Exploración Papaloapan, 2002)

Fig. 2.5



DEPFI

La Deformación no es Isocrónica en todas las Partes de la Cuenca de Veracruz



En La Sección "Regional R1" cruza la parte noroeste de la Cuenca se aprecia que la deformación alcanzo afectar paquetes sedimentarios del Mioceno - Plio-Pleistoceno, mientras que hacia la porción sur-oriental "Regional R2" se observa que la deformación solo logro afectar sedimentos del Mioceno-Plioceno Inferior, lo que confirma que la deformación no fue isocrónica en toda la Cuenca, favoreciendo así la formación de paleoaltos que contribuyeron a la migración de las fuentes de aporte durante su evolución geológica.

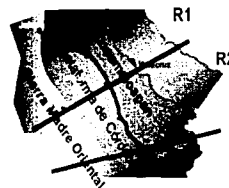


Fig. 2.6



DEPFI

			Sistema de Depósito	Estructuras Sedimentarias Principales	Ambiente de Depósito	
T E R R A R I O	SERIES	Litología				
	PLIOCENO 6.8 ma.		HST	SECUENCIA PROGRADANTE: PLATAFORMA - COMPLEJO DE CANALES MEANDRICOS	PLATAFORMA TALUD	
	MIOCENO	0-2 13 ma.	SUP 	E		
		16.3 ma. M-1(U)	MED 	G	COMPLEJO DE CANALES Y ABANICOS SUBMARINOS	CUENCA Y PIE DE TALUD
		24 ma. M-1(L)	INF 	M	COMPLEJO DE CANALES, ABANICOS	
	OLIGOCENO	M-1(L)	SUB 	LST	PALEOCAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS	CUENCA
		34 ma.	MED 			
		0-1	INF 	LST	SEDIMENTOS PELAGICOS	
	EOCENO	0-1	SUP 		FLUJOS DE ESCOMBROS	
		56 ma.	MED 		SEDIMENTOS PELAGICOS	
	PALEOCENO	56 ma.	INF 		FLUJOS DE ESCOMBROS	
			SUP 	HST		
CRETÁCICO 65 ma.	INF 					

FALTA
 DE
 DATOS
 EN
 ESTE
 NIVEL

Niveles de Producción del Campo Cocuite

(Datación de acuerdo a la GTS de la SEPM,1995)



Productor de aceite y gas

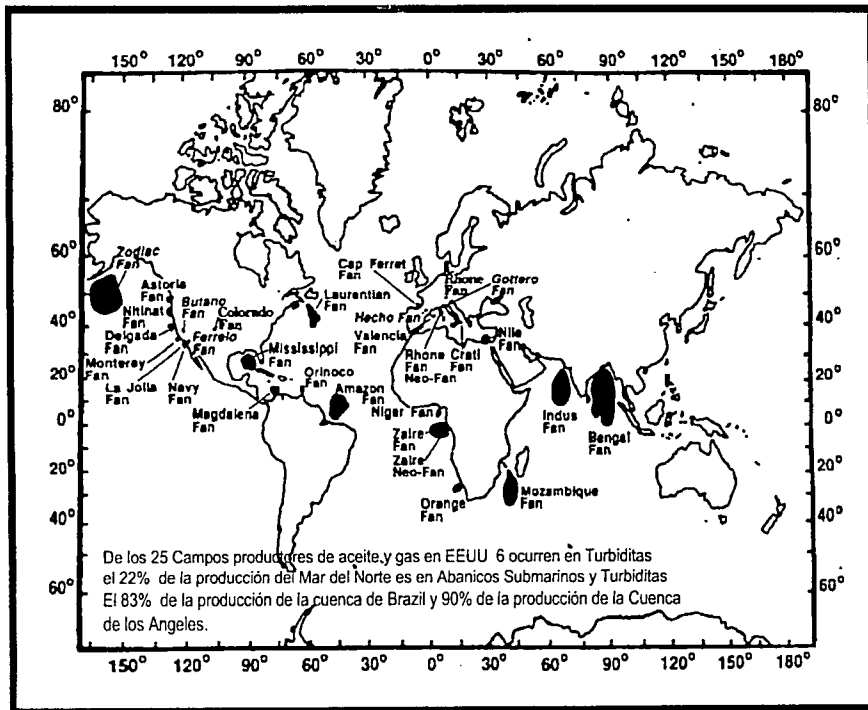
(Activo de Exploración Papaloapan,2002)

Fig. 2. 7



DEPFI

Campos Desarrollados en Sistemas Turbidíticos de Abanicos Submarinos de piso de Cuenca y pie de Talud



Wetzel 1999



DEPEI

Paleogeografía de la Cuenca de Veracruz en un Sistema de Nivel Bajo Del Eoceno al Mioceno Inferior.



TESIS DE GRADO
FACULTAD DE CIENCIAS
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

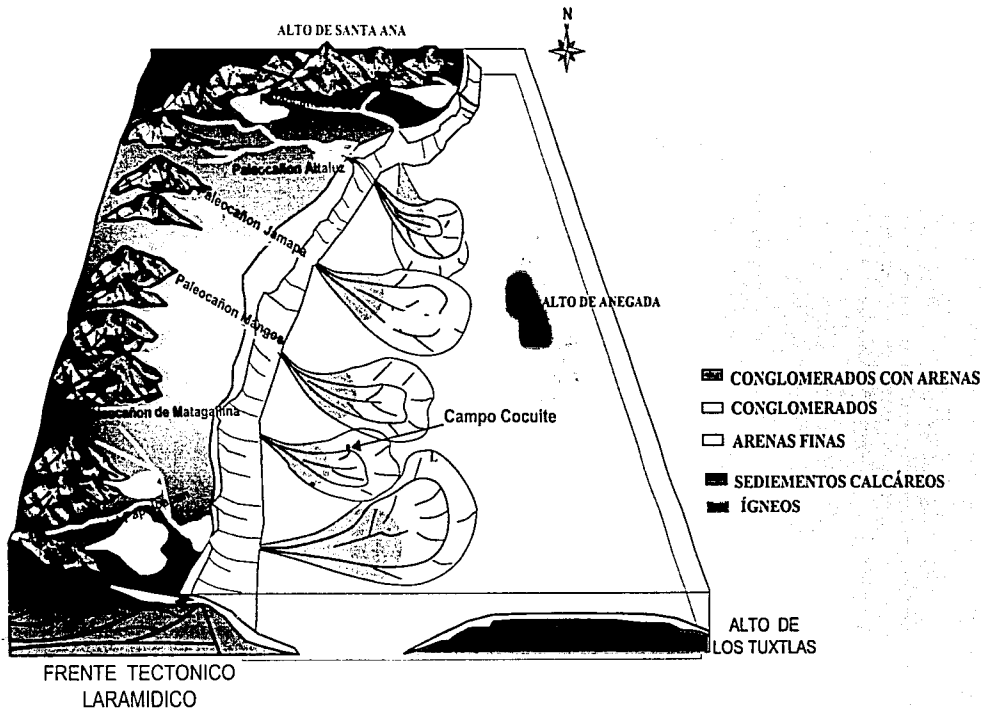


Fig. 2.9



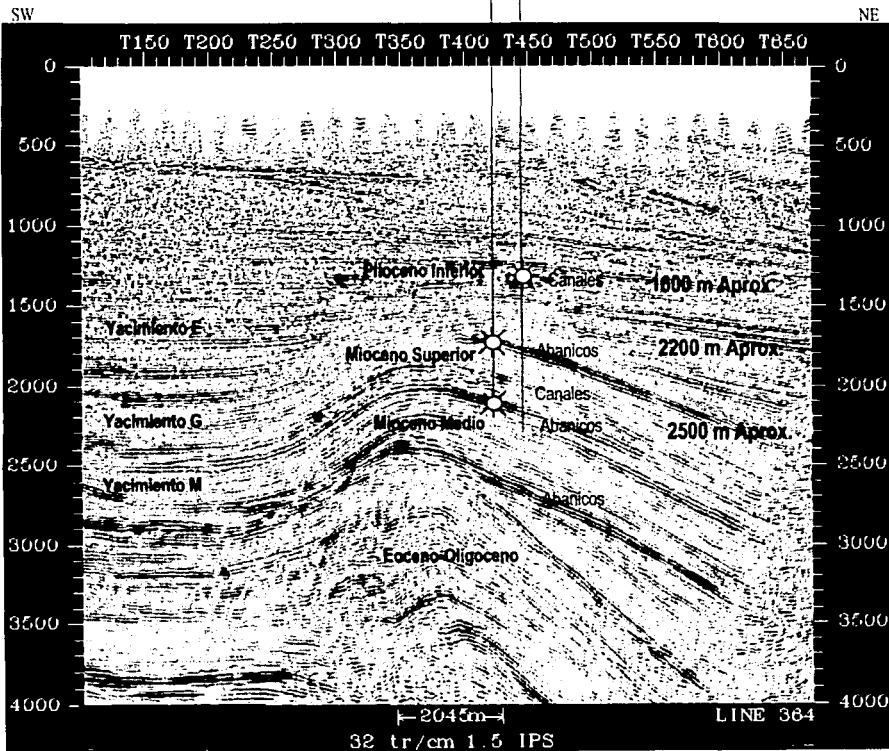
DEPFI

Sección Sísmica Perpendicular al Rumbo de la Estructura del Campo



Cocuile-402 (Prov)

Cocuile-403 (Prov)



TESIS COM
FALLA DE

Fig. 2.10



DEPMI

ACTIVO DE EXPLORACIÓN
PAPALOAPAN
TRACES 300

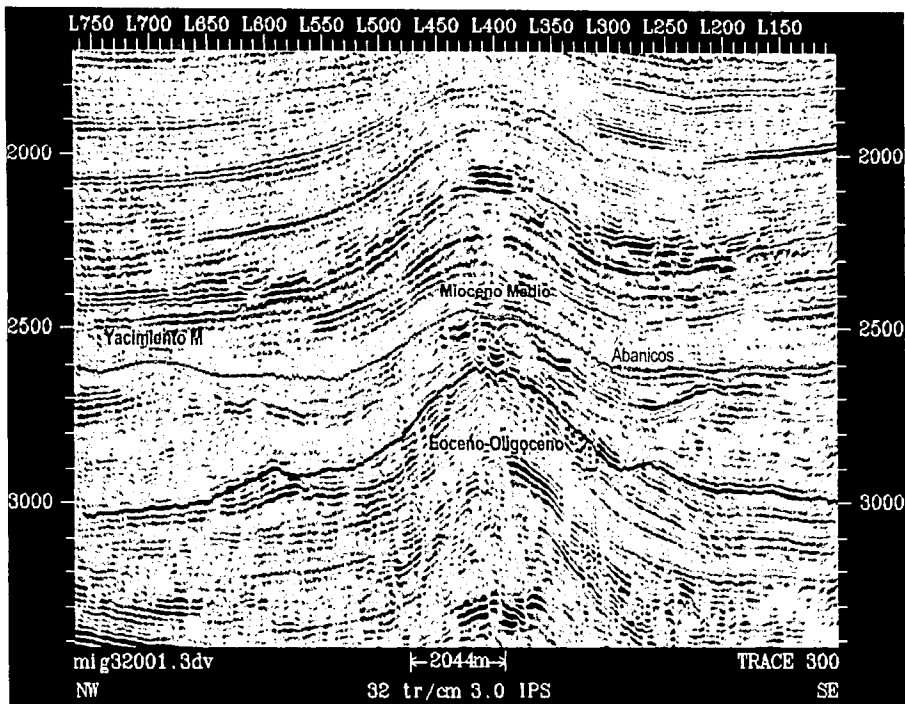


Fig. 2.11

(Activo de Exploración Papaloapan, 2002)



DEPEFI

YACIMIENTO "M"

TESIS CON
FALLA DE
MAGNAN

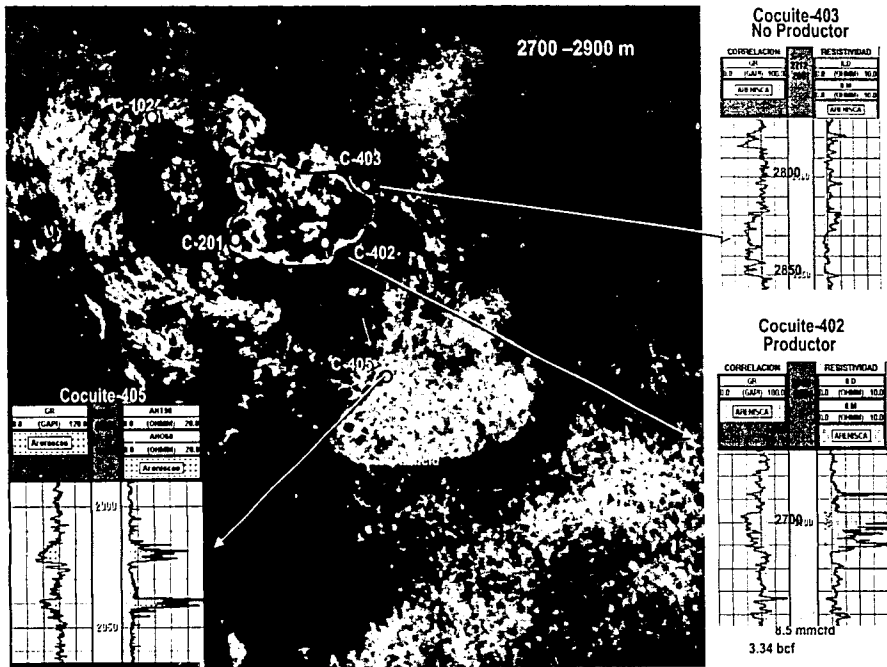


Fig. 5 Mapa de Amplitudes del Nivel Estratigráfico M en el Mioceno Medio

(Activo Papaloapan, AMGP-AAPG,2001)



DEPFI

YACIMIENTO "G"

FALLA DE C-201

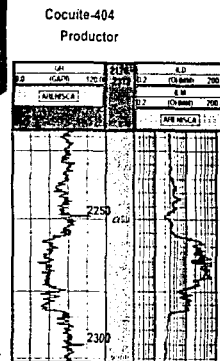
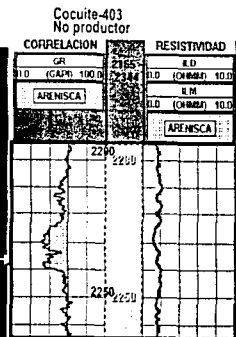
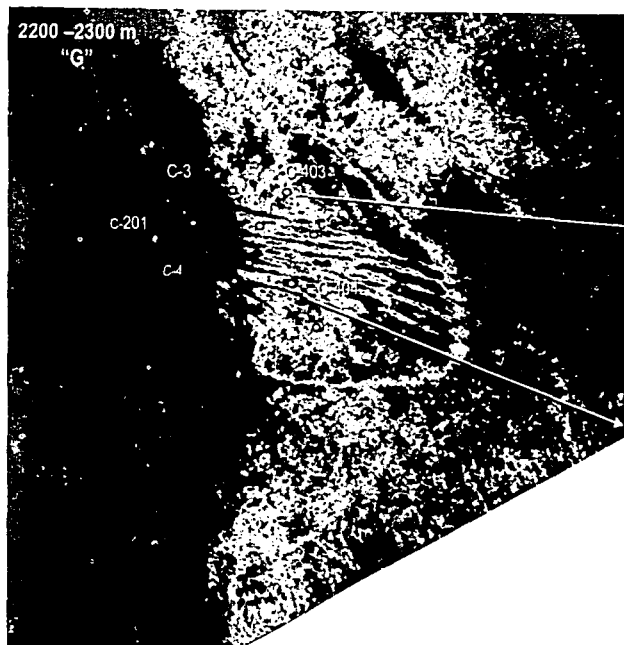


Fig. 4 Mapa de Amplitudes del Nivel Estratigráfico G en el Mioceno Superior
(Activo Papaloapan, AMGP-AAPG,2001)



DEPFI

YACIMIENTO "E"



REFINERÍA DE
 PULCÓN
 PATA DE GURUPÁN

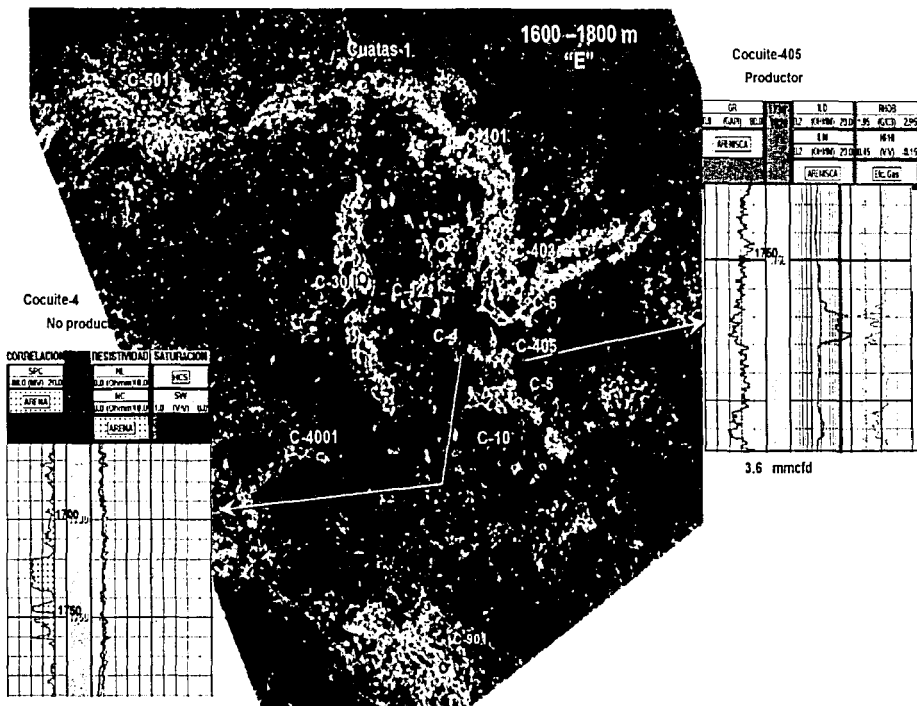


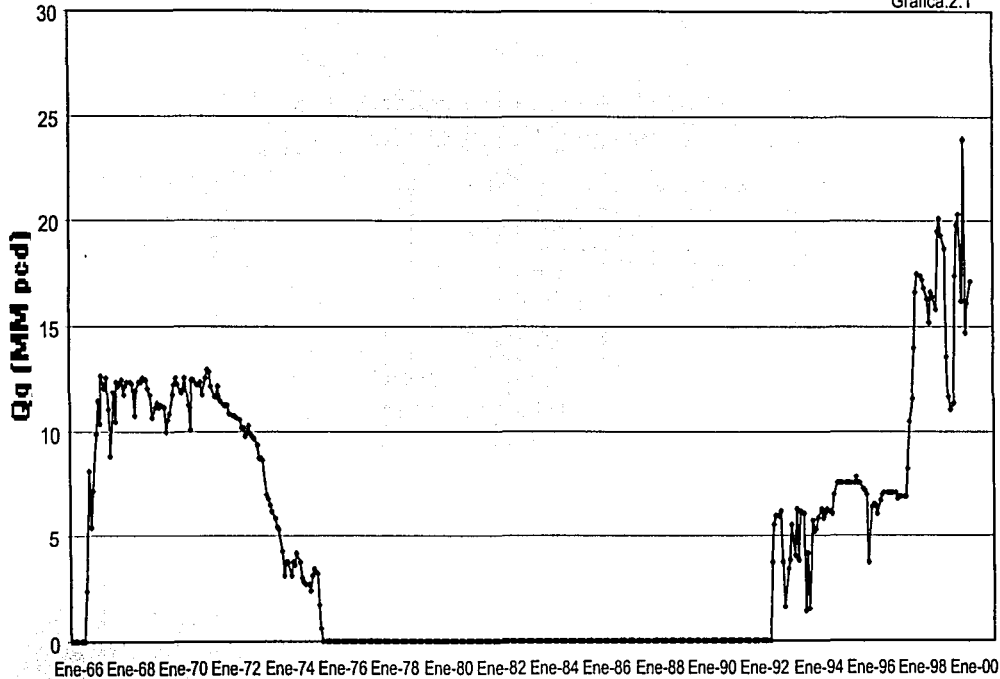
Fig 3 Mapa de Amplitud del Nivel Estratigráfico E en el Plioceno Inferior

(Activo Papaloapan, AMGP-AAPG,2001)



DEPM

Gráfica.2.1



TESIS CON
FALLA DE CORTES

Figura.2.17

(Activo de Producción Veracruz.)

AÑOS



DEPFI

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO COCUITE AL 1 ENERO 2002



TESIS CON
FALLA DE ORDEN

Yacimiento "M"

POZO	INTERVALO mbmr	PRODUCCIÓN		PRESIÓN	
		Inició	Terminó	Inicial	Actual
		Fecha		kg/cm2	
Cocuite-201	2565-2571	Ago-98	Continúa	360	215
Cocuite-402	2696-2700	Sep-00	Continúa	288	288
Cocuite-405	2940-2947 2920-2925	Abr-01	Continúa	368	288

Tabla.2.9a

Yacimiento "G"

POZO	INTERVALO mbmr	PRODUCCIÓN		PRESIÓN	
		Inició	Terminó	Inicial	Actual
		Fecha		kg/cm2	
Cocuite-3	2128-2133	Feb-66	Dic-75	280.7	Obturado
	2110-2114 2118-2122	Jul-92	Dic-2001	252	Cerrado
Cocuite-4	2155-2159	Abr-66	Jul-72	269	Obturado
	2141-2146	Ene-92	Dic-98	268	Obturado
Cocuite-6	2208-2212	Sep-66	Ene-74	279	Obturado
		Ene-75	Jul-75		
Cocuite-402	2154-2160	Jul-99	Feb-2000	288	Cerrado
Cocuite-404	2260-2267 2238-2245	Dic-2000	Sep-2001	250	Cerrado

Tabla.2.9b

■ Pozo fuera de Producción

Yacimiento "E"

POZO	INTERVALO mbmr	PRODUCCIÓN		PRESIÓN	
		Inició	Terminó	Inicial	Actual
		Fecha		kg/cm2	
Cocuite-3	1632-1637	Jul-92	Continúa	197	96
	1617-1621	Dic-99	Continúa	96	
Cocuite-5	1951-1952	Nov-62	Oct-69	85	Obturado
	1631-1641	Oct-92	Continúa	185	78
Cocuite-6	1634-1637	Jul-92	Continúa	205	88
Cocuite-403	1614-1622	Jul-99	Continúa	104	102
	1628-1638				
Cocuite-405	1640-1646 1620-1625	Abr-2001	Continúa	280	280

Tabla.2.9c

(Activo de Producción Veracruz)

3.- MODELADO Y ANÁLISIS DEL AVO EN EL CAMPO COCUITE (APLICACIÓN)

Para la exploración de la cuenca de Veracruz y el desarrollo de sus campos se emplea como herramienta fundamental la sismica tridimensional.

En un intento por predecir la ubicación y profundidad de yacimientos potenciales o bien de extensiones de los campos conocidos se ha recurrido a la extracción de amplitudes con diversos criterios y a su correlación con propiedades petrofísicas y de contenidos de gas.

La tarea no ha sido nada fácil ya que con el tiempo se ha descubierto que la (sensibilidad) de las condiciones petroleras es tal que las predicciones no han sido tan acertadas como se hubiera deseado.

Además de la extracción y mapeo convencional se ha echado mano a otras técnicas como es el AVO y la inversión sísmica entre otros, con los que se ha pretendido mejorar las predicciones de lo que se busca.

El tema central de este trabajo de tesis es la aplicación de la técnica AVO en uno de los campos de la cuenca de Veracruz, el campo cocuite, como herramienta de predicción de la presencia de yacimientos de gas. Debido al volumen considerable de datos de pozo y de producción se plantea explicar el porque de los aciertos o imprecisiones en las predicciones relacionadas tanto con la extracción convencional de amplitudes como con la aplicación propia del AVO.

Como material de apoyo y referencia en el apéndice I de esta tesis se incluye una descripción de los principios físico-matemáticos que rigen la teoría del AVO, en el apéndice se presenta la técnica de campo y parámetro necesario para que la sismica sea la adecuada para poder ser analizada mediante la técnica del AVO. Además en el apéndice se presenta las secuencias de proceso recomendadas para preservar la amplitud, la fase y mantener un nivel aceptable de los datos que serán analizados en un estudio de AVO, particularmente se describen los parámetros de adquisición, procesos aplicados para el levantamiento sísmico sobre el campo descrito, así como las características de los datos resultantes.

3.1.- Etapa de Verificación y Acondicionamiento de Datos.

En este capítulo se describen cada uno de los pasos a seguir para el análisis de amplitud vs distancia (AVO) en un conjunto de datos correspondientes al campo cocuite. Se utilizo el software HAR y se corrio sobre una plataforma IRIX de SG. Los pasos incluyen: verificación y acondicionamiento, modelado directo, calibración y correlación para finalmente dar apoyo e identificar nuevas oportunidades.

El volumen sísmico se encuentra en familias de PRC's migradas en tiempo antes de apilar con procesos que preservan la amplitud relativa (Apéndice III), con un patrón de 100 m y máximo de 3900 m (Apéndice II) lo cuál permite alcanzar los objetivos geológicos de interés (sección 2.5).

Por limitaciones de espacio en disco solo fue cargada la mitad sur del cubo sísmico comprendida entre la inline 169 a la 500 y la crossline de la 101 a la 672, donde el Campo Cocuite se desarrolla, Fig.3.1. El sistema de referencia se encuentra en

coordenadas UTM zona 15 por limitaciones del software de no contar con sistema de coordenadas lambert, para los estudios comprendidos entre dos zonas UTM, sin embargo este estudio no pretende publicar las coordenadas del área, por tanto trabaja con la posición relativa de sus inlines y crossline.

3.1.1.-Base de Datos Sísmica

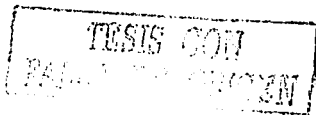
Se carga el volumen de datos sísmicos en formato SEG "Y" dentro del modulo de análisis de Geoview de HR a 32 bits para aprovechar el rango dinámico de los datos y conservar las altas amplitudes, con una geometría rectangular uno a uno (un inline por un crossline) orientada N61.09°W.

Se hizo un reconocimiento general de la información sísmica cargada, identificando en el plano zonas con contenido de ruido aleatorio y coherente mezclado en la imagen de sus familias de PRC's, Fig.3.2. La relación señal ruido fue tratada de mejorar con la aplicación de un filtro pasa banda diseñado en base a los espectros de amplitud y frecuencia de subvolúmenes de la información sísmica original, hasta lograr definirlo, en un rango de frecuencias de 8-18-48-65 Hz., con el cual se mejoro la calidad de los datos Fig.3.3, sin que con esto se pudiera remover el ruido coherente que dificulta la apreciación de la variación de la amplitud a tomar en función de la distancia fuente-receptor. Para resolver esto se aplicó el filtro inverso Radón, mas robusto pero mucho más lento, probándose primero sobre subvolúmenes identificados previamente como ruidosos. Una vez establecidos los parámetros que producen sus mejores resultados, se aplica sobre todo el volumen sísmico, Fig. 3.4. Los resultados obtenidos una semana después permiten definir más claramente la expresión de los reflejos primarios. Posteriormente se genera un volumen sísmico apilado en modo de preservación de su amplitud relativa (RAP) con el que cuenta este programa, Fig.3.5. A este volumen se le aplicó cierta ganancia que permitiera resaltar sus geometrías, Fig. 3.6. Finalmente se proyectan sobre los reflejos, los horizontes E, G y M interpretados por el Activo de Exploración Papaloapan, Fig.3.7.

A pesar de lo anterior no toda la porción del cubo mejoró su relación señal ruido, en la Fig. 3.8, podemos ver los datos originales del crucero del pozo Cocuite-405, donde se puede apreciar a nivel G una sobre-corrección dinámica que distorsiona el campo de velocidades que será útil para el calculo de nuestros atributos de AVO, La Fig. 3.9 nos muestra la imagen obtenida una vez aplicados los procesos anteriores y sin embargo continúan los mismos problemas. Por tanto los resultados de AVO que se generen en esta porción del Cubo se deben tomar con mucha reserva, si no es que se decide a mejorar su imagen con la paquetería especializada para procesamiento de datos sísmicos.

3.1.2.-Base de Datos de Pozos

A continuación se procede con la generación de la base de datos del subsuelo, en este sentido se consigue la información validada de registros geofísicos de pozos Tabla 3.1, cimas cronoestratigráficas, tiros de velocidades, intervalos productores, coordenadas de los pozos, su elevación de mesa rotaria y su elevación del terreno, Fig.3.10.



Nombre del Pozo		Nombre de la Curva							
Cocuite-3	SP		GR	ILD		GN	LLS		
Cocuite-4	SP	CALI	GR	ILD		GN		ILM	
Cocuite-5	SP	CALI		ILD				NC	NL
Cocuite-6	SP	CALI		ILD			LLS	Lateral	
Cocuite-10	SP	CALI	GR	ILD		GN	LLS		
Cocuite-12	SP		GR	ILD		GN	LLS		
Cocuite-13	SP		GR	ILD		GN	LLS		
Cocuite-15	SP			ILD			LLS		
Cocuite-101	SP		GR	ILD	DT	GN	LLS		
Cocuite-102	SP		GR	ILD	DT				
Cocuite-201	SP		GR	ILD	DT		LLS		
Cocuite-402	SP		GR	ILD	DT		LLS		
Cocuite-403	SP		GR	ILD	DT		LLS		
Cocuite-404	SP		GR	ILD	DT		LLS		
Cocuite-405	SP		GR	ILD	DT		LLS	RILS	

Tabla 3.1.- Base de datos de Registros Geofísicos de pozos

En el campo solo existe un tiro de velocidades, el del pozo Cocuite-101 con 14 observaciones hasta los 2980.6 m, los demás fueron calculados por métodos regresivos a partir de sus curvas sónicas: Cocuite-102, Cocuite-201, Cocuite-402, Cocuite-403, Cocuite-404, Cocuite-405.

Para completar nuestra base se carga el cubo de velocidades de migración RMS con el que calcularemos los atributos de AVO, es importante por la trascendencia de estos datos en todo estudio de AVO, que se asegure que sea la última versión con la que se trabajaron las familias PRC's, en la obtención de su migración en tiempo antes de apilar y no sean versiones preliminares como las que vimos en los flujos de procesos (Apéndice III).

Es importante solicitar esta versión en el formato requerido por la aplicación de AVO utilizada, como no fue el caso en este estudio hubo la necesidad de transformar todos los valores del cubo de velocidades proporcionados por el CNPS, Fig.3.11a, al formato de HR como se aprecia en la Fig.3.11b, para poder cargarlo dentro de su aplicación con su consecuente inversión de tiempo.

Se realiza la conversión de la relación de amplitud-distancia fuente-receptor a la forma amplitud-ángulo, de las familias de PRC's, con el doble propósito, de visualizar la respuesta de la amplitud en función del ángulo de incidencia y de la velocidad a cada objetivo (ver inciso A.1.6) y segundo para visualizar si los ángulos de incidencia de los datos tienen el orden adecuado para poder aplicar la aproximación adecuada (ver inciso A.1.2).

Este programa cuenta con tres formas de modelar la respuesta sísmica real:

- 1.- A través de la ecuación de Zoeppritz, lo cual consume mucho tiempo de proceso.
- 2.- Con la aproximación de Aky y Richards.
- 3.- A través del método de onda elástica.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

En las Fig. 3.12 y Fig. 3.13 podemos ver que los valores de los ángulos de incidencia de este estudio son del orden de los 30°, por lo que podemos aplicar la aproximación de Aky-Richards sin cometer errores de consideración

3.2.- Modelado Directo de Anomalías de AVO.

Se inicia esta etapa con la identificación de aquellos pozos que cuenten con la información necesaria para poderlos modelar, esto es una serie de registros comprendidos hasta la profundidad de los intervalos de interés; tales como, su registro sísmico de onda P, su registro de densidad y su tiro de velocidades, si cuenta con registro dipolar de onda transversal mejor. Los registros de litología (SP o RG) y contenido de fluidos (ILD, LLS) son de apoyo en la etapa de remplazamiento de fluidos, pero no son registros obligados para el modelado. En este estudio solo tres de los quince pozos que conforman el Campo cuentan con esta serie mínima de curvas a la profundidad de los objetivos, estos son: Cocuite-402, Cocuite-403 y Cocuite-405, Fig. 3.14.

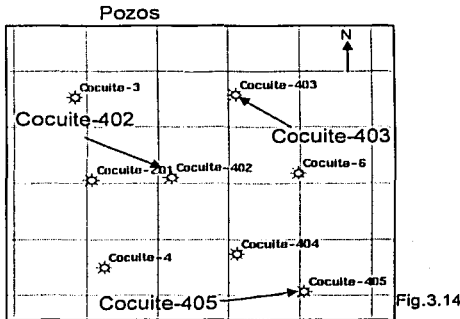
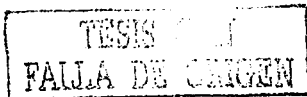


Fig.3.14

Una vez seleccionados los pozos, procedemos a realizar el modelado en cada uno de ellos.

3.2.1.-Pozo Cocuite-402

Se ubica en la Inline 343 y crossline 413 y produce gas en dos niveles, su nivel somero es G en un intervalo de 2160 m a 2154 m y su nivel profundo M a un intervalo de 2700 m a 2696 m. La calidad de la información de sus registros en general en buena y continua y cruzan los intervalos productores Fig. 3.15, sin embargo procedimos a suavizar un poco sus curvas de rayos gama, Inducción profundo, sísmico y densidad con la aplicación de un filtro mediana con opciones estándar del paquete de HR, con el objeto de aproximar la resolución vertical de los registros con la de la sísmica.



Observamos en los intervalos productores G y M una disminución de la velocidad de la onda P y una disminución de su densidad, que se hace más notoria cuando aplicamos el remplazamiento de fluidos utilizando las ecuaciones de Biot-Gassmann (Sección A.1.7.8), Fig. 3.16.

Obtenemos a partir de la relación de Castagna (sección 3.7.7) la curva de velocidad de onda S por no contar con el registro sísmico dipolar y con estos dos valores el programa calcula la relación de Poisson que como vimos (sección 3.7.5.2) es un parámetro muy susceptible a la presencia de gas.

Debido al orden de ángulos de incidencia vistos en el párrafo anterior utilizamos la aproximación de Aki-Richards para obtener los coeficientes de reflexión que convolucionamos con una ondulada de fase cero extraída de un sub-volumen sísmico alrededor del pozo en cuestión, que podemos observar en la parte superior de las Figuras 3.16a y 3.16b, en el dominio del tiempo y la frecuencia respectivamente (con la finalidad de obtener un orden de resolución similar a la información sísmica real). De esta forma obtenemos el sismograma sintético para este pozo, el cual graficamos con 20 trazas entre los 100 a los 3300 m, corregido por distancia (NMO).

El primer sismograma sintético que se obtiene es denominado de gas in-situ (1x), que se genera a partir de sus registros sísmicos de onda P, S y densidad, en los intervalos productores de gas del pozo, que se identifica en la Fig.3.16 como (1x). El modelo de doble espesor (2x), se realiza a continuación, con la finalidad de visualizar el efecto de la variación del espesor, por tal motivo el programa simula la respuesta que tendrían los registros con capas de doble espesor. Con estas curvas se genera un nuevo sismograma que identificamos en la figura 3.16 como (2x).

Por último se crea el modelo de saturación al 100% de agua que se obtiene mediante las ecuaciones de Biot-Gassmann aplicadas en el sentido inverso, es decir en vez de remplazar el líquido por gas en condiciones de baja frecuencia como dice la teoría (sección A.1.7.8), nosotros remplazamos el gas in-situ por el 100% de saturación de agua, de tal manera que los registros de onda P y S cambian en el intervalo considerado. Con estas cuervas se genera un nuevo sismograma que identificamos en la figura 3.16 como (100% SW). En cuanto a la relación de amplitud con respecto a la distancia se observa un incremento para los casos de doble espesor y gas in-situ, mientras que permanece constante para el caso de sustitución de fluido.

Cada uno de los modelos anteriores se repite 5 veces con fines de visualización, en ambos niveles (G y M), correspondiendo del 1 al 5 al doble espesor, del 6 al 10 al modelo de gas in-situ y los 5 restantes al modelo de sustitución de fluido, Fig. 3.17a y Fig. 3.18a, también se presentan para dar un mayor énfasis a la variación de amplitud, a través de su envolvente de amplitud Fig. 3.17b y Fig.3.18b.

A continuación se apilan los 15 registros sintéticos conservando su amplitud relativa (RAP) y se presentan en la parte inferior de estas figuras 3.17c y 3.18c, también se presentan con envolvente de amplitud en las 3.17d y 3.18d, en donde podemos ver su respuesta de alta amplitud asociada a la arena de doble espesor en su cima y su base,

TESIS CON
FALLA DE OPINION

que solo se alcanza a distinguir la cima del modelo de gas in-situ debido al orden de resolución sísmico y que desaparece completamente en la porción de remplazamiento de fluido.

A partir de los resultados anteriores se obtienen los atributos de AVO $P \times G$ y Relación de Poisson Escalado (SPR ó $(aP + bG)$) en los dos niveles de producción del pozo (G y M), en donde se observan también sus respuesta a la presencia de gas en sus porciones de doble espesor y gas in-situ, en el caso de sustitución de fluidos las expresiones de los atributos de AVO no responden, figuras de la 3.19a a la Fig. 3.19d.

Para que la parte de modelado del pozo Cocuite-402 quede completo, se obtienen sus gráficas cruzadas entre los atributos de $P \times G$ con una ventana centrada de 50 ms para cada intervalo productor (G y M), figuras de la 3.20a y Fig. 3.20c. Aquí la elipse de color gris agrupa la tendencia general de arena húmeda - lutita; mientras que los valores dispersos u anómalos que se encuentran dentro de la elipse amarilla (cuadrante III), representan la cima y su base los valores encerrados en la elipse de color azul, las posiciones de estas tres zonas dentro de una secciones sísmica, son representadas en las figuras 3.20b y 3.20d, con los mismos significados de los colores anteriores.

La conclusión obtenida de este modelo analizado es que el tipo de respuesta de los niveles G y M del Pozo Cocuite-402, es una clásica anomalía de AVO tipo III relacionada con un punto brillante debido a que la amplitud aumenta con la distancia-fuente receptor.

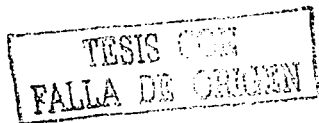
3.2.2.-Pozo Cocuite-403.

Ubicado en la Inline 360 y crossline 443 Fig. 3.14, produce gas a nivel E, en un intervalo que va de 1635 m a 1614 m, la calidad de la información de sus registros en general es buena y continua a lo largo del intervalos productor Fig. 3.21, sin embargo procedimos como en caso anterior a aplicarle un filtro mediana con los parámetros estándar con los que cuenta el paquete y suavizamos las curvas de Rayos Gama, Inducción Profundo, Sónico y Densidad.

Observamos en el intervalo productor E una disminución de velocidad de la onda P y una disminución de su densidad, lo que nos da indicios de la presencia de gas en el intervalo productor del pozo analizado.

A partir de la relación de Castagna (sección A.1.7.7) por la falta del registro dipolar sónico, calculamos la curva de velocidad de onda S, para posteriormente obtener la relación de Poisson.

Los coeficientes de reflexión los obtenemos a través de la aproximación de Aki-Richards, los cuales convolucionamos con una ondícula de fase cero extraída del subvolumen sísmico alrededor del pozo en cuestión, con 20 trazas fuente-receptor comprendidas entre los 100 a los 3900 m y corregido por distancia (NMO) obtenemos los siguientes sísmogramas sintéticos, Fig. 3.22a.



El sismograma sintético que representa el modelo de gas in-situ (1x), se obtiene a través de sus registros sínicos de onda P, S y densidad, en el intervalo productor del pozo, Fig.3.22a (1x).

El sismograma sintético de doble espesor (2x), se obtiene a través de las herramientas del programa para duplicar el espesor del intervalo productor y producir una respuesta de sus registros proporcional a este aumento, Fig.3.22a (2x).

Obtenemos también el sismograma sintético de saturación al 100% de agua, mediante las ecuaciones de Biot-Gassmann, como se vio en detalle en el pozo anterior, Fig. 3.22a (100% SW).

De lo anterior observamos que la relación de amplitud en función de la distancia, sufre un incremento para los casos de doble espesor y gas in-situ y permanece constante para el caso de sustitución de fluido. Cada uno de estos modelos lo repetimos 5 veces con fines de visualización, nuevamente del 1 al 5 doble espesor, del 6 al 10 modelo de gas in-situ y los 5 últimos representan el modelo de sustitución de fluido, Fig. 3.23a.

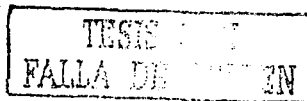
A continuación apilamos estos 15 registros sintéticos conservando su amplitud relativa (RAP), Fig.3.23b y los presentamos con su envolvente de amplitud, Fig. 3.23c. Observamos una respuesta de alta amplitud asociada a la arena de doble espesor tanto en la cima como en la base del intervalo productor, mientras que solo se alcanza a distinguir la cima del modelo de gas in-situ debido al orden de resolución y desaparece casi completamente en la porción del remplazamiento de fluido.

A partir de los resultados anteriores se obtienen los atributos de AVO $P \times G$ y $(aP + bG)$ en el intervalo de producción del pozo (E), y observamos su respuesta a la presencia de gas en sus porciones de doble espesor y gas in-situ solamente, en el caso de sustitución de fluidos la expresión es nulas, Fig. 3.24a y Fig.3.24b.

Al igual al caso anterior, para que el modelado de este pozo quede completo desde el punto de vista de la metodología empleada en este trabajo (sección 1.4), se procede a obtener su gráfica cruzada entre los atributos de $P \times G$ con una ventana centrada de 50 ms que incluyen el intervalo productor E, como se muestra en la Fig.3.24c. La elipse color gris agrupa la tendencia de arena húmeda – lutita mientras que los valores dispersos se concentran preferentemente en el cuadrante III, agrupando la cima del intervalo productor con valores anómalos de color amarillo y azules para la base de este intervalo.

La posición de estas tres zonas dentro de la secciones sísmica correspondiente se puede observar en la Fig.3.24d, donde los colores tienen el mismo significado que en la gráfica cruzada.

Como conclusión al modelo analizado se puede decir que el tipo de respuesta del yacimiento E en el pozo Cocuite-402, es de tipo III al igual que en el caso anterior, relacionada con un punto brillante debido a que la amplitud aumenta con la distancia-fuente-receptor.



3.2.3.-Pozo Cocuite-405

Ubicado en la Inline 289 y Xline 426 Fig. 3.14, produce gas en dos niveles E y M, el nivel más somero E del intervalo que va de 1764 m a 1758 m y el profundo M en el intervalo que va de los 2940 m a 2934 m y de 2920 m a 2912 m. La calidad de la información de sus registros también es buena y continua a lo largo de los intervalos productores Fig. 3.25. En este pozos solo se modelo el intervalo somero. Lo iniciamos aplicando un filtro mediana a las curvas de rayos gama, Inducción profundo, síónico y densidad, para reducir su alta frecuencia y como ya mencionamos acercarlo un poco al orden de resolución de los datos síismicos, con los que posteriormente compararemos estos resultados en el proceso de inversión de AVO que veremos en la siguiente etapa.

Observamos en el intervalo productor E una disminución de velocidad de la onda P, una disminución de su densidad, la presencia de un fluido de alta resistividad y una relación de Poisson muy baja, lo que confirma la presencia de gas en este intervalo.

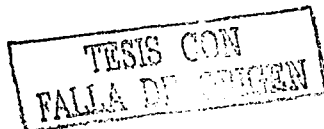
A partir de la relación de Catagna (sección A.I.7.7) nuevamente por la falta del registro dipolar síónico, calculamos la curva de velocidad de onda S, y posteriormente calculamos su relación de Poisson.

Los coeficientes de reflexión los obtenemos a través de la aproximación de Aki-Richards cuyo resultado lo convolucionamos con una ondícula de fase cero extraída de un subvolumen sísmico alrededor del pozo, para generar sus sísmogramas sintéticos con 20 trazas fuente-receptor comprendidas entre los 100 a los 3900 m y corregidos por distancia (NMO), Fig. 3.26a.

El sísmograma sintético que representa el modelo de gas in-situ (1x), se obtiene de igual manera que en los casos anteriores a través de sus registros síónicos de onda P, S y densidad, en el intervalo productor, Fig.3.26 (1x).El modelo de doble espesor (2x), se obtiene a través de las herramientas del programa para duplicar el espesor del intervalo productor y producir una respuesta de sus registros proporcional a este aumento, Fig.3.26 (2x).Por último se obtiene el sísmograma sintético de saturación al 100% de agua, mediante las ecuaciones de Biot-Gassmann aplicadas en el sentido inverso como ya lo expresamos, Fig. 3.26 (100% SW).

Cada uno de estos modelos lo repetimos 5 veces con fines de visualización, nuevamente del 1 al 5 doble espesor, del 6 al 10 modelo de gas in-situ y con los 5 restantes representando el modelo de sustitución de fluido, Fig. 3.27b. Para hacer resaltar un poco más la variación de la amplitud con respecto a la distancia, le sobreponemos el atributo de envolvente de amplitud, Fig.3.27a. A partir de los resultados anteriores obtenemos los atributos de AVO: $P \times G$ y $(aP + bG)$ en el intervalo productor del pozo (E), y observamos su respuesta al gas en sus porciones de doble espesor y gas in-situ, en el caso de sustitución de fluidos la expresión es nulas, Fig. 3.28a y Fig. 3.28b.

Finalmente, se procede ha obtener su gráficas cruzada entre los atributos de $P \times G$ con una ventana centrada de 50 ms. que incluyen la cima del intervalo productor E, como se



muestra en la Fig.3.28c. Como en los casos anteriores la elipse de color gris agrupa la tendencia de arena húmeda – lutita mientras que los valores dispersos se concentran preferentemente en el cuadrante III, agrupando la cima del intervalo con valores anómalos de color amarillo y azules representando a la base de este intervalo. La posición de estas tres zonas dentro de la secciones cruzada se observa en la Fig.3.28d, donde los colores tienen el mismo significado que en la gráfica cruzada.

Se concluye que el modelo analizado tiene una respuesta de AVO en el yacimiento E del pozo Cocuite-405 de tipo III como los casos anteriores.

3.3.- Inversión de Anomalías de AVO sobre PRC's Sintéticos

La etapa de inversión de AVO es una etapa recursiva que consiste en comparar la respuesta obtenida de los modelos anteriores con la porción respectiva de la sísmica real hasta lograr el mejor ajuste, el paquete cuenta con un modulo denominado " eLOG" que contiene un buen número de herramientas que nos permiten editar y correlacionar los modelos sintéticos con la respuesta sísmica. Este trabajo se detiene cuando el coeficiente de correlación obtiene un valor satisfactorio (para el que ejecuta el proceso).

3.4.- Clasificación de Tipos de Yacimientos

Para confirmar los resultados obtenidos en la clasificación de arenas hacemos un apilado por trazas cercanas y trazas lejanas, analizado sus resultados en intervalos con respuesta conocida (Pozos productores), ejemplo en la Inline 360 que pasa por el pozo Cocuite-403 Fig. 3.29. Aquí podemos observar que en el nivel E se encuentra una anomalía correspondiente a la producción existente, sin embargo su expresión es diferente en cada una de las secciones, la sección apilada con trazas lejanas Fig. 3.29a es más fuerte que la misma anomalía obtenida en la sección apilada con trazas cercanas Fig. 3.29b.

Lo anterior confirma que se trata de una arenas tipo III, que al apilar trazas lejanas cuya amplitud aumenta con la distancia produce mejores resultados que las generadas con trazas cercanas conformadas por amplitudes relativas más bajas.

Un análisis similar se lleva a cabo con la sección Inline 343 que pasa por el pozo Cocuite-402 Fig. 3.30, donde se puede apreciar el mismo fenómeno, la sección apilada con trazas lejanas Fig.4.30a, manifiesta expresiones relativas mayores en los intervalos productores G y M que en la sección apilada con trazas cercanas dada en la Fig. 3.30b, en sus posiciones correspondientes. Lo cual nos confirma que en estos niveles(G y M) también se encuentran yacimientos de tipo III.

Un tercer análisis es posible con el fin de clasificar adecuadamente las arenas. Es mediante la información sísmica expresada en función del ángulo o variación de la amplitud con respecto al ángulo (AVA). En las siguientes figuras presentamos las secciones sísmicas que se conoce en el domino del ángulo Figuras 3.31 y 3.32, donde podemos visualizar que en la Inline 343 en los niveles G, play MMT (Mioceno Medio Tardío) y M, aumentan su amplitud con respecto a la distancia hacia su porción NE y en



la Cross line 413 tanto en el nivel G como en el MMT y el M desarrollan su amplitud hacia una dirección determinada.

El play MI (Mioceno Inferior) en ambas líneas se puede ver como un fuerte pero no muy bien definido punto brillante con ligeros problemas de sobre corrección que sería conveniente remover antes de decidir cualquier cosa en este horizonte, pero de lo que si es claro es de que no presenta las mismas características de una arena tipo III. ¿Probablemente el horizonte profundo sea de otro tipo?.

Si hacemos estas mismas observaciones con las secciones anteriores expresadas con el atributo envolvente de amplitud, Fig.3.32 se aprecia como en todos los niveles, inclusive el mencionado anteriormente (MI) aumenta su amplitud en una dirección determinada, sin embargo la información primaria constituida por sus familias PRC's no nos permite incluir al horizonte profundo.

3.5.- Análisis de Anomalías de AVO sobre Horizontes de Interés

Se calculan los atributos que mejor responden al tipo de arena encontrado, como sabemos (sección A.1.3) para una arena tipo III los atributos más recomendados son los de $P \times G$ y Relación de Poisson Escalado, en este trabajo calculamos también el atributo de envolvente de amplitud máxima como atributo de calibración entre este estudio y los resultados obtenidos por el Activo Papaloapan con el atributo de amplitud RMS, debido a que ambos responden de manera similar a los cambios litológicos y al contenido de fluidos.

Se calculan los cubos de atributos AVO: $P \times G$ y Relación de Poisson Escalado ($aP + bG$) y se observan sus resultados en intervalos conocidos. En la figura 3.33a tenemos la anomalía de $P \times G$ en el intervalo productor E del pozo Cocuite-403 lo que nos indica que efectivamente esta respondiendo a la presencia de gas con valores anómalos altos positivos; debido a que tanto el gradiente G como la incidencia normal P de una arena tipo III son negativos y por tanto su producto se vuelve positivo, la ubicación de puntos anómalos se dan en el cuadrante III de un eje cartesiano.

En la figura Fig.3.33b apreciamos en la misma posición una anomalía de $(aP + bG)$, manifestando también una clara respuesta de este atributo a la presencia de gas con valores negativos altos en valor absoluto, debido a que la suma de dos valores negativos (P y G) nos da un resultado negativo.

Para corroborar la cima y la base del intervalo productor se elabora una grafica cruzada con una ventana centrada de 50 ms alrededor del intervalo productor Fig. 3.33d, en la cual delimitamos sus zonas arena saturada-litita de color gris y anomalías de color amarilla y azul respectivamente y con lo anterior elaboramos la sección cruzada en donde se observa la coincidencia de CDP's entre la posición del pozo y las zonas amarilla y azul correspondientes a la cima y la base del intervalo productor, Fig. 3.33c.

De manera similar se procede en los intervalos productores G y M del pozo Cocuite-402. La respuesta de gas acumulada en estos niveles se observa a través de la anomalía de $P \times G$ Fig.3.34a y $(aP + bG)$ Fig.3.34b, sin embargo su intensidad no corresponde con los resultados de sus producciones obtenidas debido a que este pozo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

alcanzo cifras record en el nivel G de 17MMPCDG y en el nivel M de 9.4 MMPCDG. Lo anterior puede deberse a cualquiera de las dos razones siguientes:

La primera debida a la baja amplitud y reflexiones caóticas que se presentan en la información sísmica en estos niveles (G y M) en el área comprendida entre los pozos Cocuite-3, Cocuite-102 , Cocuite 15, Cocuite-402 y Cocuite-403, donde el reproceso realizado al cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa no mejoró los resultados preexistentes 2D observados en la línea 67-B, a pesar de diversos niveles de reproceso, se aprecian las mismas distorsiones en la zona, por lo que se concluye que se trata de un evento geológico asociado a la fuga de gas a través de los planos de fallas observados, lo que esta ocasionando esta anomalía de velocidades que distorsiona su imagen, por esta razón los atributos de AVO calculados en esta zona también son afectados, Fig. 3.35. La segunda razón quizá se deba a la presencia de agua salada en ambos niveles, preferentemente en el G, donde actualmente el pozo se encuentra cerrado a producción por problemas de invasión de agua, así quizá exista una mezcla de gas- agua que este disipando la intensidad de respuesta del AVO.

Finalmente se hace una gráfica y una sección cruzadas a nivel G figuras 3.34d y 3.34c respectivamente, para visualizar la posición de la cima y la base de este intervalo productor dentro de la secciones presentadas, se observa claramente la coincidencia de CDP's en los casos a, b y c de la figura 6.34. lo que nos indica que los puntos anómalos coincide con el intervalo productor del pozo.

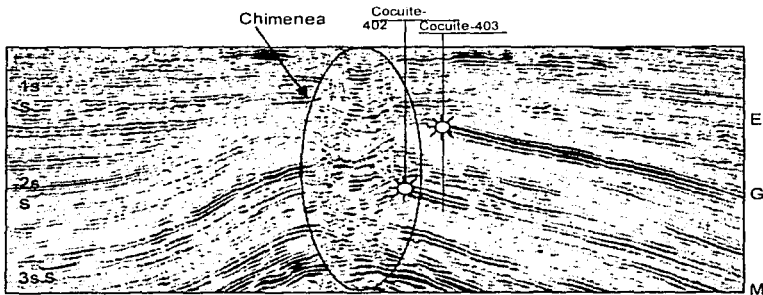


Fig. 3.35

Una vez que se tiene la confianza en los resultados de los atributos de AVO, se generaron sobre los intervalos de interés exploratorio y de desarrollo, con la intención de identificar anomalías no probadas.

Se generaron 9 mapas de distribución de amplitudes de atributos de AVO en los 3 niveles estratigráficos productivos, E, G y M, ver las figuras de la 3.36 a la 3.44.

Para extraer estos atributos de AVO se tomo como base los horizontes interpretados en el Activo en el dominio del tiempo con una ventana reducida de 50 ms. para evitar la introducción de valores no representativos en el intervalo analizado. En todos los casos se calcularon tres atributos por nivel, todos ellos extraídos de un volumen sísmico de 32 bits : el de envolvente de amplitud extraída del volumen sísmico apilado en modo RAP, para correlacionar litología y contenido de fluidos, el de relación de Poisson Escalado y $P \times G$ para correlacionar contenido en los poros de los niveles señalados. Las anomalías corresponden a valores altos positivos (envolvente de amplitud y $P \times G$) y valores negativos altos en valor absoluto para la relación de Poisson como anteriormente habíamos visto.

Como lo que nos interesa principalmente es saber la distribución de la acumulación comercial de gas en cada nivel, el criterio empleado en este trabajo, fue el de restringir sus valores anómalos lo mas posible, permitiendo resaltar sólo las anomalías más grandes, sin dejar de representar en cada nivel los resultados de los pozos que lo cortaron; es decir que se presentan en cada uno de los planos las más grandes, de acuerdo a este estudio.

3.5.1.-Yacimiento E

El atributo de envolvente de amplitud Fig. 3.36, coincide en todos los puntos analizados por el Activo en el año 2000 y por trabajos previos del mismo tipo realizados por la Compañía Mexicana de Geofísica (CMG) en abril del 2001 y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) de agosto del 2001 a enero del 2002, lo que indica una congruencia en sus resultados.

Aquí se puede ver la coincidencia entre los intervalos productores de los pozos Cocuite-3, Cocuite-5, Cocuite-6, Cocuite-403 y Cocuite-405 así como también con los intervalos con agua salada de los pozos: Cocuite-4, Cocuite-10, Cocuite-12, Cocuite-15, Cocuite-101 y Cocuite-402 al estar perforados fuera de las anomalías, Tabla 6.1.

El atributo de Relación de Poisson Escalado Fig. 3.37, también coincide tanto en los pozos productores como en los secos (Tabla 3.1). Están coincidiendo también en la mayoría de las localizaciones de exploración (Tabla 3.2) y de desarrollo (Tabla 3.4), propuestas por el Activo y por la Compañía CMG (Tabla 3.3), el (IMP) en su informe final solo apoya las localizaciones existente, debido a que su objetivo expresado por sus autores fue ese y no proponer nuevas áreas de oportunidad.

El atributo de $P \times G$ se presenta en la Fig.6.38, nuevamente podemos ver la coincidencia completa entre los pozos productores y los secos Tabla 34.1. La mayoría de las localizaciones de desarrollo coinciden con los puntos anómalos de este atributo tabla 3.4 y todas las localizaciones propuestas por CMG Tabla 3.3, la localización Joosh -1 propuesta por el Activo de Exploración Papaloapan desarrolla una buena expresión de $P \times G$, tabla 3.2.

Los pozos que han cortado este yacimiento son:

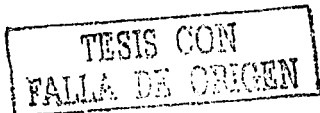


Tabla 3.1

Pozo	Inline	Crossline	Intervalo m	Prod. Diaria MMPCD	Tipo	Condición Actual
Cocuite-3	381	403	1632-1637 1617-1621	1.3	Vertical	Intermitente Baja Presión
Cocuite-4	324	381		Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-5	270	416	1951-1952 1631-1641	4	Vertical	Intermitente Baja Presión
Cocuite-6	327	445	1634-1637	1	Vertical	Intermitente Baja Presión
Cocuite-10	266	352	1665,1813 1980	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-12	376	346	1891	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-15	376	434	1630-	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-101	438	439	1800-	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-402	343	413		Agua	Direccional	Prod. en G y M.
Cocuite-403	360	443	1628-1638 1614-1622	2.2	Vertical	Continúa
Cocuite-405	289	426	1758	3.6	Direccional	Continúa

El Activo Papaloapan en el año 2000 propuso las siguientes localizaciones exploratorias con este objetivo:

Tabla 3.2

Localización	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actual
Calenda-1	269	184	1800	Vertical	Sin Perforarse
Cerraz-1	408	318	1630	Direccional	Sin Perforarse
Joosh-1	334	211	1630	Vertical	Sin Perforarse

La compañía Mexicana de Geofísica en el 2001 propuso los siguientes localizaciones con este objetivo.

Tabla 3.3

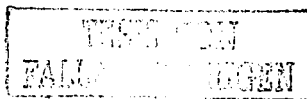
Oportunidad	Inline	Crossline	Tipo	Condición Actual
1	372	457	Vertical	Sin Perforarse
2	340	453	Vertical	Sin Perforarse
3	396	472	Vertical	Sin Perforarse
4	384	319	Vertical	Sin Perforarse
5	225	434	Vertical	Sin Perforarse

Se identifican en los planos estos puntos con los nombres de CMG1E, CMG2E, CMG3E, etc.

El Activo Papaloapan propuso las siguientes perforaciones de desarrollo:

Tabla 3.4

Desarrollo	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actual
Cocuite-406	319	424	1650	Direccional	Sin Perforarse
Cocuite-414	325	499	1700	Vertical	Sin Perforarse
*Cocuite-428	463	444	1670	Vertical	Sin Perforarse



Cocuite-431	396	472	1670	Direccional	Sin Perforarse
-------------	-----	-----	------	-------------	----------------

*Cocuite-428.-Queda fuera del área de trabajo de este estudio.

De las tablas anteriores hacemos notar que las posición de la perforación de desarrollo Cocuite-431 propuesta por el activo en el 2000 es la misma que propuso la compañía CMG con el nombre de oportunidad 3 en el 2001 (ver coordenadas).

3.5.2.- Yacimiento G

El atributo de envolvente de amplitud Fig.3.39, coincide en todos los puntos analizados por el Activo en el año 2000 y por CMG e IMP en el siguiente año, lo que indica una congruencia de resultados también a este nivel. Podemos ver esta coincidencia en los intervalos productores de los pozos Cocuite-3, Cocuite-6 y Cocuite-402 así como también con los intervalos con agua salada de los pozos: Cocuite-5, Cocuite-12, Cocuite-15, Cocuite-101, Cocuite-201 y Cocuite-403 al estar perforados fuera de estas anomalías, El pozo Cocuite-4 fue productor y el Cocuite-3 actualmente produce de manera intermitente con baja presión, Tabla 3.5.

El atributo de Relación de Poisson Escalado Fig.340, también coincide tanto en los pozos productores como en los secos. Están coincidiendo en la mayoría de las localizaciones de desarrollo (Tabla 38), propuestas por el Activo y algunas propuestas por la Compañía CMG, Tabla 3.7.

El atributo de $P \times G$, Fig.7.41 presenta nuevamente una buena coincidencia entre los pozos productores y los secos Tabla 35, la mayoría de las localizaciones de desarrollo coinciden con sus puntos anómalos tabla 3.8 alguna de las localizaciones propuestas por CMG Tabla 3.7

Los pozos que cortaron este yacimiento son:

Tabla 3.5

Pozo	Inline	Crossline	Intervalo m	Prod. Diaria MMPCD	Tipo	Condición Actual
Cocuite-3	381	403	2128-2133 2118-2122 2110-2114	7	Vertical	Cerrado por invasión de agua
Cocuite-4	324	381	2155-2159 2141-2146	Fue Productor	Vertical	Cerrado por declinación de su Prod.
Cocuite-5	270	416	?	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-6	327	445	2208-2212	3.1	Vertical	Cerrado por declinación de su Prod.
Cocuite-12	376	346	2127 y 2354	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-15	434	376	2171 y 2380	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-101	438	439	2326	Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-201	353	293	?	Agua		Cerrado
Cocuite-402	343	413	2154-2160	17	Direccional	Cerrado por invasión de

TESIS CON FALLA DE COPIEN

						agua.
Cocuile-403	360	443		Agua	Vertical	Cerrado
Cocuile-404	310	416	2260-2267 2238-2245 2238	9.4	Direccional	Cerrado por invasión de agua.

El Activo Papaloapan en el año 2000 propuso las siguientes localizaciones exploratorias con este objetivo:

Tabla 3.6

Localización	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actual
Breña-1	170	525	2200	Vertical	Sin Perforarse
Piñón-1	310	377	1630	Vertical	Sin Perforarse
Zacamandu-1	435	400	1630	Vertical	Sin Perforarse

CMG propuso las siguientes áreas de oportunidad en este nivel.

Tabla 3.7

Oportunidad	Inline	Crossline	Tipo	Condición Actual
1	248	476	Vertical	Sin Perforarse
2	233	475	Vertical	Sin Perforarse
3	219	447	Vertical	Sin Perforarse
4	340	468	Vertical	Sin Perforarse
5	304	441	Vertical	Sin Perforarse

En los planos las referiremos con los nombres de CMG1G,CMG2G,CMG3G,...., etc.

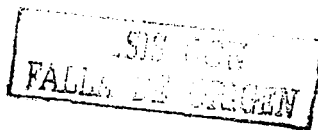
El Activo Papaloapan propuso las siguientes perforaciones de desarrollo:

Tabla 3.8

Desarrollo	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actual
*Cocuile-406	321	426	2170	Direccional	Perforado
Cocuile-407	341	470	2280	Direccional	Sin Perforarse
Cocuile-415	284	461	2200	Direccional	Sin Perforarse
C-418	243	467	2320	Direccional	Sin Perforarse

*C-406.-Resultado productor.

Como podemos darnos cuenta la mayoría de los pozos que cortan este reservorio tienen problemas de invasión de agua lo que nos indica que el contacto gas-agua se encuentra muy cercano a la zona productora, sobre todo en el sector nor-occidental conformado por los pozos Cocuile-3,Cocuile-4,Cocuile-5,Cocuile-6,Cocuile-12,Cocuile-15,Cocuile-101,Cocuile-201,Cocuile-402 y Cocuile-404 en donde la producción al inicio ha sido buena (Cocuile-3,Cocuile-4, Cocuile-402 y Cocuile-404) y posteriormente se ven invadidos de agua. Por tanto es importante cuidar en este nivel la posición estructural de las nuevas localizaciones propuestas, además de optimizar los ritmos de producción en esta zona.



3.5.3-Yacimiento M

El atributo de envolvente de amplitud Fig.3.42 coincide en todos los puntos analizados por el Activo en el año 2000 y por trabajos previos realizados por CMG e IMP. Podemos ver la coincidencia entre los intervalos productores de los pozos Cocuite-201, Cocuite-402 y Cocuite-405, así como también con los intervalos con agua salada de los pozos: Cocuite-102 y Cocuite-403, este último produce en forma intermitente agua, a pesar de encontrarse dentro de una anomalía, lo quiere decir que se encuentra perforado también dentro del contacto gas-agua que permite la producción de ambos fluidos de manera simultanea, nuevamente el control de presiones de producción es importante, par evitarlo, Tabla 3.9

El atributo de Relación de Poisson Escalado Fig.3.43, también coincide tanto en los pozos productores como en los secos (Tabla3.9), en la mayoría de las localizaciones de desarrollo de la Tabla3.12 propuestas por el Activo y en algunas propuestas por la Compañía CMG (Tabla3.11).

El atributo de $P \times G$, Fig.3.44 presenta nuevamente buena coincidencia entre los pozos productores y los secos (Tabla3.9), la mayoría de las localizaciones de desarrollo coinciden con puntos anómalos de este atributo (tabla3.12) y alguna de las localizaciones propuestas por CMG (Tabla3.11).

Los pozos que cortaron este yacimiento son:

Tabla 3.9

Pozo	Inline	Crossline	Intervalo m	Prod. Diaria MMPCD	Tipo	Condición Actual
*Cocuite-102	434	368		Agua	Vertical	Cerrado
Cocuite-201	353	393	2565-2571	14.4	Vertical	Continua
Cocuite-402	343	413	2696-2700	9.4	Direccional	Continua
Cocuite-403	360	443		Agua	Vertical	Cerrado por invasión de agua.
Cocuite-405	289	426	2920 2940	15.6	Direccional	Continua

*Cocuite-102.- se encuentra fuera del área de este estudio

El Activo Papaloapan en el año 2000 propuso las siguientes localizaciones exploratorias con este objetivo:

Tabla 3.10

Localización	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actual
Clis-1	190	498	3070	Vertical	Sin Perforarse
Piñón-1	310	377	3300	Vertical	Sin Perforarse
Zacamandu-	435	400	3300	Vertical	Sin Perforarse

CMG propuso las siguientes áreas de oportunidad en este nivel.

Tabla 3.11

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Oportunidad	Inline	Crossline	Tipo	Condición Actual
1	363	400	Vertical	Sin Perforarse
2	358	392	Vertical	Sin Perforarse
3	261	403	Vertical	Sin Perforarse
4	343	327	Vertical	Sin Perforarse

En los planos las referiremos con los nombres de CMG1M,CMG2M,CMG3M,..., etc.

En la tabla anterior podemos ver que las posición de la perforación CMG1M y CMG2M propuestas por la compañía CMG en el 2001son casi son iguales (236 m aproximados).

El Activo Papaloapan propuso las siguientes perforaciones de Desarrollo:

Tabla3.12

Desarrollo	Inline	Crossline	Intervalo m	Tipo	Condición Actu
C-413	387	399	2670	Direccional	Perforado
C-415	284	465	2900	Direccional	En perforación
*C-419	260	455	2925	Direccional	Sin Perforarse

*C-419.-Se encuentra fuera del área de este estudio.

3.6.- Análisis de Anomalías de AVO sobre familias de PRC's de Líneas Aleatorias

Se analizaron a través de 10 líneas arbitrarias las oportunidad propuestas en cada nivel, se identificaron algunas nuevas, así como también algunas oportunidades detrás de la tubería.

Los dos nuevos Plays, Mioceno Medio Tardío y Mioceno Inferior identificados por el Activo Papaloapan, también fueron visualizados a través de algunas de estas líneas.

3.6.1.-Línea Arbitraria 1

Se extiende de NW – SE a través de las Localizaciones Joosh-1 , Mayeri-1, Plión-1, Clis-1 y Breña-1 y sus anomalías se encuentran calibradas con los intervalos productores de los pozos Cocuite-402 (productor en G y M) y Cocuite-403 (productor en E), Fig.3.46. Esta figura nos muestra toda la línea con los atributos de AVO: $P \times G$ en Fig.3.46a y $(aP + bG)$ en Fig.3.46b, donde se señalan con círculo rojo los volúmenes anómalos asociados a la presencia de gas.

Nivel E

Se observa en la Fig. 3.46 que ambos atributos están respondiendo bien al intervalo productor del pozos Cocuite-403 con una marcada anomalía a este nivel. En su porción NW aparece la Localización Joosh-1 con una buena expresión en ambos atributos.Por otro lado en la porción NE de la Localización Mayeri-1 en una posición más somera, se desarrolla una anomalía de buena expresión en ambos atributos, que podría probarse la cuál se identifica en este estudio como "Prue-1My_E".

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En las Fig.3.47a y Fig. 3.47b se presentan ampliificaciones de $P \times G$ y $(aP + bG)$ en la localización Joosh-1 anotando sus dimensiones aproximadas. Esta anomalía ha prevalecido en todos los trabajos anteriores incluyendo éste.

El la Fig. 3.48 se observan las familias de PRC's que la conforman, presentándose con su envolvente de amplitud para visualizarla mejor, podemos observar como a nivel E se desarrolla una amplitud anómala que aumenta hacia la parte SE de la sección.

En la Fig. 3.49 mostramos un acercamiento de $(aP + bG)$ en las dos oportunidades mencionadas hasta estos momentos: la localización Joosh-1 y la oportunidad "Prue-1My_E".

En la Fig. 3.50 se presenta la sección arbitraria 1 aplada en modo RAP, para comparar la similitud del punto brillante donde se sabe hay producción en el nivel E con el pozo Cocuite-403 y el punto brillante asociado a la localización Joosh-1 y a la oportunidad "Prue-1My_E", esta última de mayor riesgo quizá por el sello.

A continuación en el Fig. 3.51a se efectuó un análisis con la grafica cruzada de $P \times G$ con una ventana de 500 ms centrada sobre el horizonte E, delimitando sus puntos anómalos con color amarillo y azul. Observamos su sección cruzada Fig.3.51b, para ubicar estas anomalías dentro de su sección y para el caso de la loc. Joosh-1 se observa situada en el extremo occidental, (quizá valdría la pena revalorar esta posición y colocarla al centro).

Nivel G

Nuevamente se aprecia en la Fig.3.46 la respuesta de los atributos de AVO a la producción del pozo Cocuite-402 perforado en la cima del anticlinal, su débil intensidad a pesar de sus índices de producción registrados, esta relacionado con lo mencionado anteriormente de la fuga de gas en esa zona y a la invasión de agua salada.

Nivel Mioceno Medio Tardío

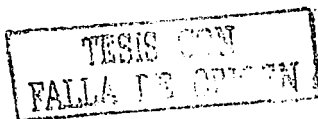
En la Fig.3.46 también podemos observar una oportunidad detrás de la tubería del pozo Cocuite-402, la cuál hemos identificado con el nombre de DT_C-402_G, que se sugiere probar.

Observamos a este nivel el desarrollo de una ligera anomalía situada entre el pozo Cocuite-402 y la localización Mayeri-1, que más adelante veremos corresponde a la localización Piñón-1 propuesta por el Activo Papaloapan.

Los pozos que cortaron este yacimiento son:

Tabla 3.13

Nombre del Pozo	Inline	Crossline	Intervalo m	Prod. Diaria MMPCD	Tipo	Condición Actual
C-10	266	352		Agua	Vertical	Cerrado
C-101	438	439	2565-2571	Agua	Vertical	Cerrado



C-402	343	413	2696-2700	Manifestaciones	Direccional	Sin probarse
-------	-----	-----	-----------	-----------------	-------------	--------------

(CMG) propuso las siguientes áreas de oportunidad en este nivel.

Tabla 3.14

Oportunidad*	Inline	Crossline	Tipo	Condición Actual
1	329	346	Vertical	Sin Perforarse
2	309	368	Vertical	Sin Perforarse
3	263	321	Vertical	Sin Perforarse

*La compañía las clasifica con riesgo alto.

Nivel M

En esta sección la única anomalía que se observa a este nivel es la que presenta la producción del pozo Cocuite-402, la cuál se observa muy débil por los problemas explicados anteriormente.

Mioceno Inferior

En la parte profunda de las secciones de atributos de AVO, podemos observar el desarrollo de una anomalía que conforma un relieve anticlinal de buenas dimensiones. Se puede notar que el atributo $P \times G$ no es resolutivo para este tipo de sedimentos, (valores muy bajos), lo que nos está indicando que esta clase de anomalía es diferente a la clase III identificada en los demás niveles.

3.6.2 Línea Arbitrara 2

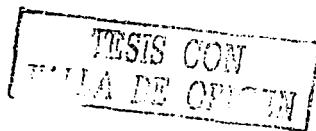
Se extiende de SW – NE a través de las localizaciones Calenda-1 , Mayeri-1 y Piñón-1. Sus anomalías se encuentran calibradas también con los intervalos productores de los pozos Cocuite-402 (productor en G y M) y Cocuite-403 (productor en E), Fig.3.52. Esta figura nos muestra una panorámica general en toda la línea de atributos de AVO $P \times G$ en Fig.3.52a y $(aP + bG)$ en Fig.3.52b, donde se señalan con círculo rojo los volúmenes anómalos asociados a la presencia de gas.

Nivel E

Se observa en la Fig.3.52 que ambos atributos están respondiendo bien al intervalo productor del pozos Cocuite-403 con una marcada anomalía.

En la porción NE de la localización Calenda-1 en una posición más somera a E se desarrolla una anomalía de regular expresión en ambos atributos la cuál se identifica en este estudio como "Prue-2Cal_E". También podemos observar a este nivel la presencia de la oportunidad identificada en la línea arbitraria 1 con el nombre de "Prue-1My_E" mejor desarrollada en el atributo de $P \times G$ que en el caso anterior.

En la Fig. 3.53, se observan los resultados de un análisis de $P \times G$ en una sección sísmica Fig. 3.53a y una gráfica cruzada Fig. 3.53b, realizado con una ventana de 200 ms centrada sobre este nivel, cuyos resultados permiten visualizar poco desarrollo de puntos anómalos en esta zona, y los que existen son mucho menores a la intensidad de la anomalía producida por la producción alcanzadas en el nivel E del pozo Cocuite-403.



Nivel G

En este nivel en la Fig. 3.54 podemos observar en la sección cruzada del atributo $P \times G$, extraído de una ventana centrada de 200 ms, el clásico horizonte plano asociado a la producción de gas en el pozo Cocuite-402 en este nivel, también podemos ver en el flanco oriental que corta el pozo Cocuite-402 el desarrollo de una elongada anomalía cercana al pozo, sabemos que los resultados de este pozo en este nivel lo ubican como un pozo seco, sin embargo por lo que apreciamos en esta sección y en la sección arbitraria 4 Fig. 3.65b, que veremos más adelante podemos sugerir que se trata de una posible invasión de agua a las paredes del pozo, que se podría intentar eliminar mediante algún tipo de reintervención, a esta otra oportunidad detrás de la tubería la hemos denominado DT_C403_G.

Nivel Mioceno Medio Tardío

A este nivel observamos en la Fig. 3.55 el desarrollo de dos anomalías a cada flanco del anticlinal perforado por el pozo Cocuite-402, la más cercana probablemente sea alcanzable desde el pozo, la que hemos denominado oportunidad detrás de la tubería DT_C402_MMT, y la otra con la profundización de la localización Piñón-1. En la figura 3.56 presentamos las familias de PRC's que conforman esta anomalía, donde podemos observar el desarrollo de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor hacia la parte nororiental.

Nivel M

Observamos en la Fig. 3-52, a este nivel la anomalía de ambos atributos de AVO respondiendo a la producción del pozo Cocuite-402 de manera difusa por los problemas de fuga de gas e invasión de agua, señalados.

Mioceno Inferior

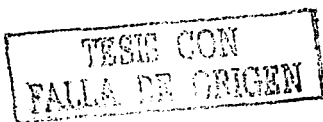
Observamos en la parte profunda de esta figura (3.52), la presencia de la anomalía apreciada con el atributo de la Relación de Poisson Escalado, la cual se sugiere probar con la profundización del pozo Cocuite-402.

3.6.3.-Línea Arbitraria 3

Se extiende de NW - SE a través de las Localizaciones Zacamandu-1, Clis-1 y Breña-1. Sus anomalías se encuentran calibradas con los intervalos productores de los pozos Cocuite-3 (con producción intermitente y baja en E y G) y Cocuite-402 (productor en E, e invadido en G), Fig. 3.57. Esta figura nos muestra una panorámica general en toda la línea de los atributos de AVO $P \times G$ en Fig.6.57a y $(aP + bG)$ en Fig.3.57b, donde se señalan con círculo rojo los volúmenes anómalos asociados a la presencia de gas.

Nivel E

Se observa en la Fig.3.57 que ambos atributos están respondiendo bien al intervalo productor del pozos Cocuite-3 con una marcada anomalía a este nivel. En la porción SE del pozo Cocuite-402 a este nivel observamos el desarrollo de una anomalía de AVO para ambos atributos que quizá pueda ser probada desde este pozo, la identificado en este estudio con el nombre de DT_C-402_E.



En la Fig. 3.58, podemos observar estos resultados en forma ampliada y vemos que la separación del eje del pozo es de aproximadamente 400 m a una profundidad máxima de 1750 m considerando una velocidad promedio para siliciclásticos de 2300 m/s.

En la Figura 3.59 se presenta una análisis de grafica cruzada del atributo $P \times G$ con una ventana de 240 ms centrada, donde en la sección cruzada Fig. 3.69a, se puede apreciar de nuevo esta oportunidad detrás de la tubería junto con sus dimensiones aproximadas.

Nivel G

En la Fig.3.60 podemos observar en la sección cruzada obtenida de $P \times G$ con una ventana de 200 ms, la anomalía respondiendo a la producción del pozo Cocuite-402 situada en la cresta del anticlinal, bajando estructuralmente sobre ese flanco observamos una zona de arena saturada-arcilla que separa una segunda anomalía desarrollada mas abajo. Una probable respuesta a este comportamiento (a pesar de que el gas por diferencia de densidad tienda a ocupar las partes más altas), se pueda atribuir a la presencia del agua existente en este yacimiento, que haya causado este aislamiento. Valdría la pena delimitar bien esta anomalía, para argumentar mejor este comportamiento, en este estudio se identifica con el nombre de "Prue-3Clis_G".

Nivel M

En la Fig. 3.57 se puede ver que las anomalía de los atributos de AVO desarrolladas a este nivel corresponden a la producción de gas del pozo Cocuite-402 únicamente.

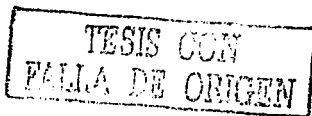
Mioceno Inferior

En la Fig. 3.61 se observa un acercamiento de la anomalía desarrollada en el intervalo profundo con sus dimensiones aproximadas, que podría explotarse como se indico anteriormente mediante la profundización del pozo Cocuite-402 si las condiciones actuales de sus instalaciones lo permiten. En este trabajo se ha identificado esta oportunidad con el nombre de "Cocuite-402_Prof".

En la siguiente Fig. 3.62 se obtuvo la sección cruzada a partir de un análisis cruzado del producto $P \times G$ con una ventana de 300 ms, observando claramente el desarrollo de una anomalía distinta a la tipo III reconocida en los otros niveles. (probablemente de tipo II o IV, para identificarla bien es necesario calibrar esta respuesta con los resultados de algún pozo que haya perforado o perfore este nivel).

3.6.4.-Linea Arbitraria 4

Se extiende de E - W pasando por las localizaciones Joosh-1 , y Cerraz-1 calibrada con los pozos Cocuite-3 (productor en E y G) y Cocuite-403 (productor en E), Fig. 3.63, donde podemos ver una panorámica general de los atributos de AVO $P \times G$ en Fig.3.63a y $(aP + bG)$ en Fig.3.63b, donde se señalan con circulo rojo los volúmenes anómalos asociados a la presencia de gas.



Nivel E

Se observa en la Fig. 3.63 que ambos atributos están respondiendo bien a los intervalos productores del pozo Cocuite-3 y Cocuite-403 con marcadas anomalías a este nivel.

En la porción occidental de esta sección vuelve a observarse la localización Joosh-1 y hacia el oriente, entre esta y el pozo Cocuite-3, se desarrolla una ligera anomalía que representa la localización Cerraz-1, que no alcanza a distinguirse en el atributo de la Relación de Poisson Escalado, Fig. 3.63b.

En la siguiente figura se presenta un análisis de la grafica cruzada de $P \times G$, con una ventana de 200 ms Fig. 3.64b de donde obtenemos la sección cruzada de este nivel Fig. 3.64a, observando las anomalías de Joosh-1, Cerraz-1 y las producciones conocidas de los pozos Cocuite-3 y Cocuite-403.

Nivel G.

Se observa en la Fig. 3.63 una oportunidad detrás de la tubería del Pozo Cocuite-403 a este nivel marcada mejor por el atributo $P \times G$, que se localiza a 625 m aproximadamente de la porción oriental del pozo y que hemos identificado en este estudio con el nombre de DT_C-403_G.

Para apoyar lo anterior en la Fig. 3.65a presentamos su familia de PRC's a través del pozo; donde podemos observar la ausencia de valores anómalos alrededor de la tubería, lo que concuerda con los resultados que lo clasifican como seco a este nivel. Sin embargo en la medida que se alejan hacia la porción oriental experimentan un crecimiento de su amplitud y esto lo podemos observar con mayor claridad en la Fig. 3.65b donde se señala con un círculo azul la zona sin anomalía de $P \times G$ alrededor del pozo.

Nivel M.

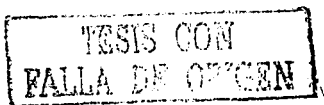
En este nivel Fig. 3.63a, observamos la posición flanqueada del pozo Cocuite-403 que atravesó la cima de este yacimiento y que en sus inicio produjo de manera intermitente para posteriormente invadirse de agua, en base a estos resultados y a su posición estructural se puede inferir que el pozo atravesó el contacto gas-agua pero que la acumulación de gas existe en una posición más alta, enmarcada con un elipse color roja.

Nivel Mioceno Medio Tardo.

No observamos en esta sección anomalías de interés a este nivel.

Mioceno Inferior.

En la parte profunda de la Fig. 3.63b, podemos ver la presencia de una anomalía de la RPE que se extiende sobre los flancos de un anticlinal, en base a esta posición consideramos que tanto la profundización del pozo Cocuite-403 y de la localización Cerraz-1 podrían resultar de mayor riesgo que la ya propuesta profundización del pozo Cocuite-402, para probar esta estructura, por estar en una posición estructural más favorable.



3.7.- Apoyo en la Generación de Nuevas Áreas de Oportunidad Exploratorias

3.7.1.-Localización Nueva-1E

Podemos ver en la figuras 3.66a y 3.66b, las familias de PRC's que conforman el crucero de una anomalía que persiste bien definida aún después de aplicar las restricciones mencionadas al inicio de esta sección, en el nivel E.

En un principio pensamos que podría tratarse de la continuación de la localización Cerraz-1 que se sitúa en su parte norte, sin embargo conforme fuimos restringiendo sus valores altos de $P \times G$ y altos en valor absoluto de $(aP + bG)$ esta última fue perdiendo definición, permaneciendo siempre fuerte la anomalía señalada.

3.7.2.-Localización Nueva-2E.

En figura 3.67a y 3.67b, se presenta el crucero de familias de PRC's que conforman otra anomalía, de menor expresión que la anterior pero que suponemos se deba a la presencia de ruido coherente que aún persiste en su parte superficial incluyendo este nivel (ver figuras referidas anteriormente), lo que no permite distinguir claramente la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor.

Si la calidad de esta porción del cubo fuera mejorada pensamos quedaría mejor definida esta anomalía.

3.7.3.-Localización Nueva-3E

En la siguiente figura podemos ver el desarrollo de una anomalía aislada del producto de $P \times G$, que quizá forme parte de la frontera oriental del Campo Cocuite, en las Fig. 4.68a y 4.68b presentamos su crucero, donde se observa claramente el desarrollo de su amplitud hacia la parte nororiental del plano.

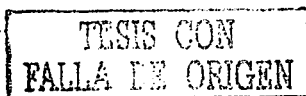
3.7.4.- Resumen de Oportunidades Apoyadas y Generadas por este Estudio

De acuerdo a lo presentado anteriormente, el tipo de fluido que saturan los intervalos productores de los pozos que utilizamos de referencia en este estudio (Gas Seco), ha sido en todos sus casos detectado por los diferentes atributos de AVO aplicados. Por lo que parece que sus resultados pueden aplicarse con un buen nivel de confiabilidad en aquellas áreas con anomalías altamente positivas de producto $P \times G$ y relación de Poisson escalar apilados para localizar nuevas áreas de oportunidad.

A continuación en la tabla 3-15 se proporciona un resumen de todas las áreas de oportunidad que respondieron en este estudio a los atributos de AVO aplicados.

Tabla 3.15

No.	Localización u Oportunidad detrás de tubería	Lugar donde se visualiza	Número de Figura
1	Joosh-1	Planos de $P \times G$, $(aP + bG)$	3.36, 3.37 y 3.38



	Nivel E	Línea Arbitraria 1 Línea Arbitraria 4	3.46,3.47,3.48,3.49,3.50,3.51, 3.63,3.64,
2	Piñón-1 Niveles MMT y Mioc-Inf.	Planos de PxG, (aP+bG) Línea Arbitraria 1 Línea Arbitraria 2	3.36,3.37 y 3.38 3.46 3.51,3.54,3.55
3	Cerraz-1 Nivel E	Planos de PxG, (aP+bG) Línea Arbitraria 4	3.36,3.37 y 3.38 3.63,3.64
4	Cocuite-406_E Cocuite-406_G	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38 3.39,3.40,3.41
5	Cocuite-14_E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
6	Cocuite-431=CMG3E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
7	Cocuite-407_G	Planos de PxG y (aP+bG)	3.39,3.40,3.41
8	Cocuite-415_G Cocuite-415_M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.39,3.40,3.41 3.42,3.43,3.44
9	Cocuite-418_G	Planos de PxG y (aP+bG)	3.39,3.40,3.41
10	Cocuite-413_M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.42,3.43,3.44
11	Cocuite-419_M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.42,3.43,3.44
12	CMG1E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
13	CMG2E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
14	CMG3E=Cocuite-431	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
15	CMG4E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
16	CMG5E	Planos de PxG y (aP+bG)	3.36,3.37 y 3.38
17	CGM4G	Planos de PxG y (aP+bG)	3.39,3.40,3.41
18	CGM5G	Planos de PxG y (aP+bG)	3.39,3.40,3.41
19	CGM1M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.42,3.43,3.44
20	CGM2M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.42,3.43,3.44
21	CGM4M	Planos de PxG y (aP+bG)	3.42,3.43,3.44
22	Nueva-1E	Planos de PxG y (aP+bG) Crucero 1E-1E' y 2E-2E'	3.36,3.37 y 3.38 3.66
23	Nueva-2E	Planos de PxG y (aP+bG) Crucero 1E-1E' y 3E-3E'	3.36,3.37 y 3.38 3.67
24	Nueva-3E	Planos de PxG y (aP+bG) Crucero 1E-1E' y 4E-4E'	3.36,3.37 y 3.38 3.68
25	Cocuite-402_Prof Mioc-Inf	Línea Arbitraria 1 Línea Arbitraria 2 Línea Arbitraria 3	3.46 3.52 3.57,3.66,3.62
26	Prueb_1My_E	Línea Arbitraria 1 Línea Arbitraria 2	3.46,3.49,3.50,3.51 3.52,3.53
27	Pueb_2Cal_E	Línea Arbitraria 2	3.51,3.52
28	Prueb_3Clis_G	Línea Arbitraria 3	3.57,3.60
29	DT_C-402_E	Línea Arbitraria 3	3.57,3.58,3.59
30	DT_C-402_MMT	Línea Arbitraria 1 Línea Arbitraria 2	3.46 3.52,3.55
31	DT_C-403_G	Línea Arbitraria 2 Línea Arbitraria 4	3.54 3.63,3.65

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las Loc. Maple-1 al extremo sur y Tlacuitle-1, Zitla-1, Esparrago-1 y Cocuite-428 en extremo Norte del cubo quedaron fuera de los alcances de este estudio por razones de espacio en disco.

3.7.5.- Factores de Riesgo Exploratorio de Acuerdo a los Resultados de este Estudio

El reservorio del nivel E, presenta el menor riesgo exploratorio por la mejor definición de sus anomalías de AVO, además de contar con una sola componente estratigráfica, figuras 3.36, 3.37 y 4.38. Por tal razón se han podido generar un mayor número de localizaciones en relación a los otros niveles.

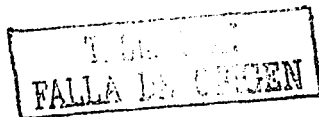
El reservorio del nivel G, figuras 3.39, 3.40 y 3.41, presenta un mayor riesgo geológico por la invasión de agua salada y la distorsión del modelo de velocidades, debidos a la fuga de gas mencionada, que afecta de manera importante los resultados de los atributos de AVO (que como vimos en la sección 3.3 que se encuentran en función del campo de velocidades), por tanto es recomendado afinar nuestro modelo de velocidades conforme se vaya incorporando nueva información de pozos y recalculer sus atributos. Por otro lado, como consecuencia del problema del agua se debe cuidar mucho el factor estructural además del estratigráfico.

Y por su cercanía con el contacto gas-agua se debe optimizar el ritmo de producción, mediante un control adecuado de presiones de fondo que eviten su invasión.

El Play Miocenos Medio Tardío, no pudo ser evaluado con un plano de distribución de atributos de AVO, debido a que desconocimos la existencia de su horizonte interpretado en tiempo, hasta tiempo después de haber hecho la solicitud oficial de los datos, por tal motivo no pudimos utilizarlo como nivel de referencia en el cálculo de sus atributos de AVO, sin embargo con las líneas aleatorias 1 y 2 construidas se visualizaron las oportunidades que mencionamos anteriormente.

En el nivel M, figuras 3.42, 3.43 y 3.44 anomalías de AVO muy reducidas y todas ellas ya han sido probadas o se encuentran propuestas como localizaciones exploratorias y de desarrollo en los estudios anteriores, por lo que en nuestro trabajo no propone ninguna oportunidad exploratoria nueva a este nivel, solo se da el apoyo mencionado en la secciones 3.7 y 3.8.

El Play Mioceno Inferior tampoco contó con el horizonte interpretado en tiempo por tanto, a través de las secciones arbitrarias: 1,2,3 y 4 se visualizaron las oportunidades presentadas anteriormente en la tabla 3.15





Porción Sur del Cubo Sísmico Cocuite-Lizamba-Chalpa,
donde se desarrolla el Campo Cocuite



DEPI

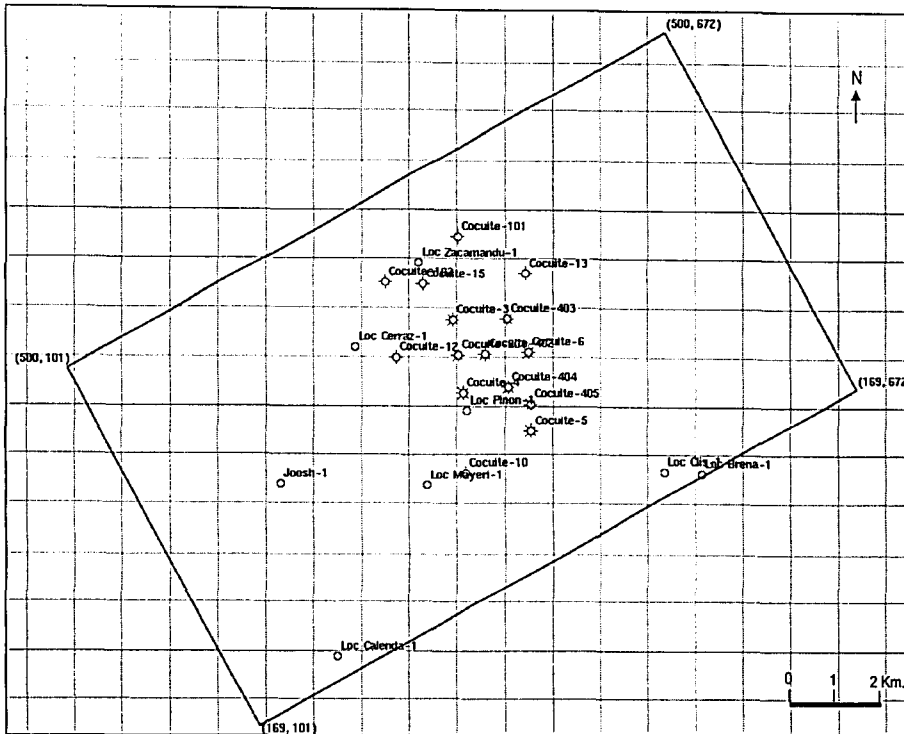


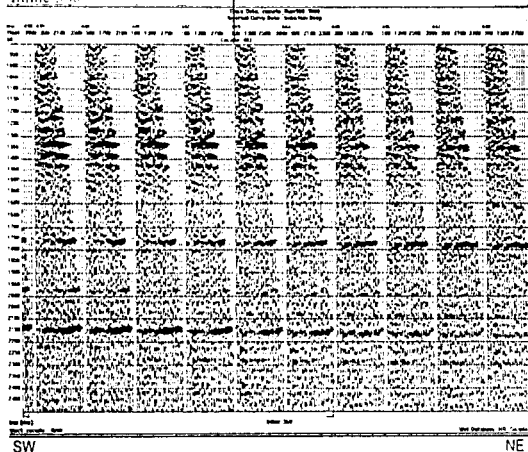
Fig. 3.1



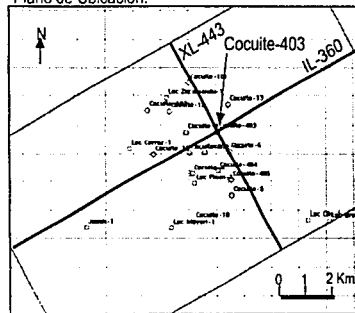
DEPFI

Cocuile-403

Inline-360



Plano de Ubicación:

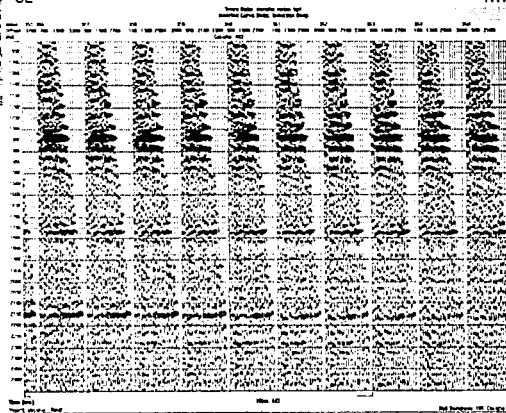
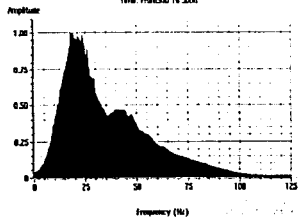


SE

NW

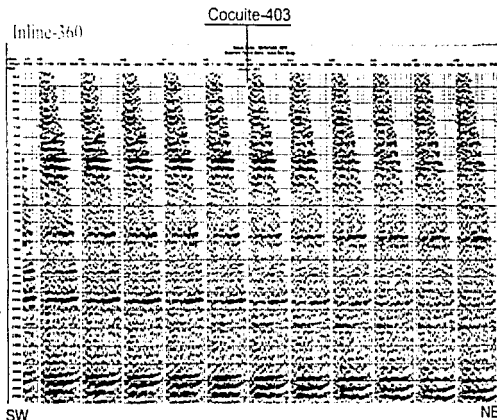
Espectro de amplitud de un subvolumen de la información sísmica original

Time: From 40 To 500
Scale: From 10 To 300
Time: From 0.0 To 3.000

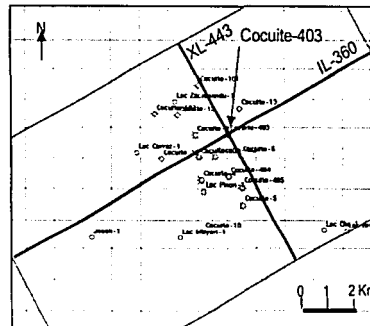


XL-443

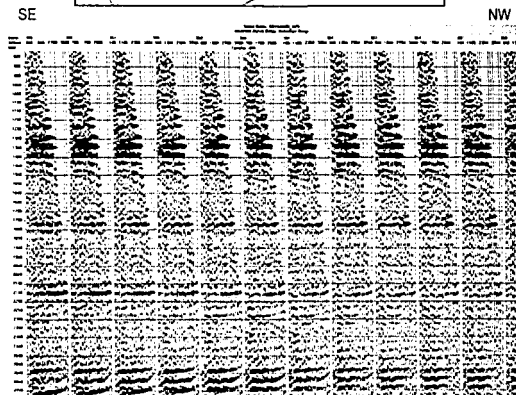
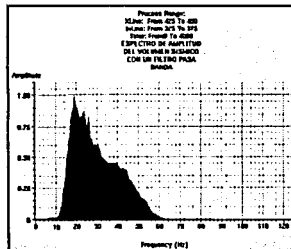
Fig. 3.2

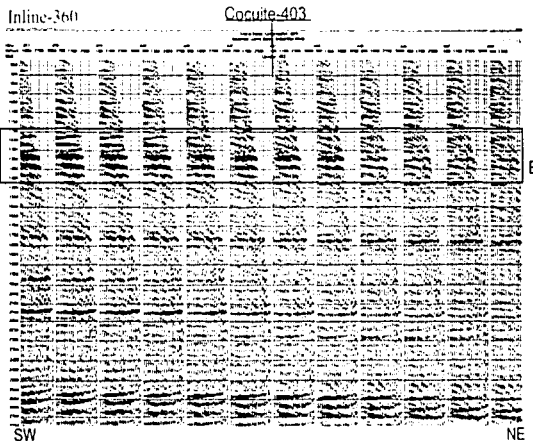


Plano de Ubicación:

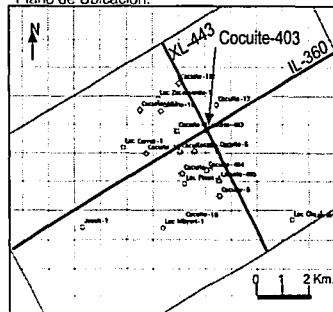


Espectro de amplitud de un subvolumen de la información sísmica con un Pasa Banda:8-18-48-65 Hz.





Plano de Ubicación:



Espectro de amplitud de un subvolumen de la información sísmica con el Pasa Banda anterior y Filtro Inverso Radón: $Low \Delta T = 30$
 $High \Delta T = 50$

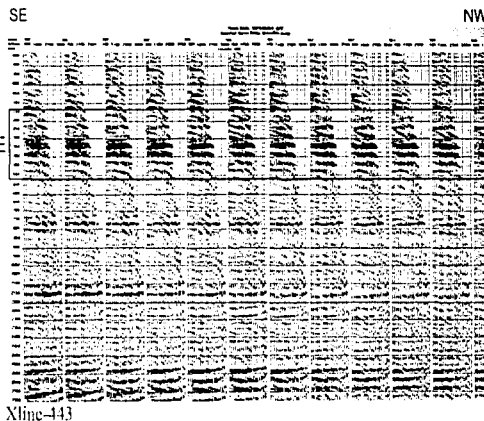
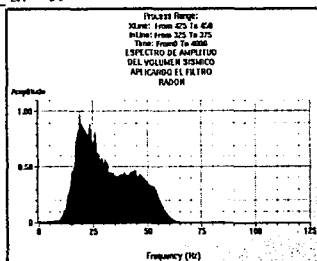


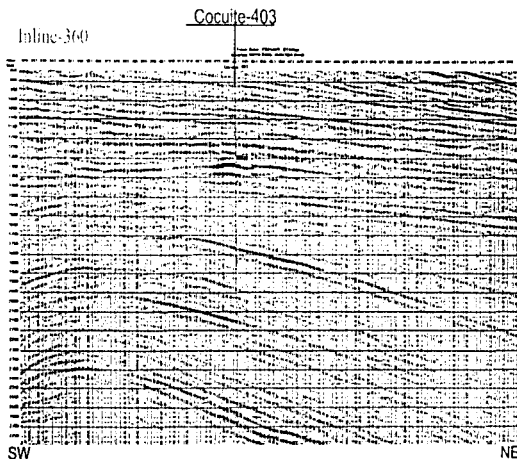
Fig. 3.4



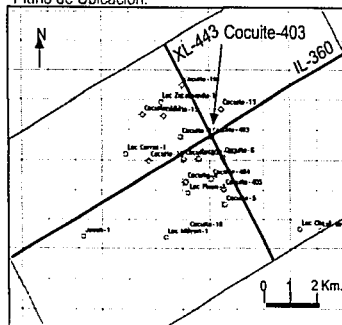
Secciones Sísmicas Apiladas en Modo RAP, después de Aplicarles un Filtro Pasa Bandas
y el Filtro Inverso Radón



DEPFI



Plano de Ubicación:



SE

NW

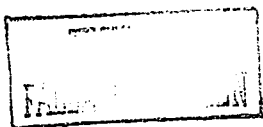
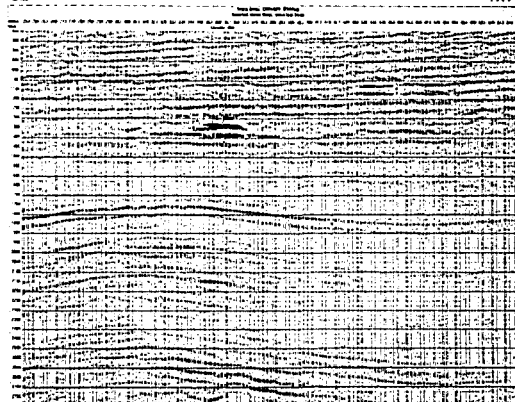


Fig. 3.5

Xline-443



Sección Sísmica Aplada en modo RAP, con Ganancia

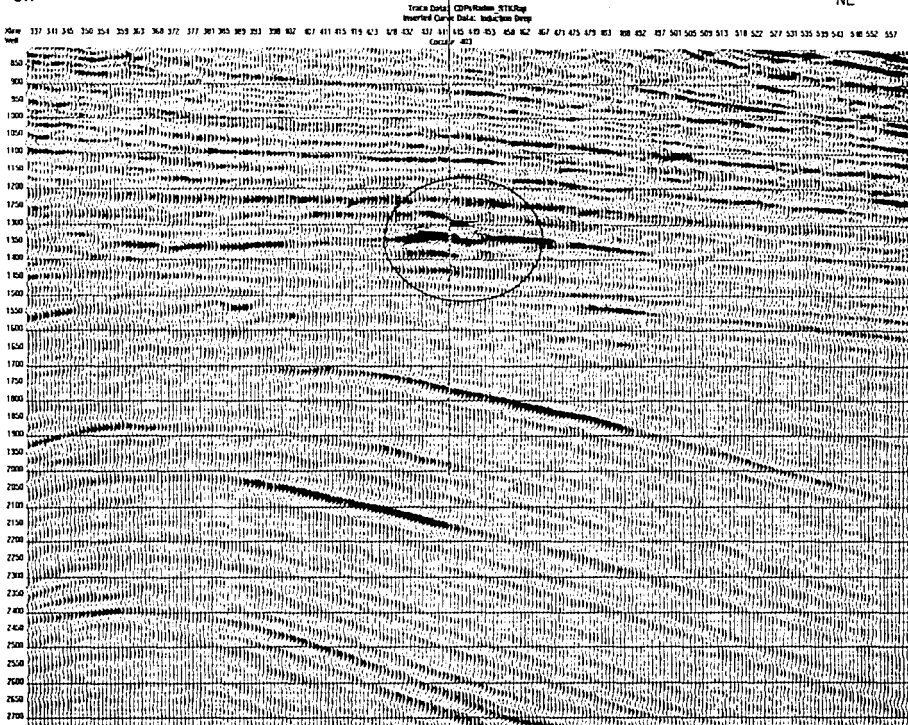


DEPMI

NE

Cocuite-403

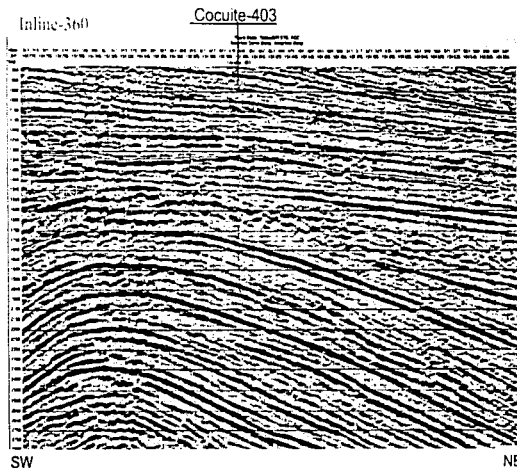
SW



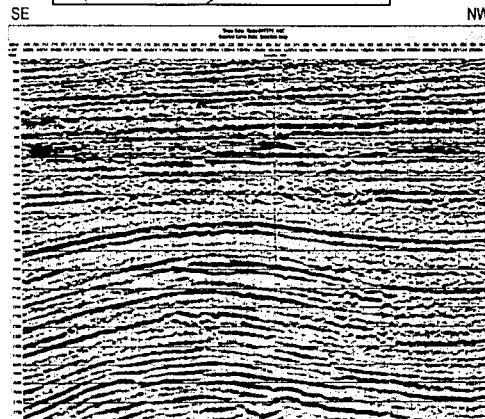
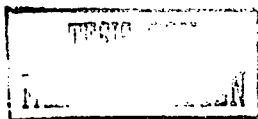
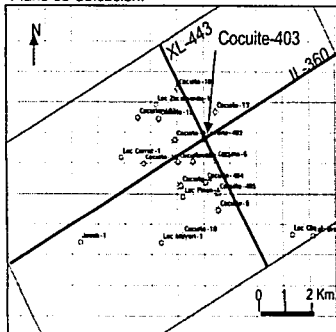
RECORRIDO
1970
FALLA
DE
COCUITES

InLine-560

Fig. 3.6



Plano de Ubicación:



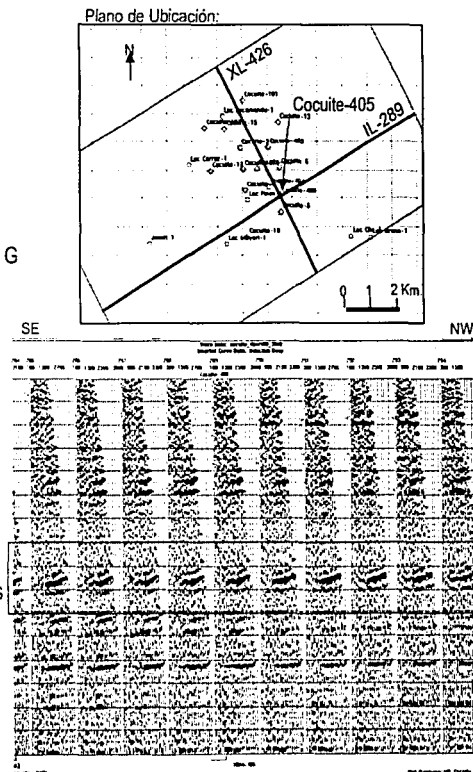
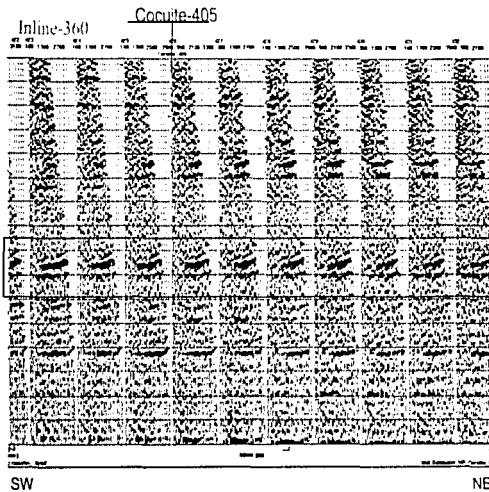


Fig. 3.8

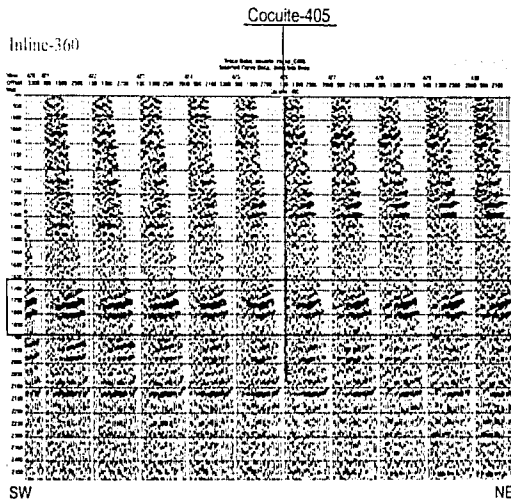




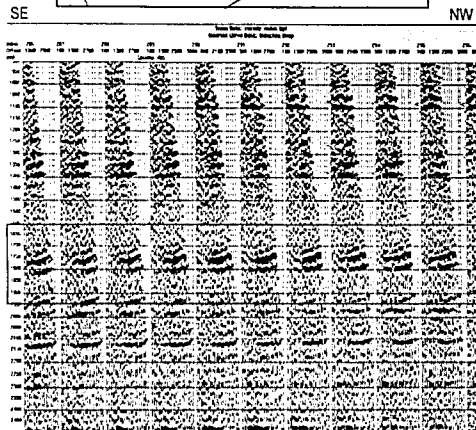
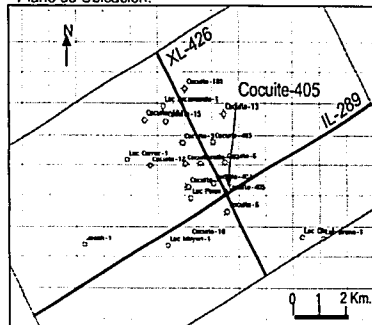
Salidad después de Aplicar los Procesos anteriores sin Mejorar su Señal
Lo que implica que las correcciones mayores deben realizarse en los
Centros Dedicados a Procesamiento de Datos Sísmicos.



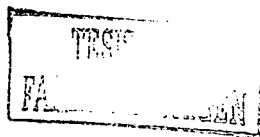
DEPTO. NACIONAL DE INGENIERIA CIVIL



Plano de Ubicación:



Inline-443

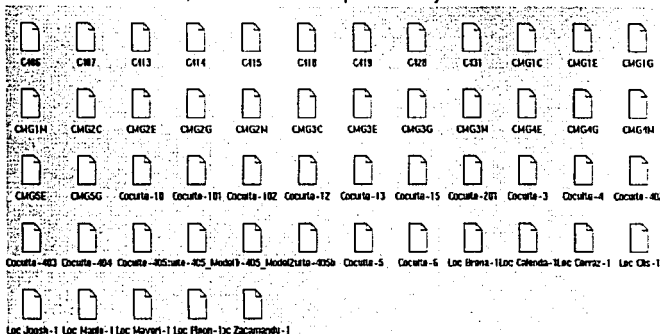




BASE DE DATOS



Pozos, Localizaciones Exploratorias y de Desarrollo



Tiro de Velocidad del Pozo Cocuite-101

Well: Cocuite-101
Log: Check Shot
Type: Check Shot
Sampling units: m
Check Shot Units: ms (Two Way time)
Depths are measured from: Kelly Bushing
Depths values are: Measured Depth

Table with 3 columns: Depth, Time, and an unlabeled column. Rows 1-14 showing depth values from 240.6 to 2480.2 and time values from 278.8 to 2240.2.

There are 14 samples.

Ejemplos de Columnas Cronoestratigráficas

Table for Cocuite-403 showing stratigraphic columns with Name, Start Measured Depth, and End Measured Depth.

Units of the logs: Meters

Cocuite-403

Table for Cocuite-402 showing stratigraphic columns with Name, Start Measured Depth, and End Measured Depth.

Units of the logs: Meters

Cocuite-402

TESIS GOV
FALLA DE ORIENTE

Fig. 3.10



Formato para capturar el modelo de velocidades a nuestra base de datos



DEPFI

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

92.0	014025.0	2054754.1	4.00	1700.00
			500.00	1950.00
			1000.00	2264.00
			1500.00	2482.00
			2000.00	2689.00
			2500.00	2811.00
			3000.00	2941.00
			3500.00	2959.00
			4000.00	2971.00
			6000.00	3247.33
121.0	014090.1	2055203.0	4.00	1700.00
			500.00	1950.00
			1000.00	2264.00
			1500.00	2481.00
			2000.00	2666.00
			2500.00	2914.00
			3000.00	2844.00
			3500.00	2855.00
			4000.00	2879.00
			6000.00	3252.57
141.0	015333.7	2055434.4	4.00	1700.00
			500.00	1957.00
			1000.00	2264.00
			1500.00	2482.00
			2000.00	2666.00
			2500.00	2821.00
			3000.00	2855.00
			3500.00	2877.00
			4000.00	2896.00
			6000.00	3264.00
161.0	015777.4	2055665.0	4.00	1700.00
			500.00	1962.00
			1000.00	2265.00
			1500.00	2483.00
			2000.00	2689.00
			2500.00	2825.00
			3000.00	2864.00
			3500.00	2891.00
			4000.00	2915.00
			6000.00	3276.67
181.0	016221.0	2055895.6	4.00	1700.00
			500.00	1966.00
			1000.00	2265.00
			1500.00	2482.00
			2000.00	2699.00
			2500.00	2822.00
			3000.00	2865.00
			3500.00	2897.00
			4000.00	2924.00
			6000.00	3282.67
201.0	016664.6	2056126.3	4.00	1700.00
			500.00	1972.00
			1000.00	2265.00
			1500.00	2483.00
		

Fig.- 6.11a.-Módulo de Velocidades en el formato recibido del CNPS.

Inline	Xline	Tiempo	Velocidad
82	92	4	1700
82	92	500	1950
82	92	1000	2264
82	92	1500	2480
82	92	2000	2689
82	92	2500	2911
82	92	3000	2941
82	92	3500	2959
82	92	4000	2971
82	92	6000	3247
82	121	4	1700
82	121	500	1956
82	121	1000	2264
82	121	1500	2481
82	121	2000	2686
82	121	2500	2914
82	121	3000	2844
82	121	3500	2855
82	121	4000	2879
82	121	6000	3252
82	141	4	1700
82	141	500	1957
82	141	1000	2264
82	141	1500	2482
82	141	2000	2666
82	141	2500	2821
82	141	3000	2855
82	141	3500	2877
82	141	4000	2896
82	141	6000	3264
82	161	4	1700
82	161	500	1962
82	161	1000	2265
82	161	1500	2483
82	161	2000	2689
82	161	2500	2825
82	161	3000	2864
82	161	3500	2891
82	161	4000	2915
82	161	6000	3276
82	181	4	1700
82	181	500	1966
82	181	1000	2265
82	181	1500	2483
82	181	2000	2689
82	181	2500	2820
82	181	3000	2869
82	181	3500	2897
82	181	4000	2924
82	181	6000	3282
82	201	4	1700
82	201	500	1972
82	201	1000	2265
82	201	1500	2483
82	201	2000	2689

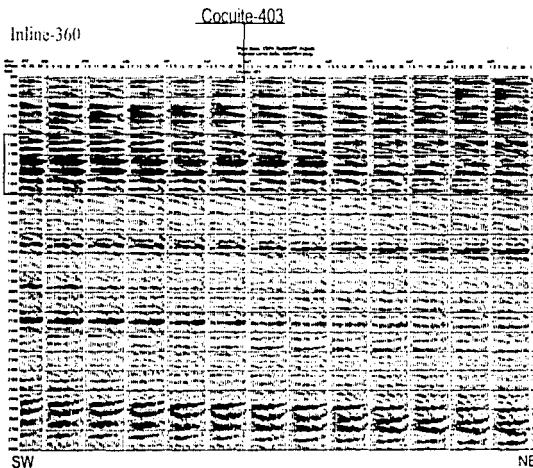
Fig.- 6.11b.-Módulo de Velocidades Editado al Formato de HR.



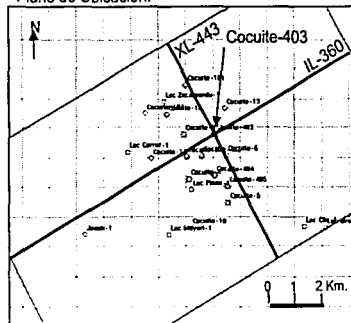
Familias de PRC's en el dominio del ángulo, en este caso para analizar el orden de los ángulos de incidencia de este estudio.



DEPTO. DE FORTALECIMIENTO PRODUCTIVO Y FINANCIERO

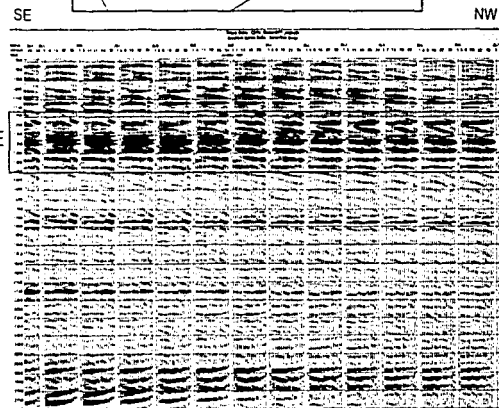


Plano de Ubicación:



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 3.12



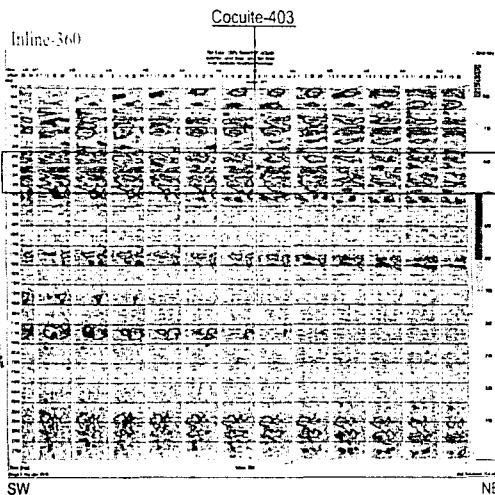
Xline-443



Familias de PRC's en el dominio del ángulo, con envolvente de amplitud, en este caso para analizar la variación de amplitud con respecto a los ángulos de incidencia (AVA)



DEPEI



Plano de Ubicación:

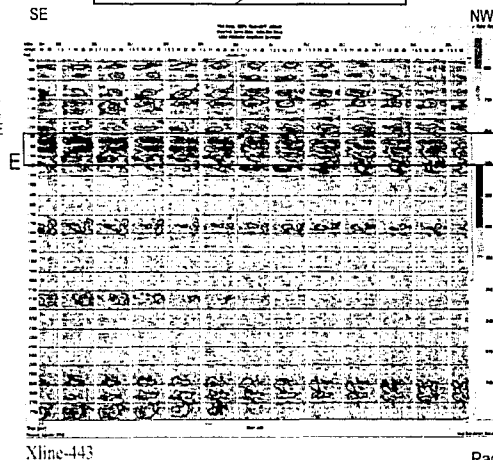
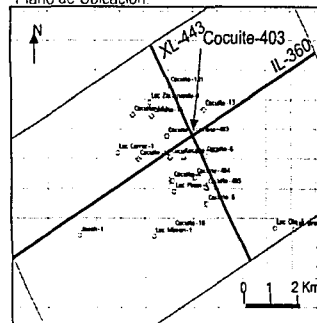
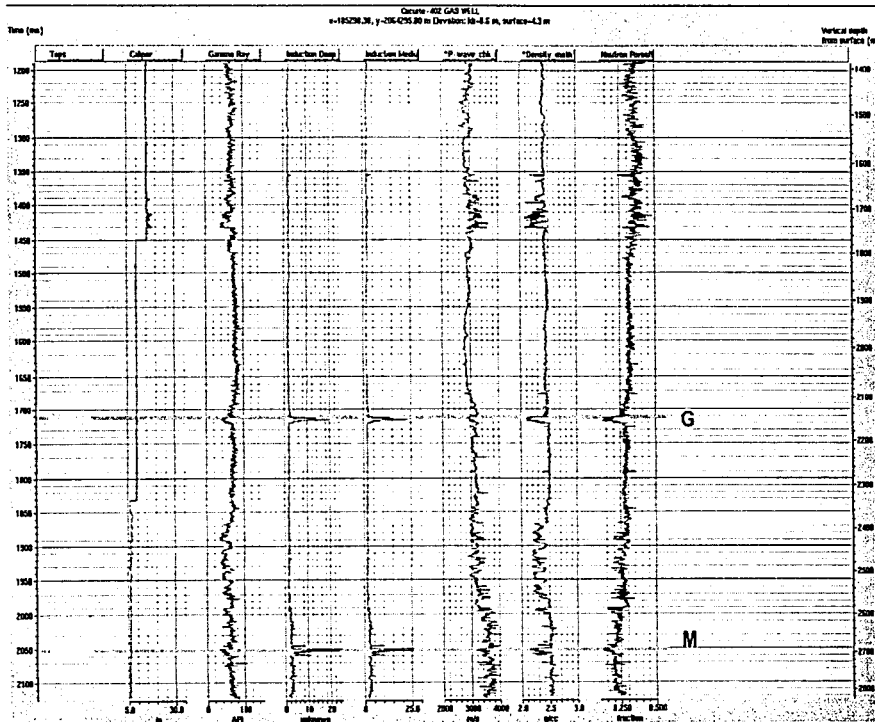


Fig. 3.13



Registros Geofísicos del Pozo Cocuite-402



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 3.15



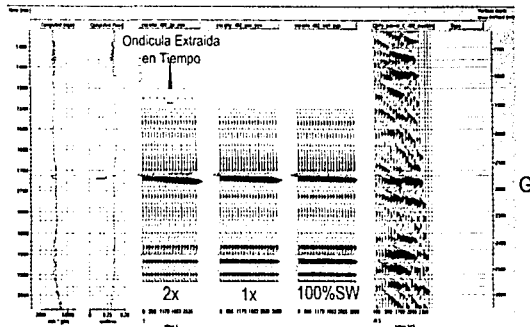
Modelado directo de los casos: doble espesor(2x), insitu(1x) y sustitución de fluidos(100%SW)

Pozo Cocuite-402

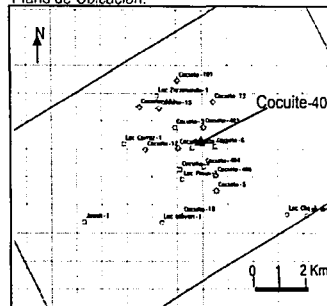


DEPFI

Modelado del intervalo G

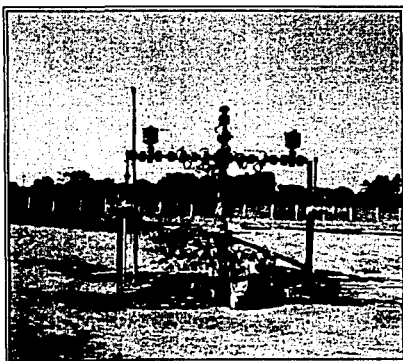


Plano de Ubicación:



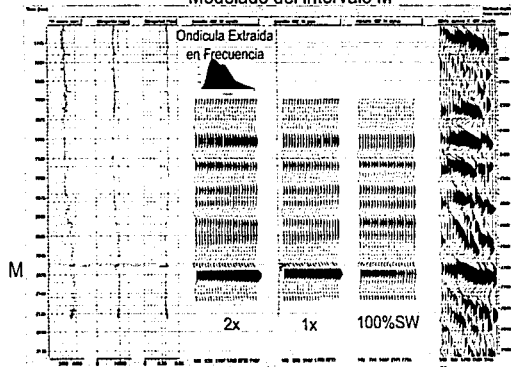
TESTS CON FALLA DE ORIGEN

(a)



Árbol de Producción Cocuite-402

Modelado del intervalo M



(b)

Modelado del intervalo M

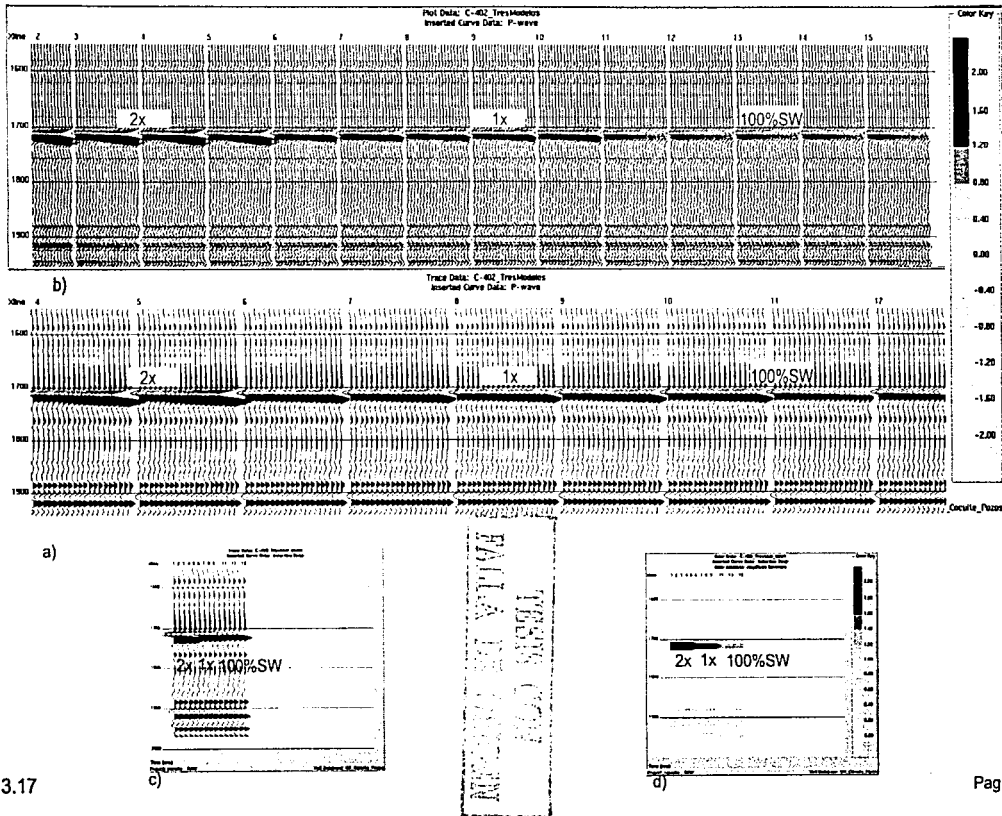


Fig. 3.17



Pozo Cocuite-402



DEPMI

MINISTERIO DE ENERGIA
Y PETROLIO

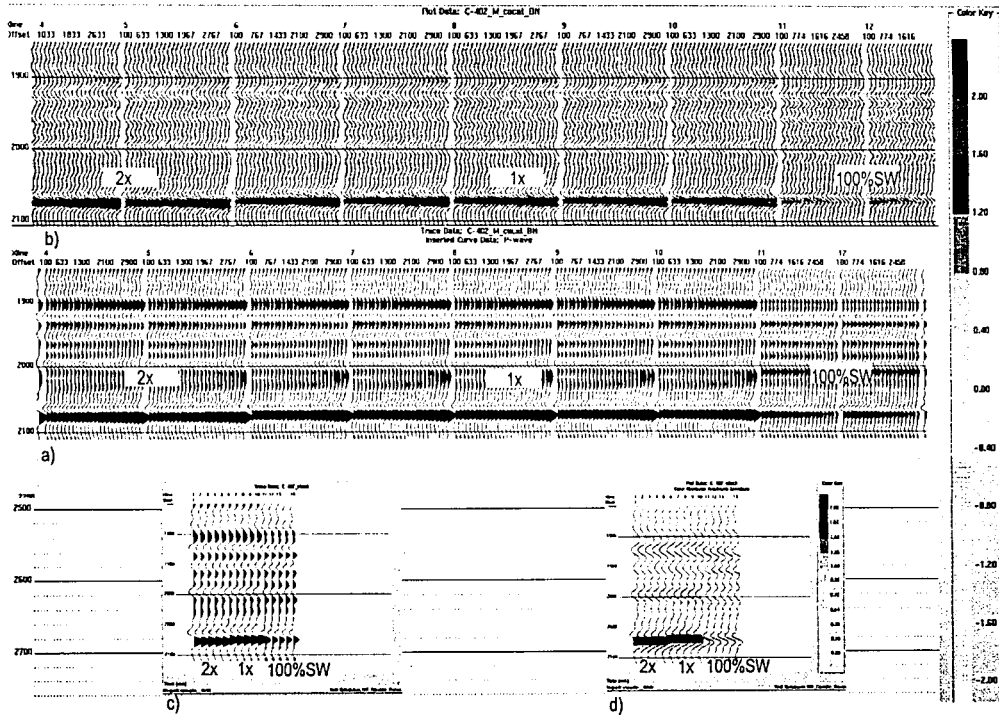
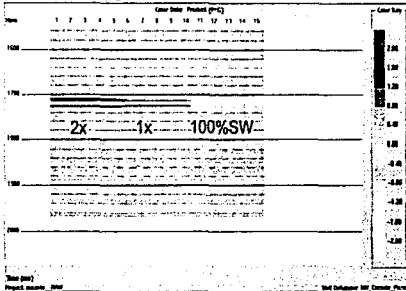


Fig. 3.18



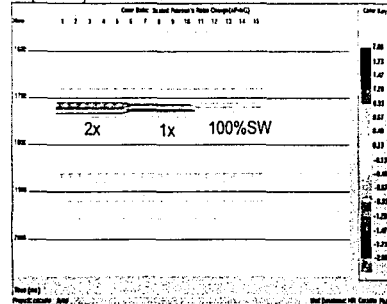
TESIS
COC
FALLA DE ORIGEN

P_xG del Nivel G



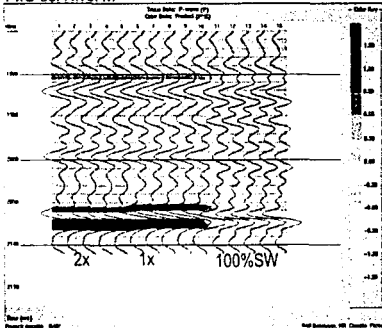
a)

(aP+bG) del Nivel G



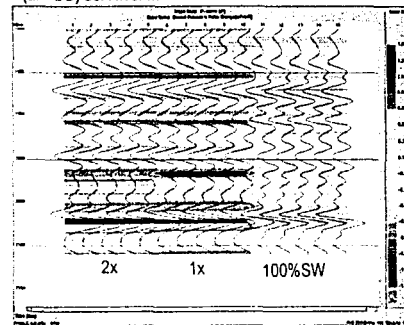
b)

P_xG del Nivel M



c)

(aP+bG) del Nivel M



d)



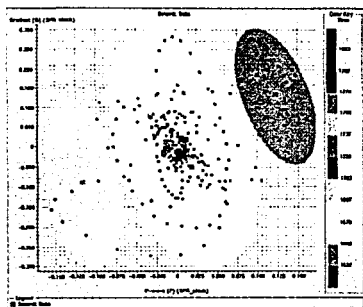
Gráfica Cruzadas y Secciones sobre los intervalos Productores, a partir del atributo P vs G

Pozo Cocuite-402

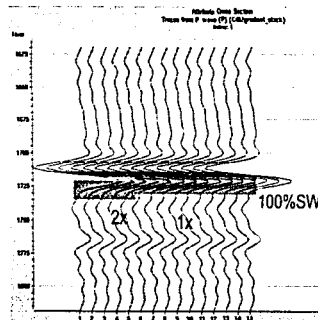


DEPFI

Nivel G con una ventana centrada de 50 ms

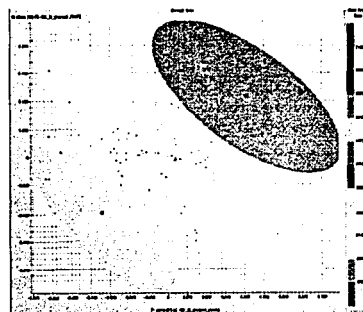


a)

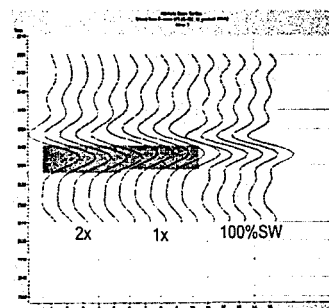


b)

Nivel M con una ventana centrada de 50 ms



c)

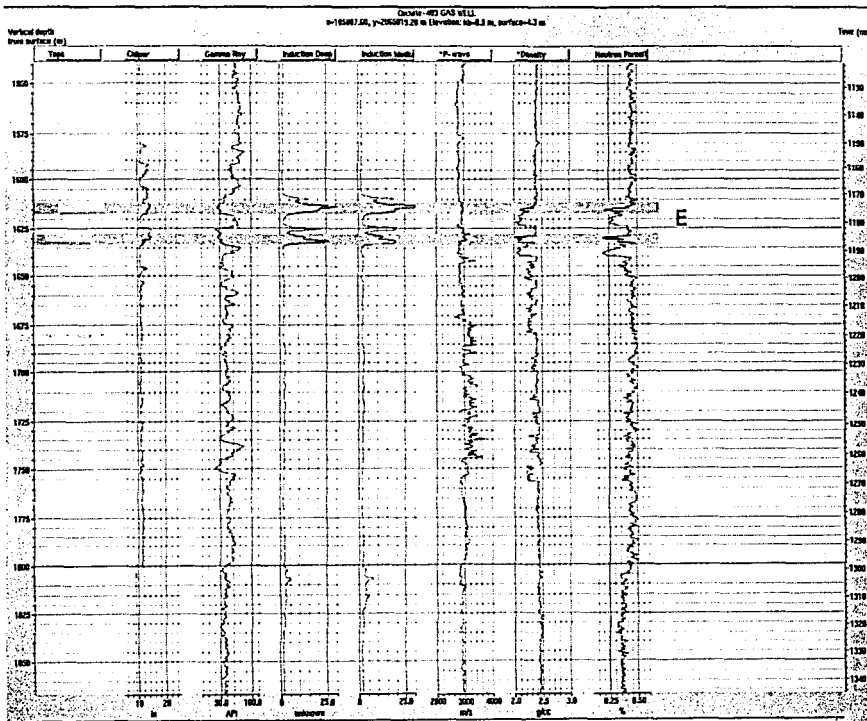


d)

RECIBO DE ENTREGA
FALTA DE OBRERO
1980 SISML
1980 SISML



Registros Geofísicos del Pozo Cocuite-403



TESIS COM
PUNTO DE COCUIE

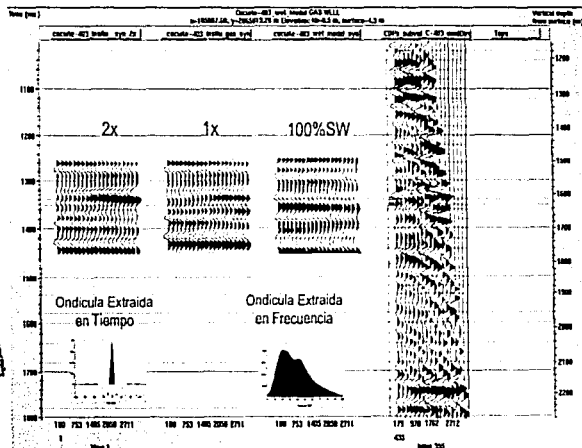
Fig. 3.21



Modelado directo de los casos: doble espesor(2x), insitu(1x) y sustitución de fluidos(100%SW)

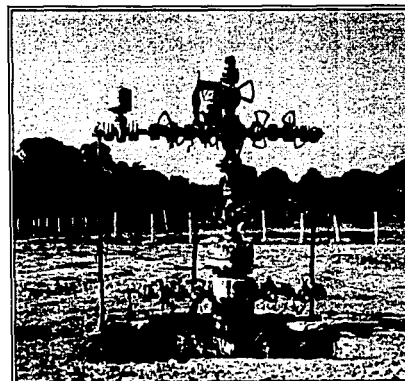
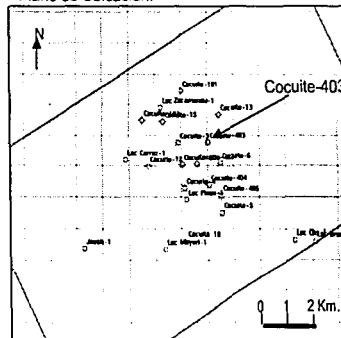


Pozo Cocuite-403



a)

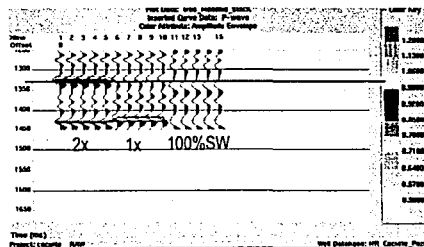
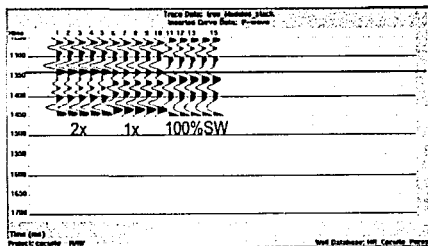
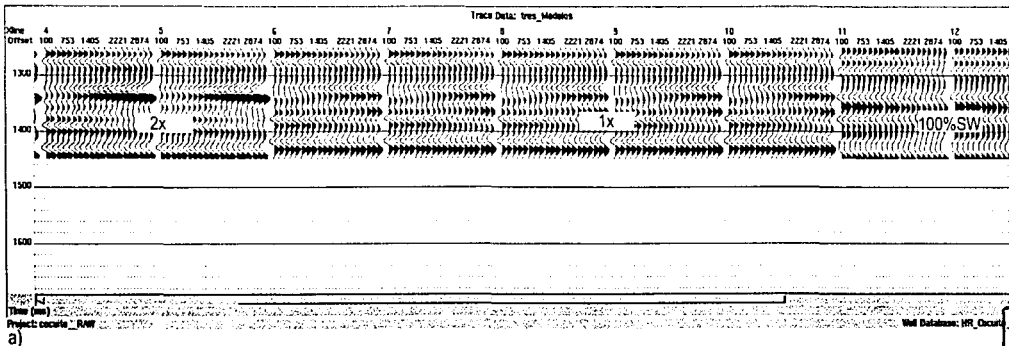
Plano de Ubicación:



Arbol de Producción Cocuite-403



Pozo Cocuite-403



TESTES COM
FALTA DE
NE. MOD. EN



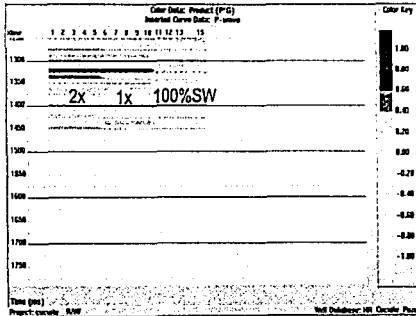
Atributos de AVO P_xG y Relación de Poisson Escalado, Nivel E



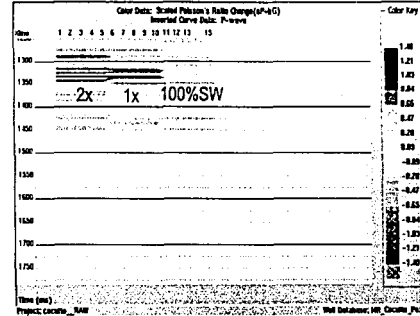
Pozo Cocuite-403

DEPFI

Nivel E

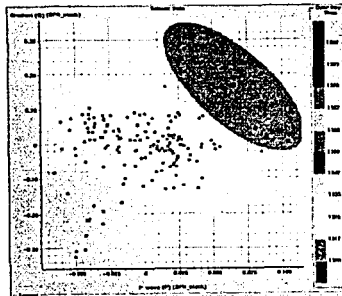


a)

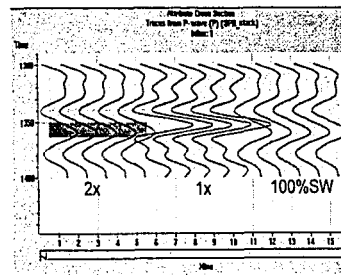


b)

Gráfica Cruzadas y Secciones sobre el intervalo productor E del Pozo Cocuite-403, a partir del atributo P vs G con una ventana de 50 ms centrada a la cima del nivel E

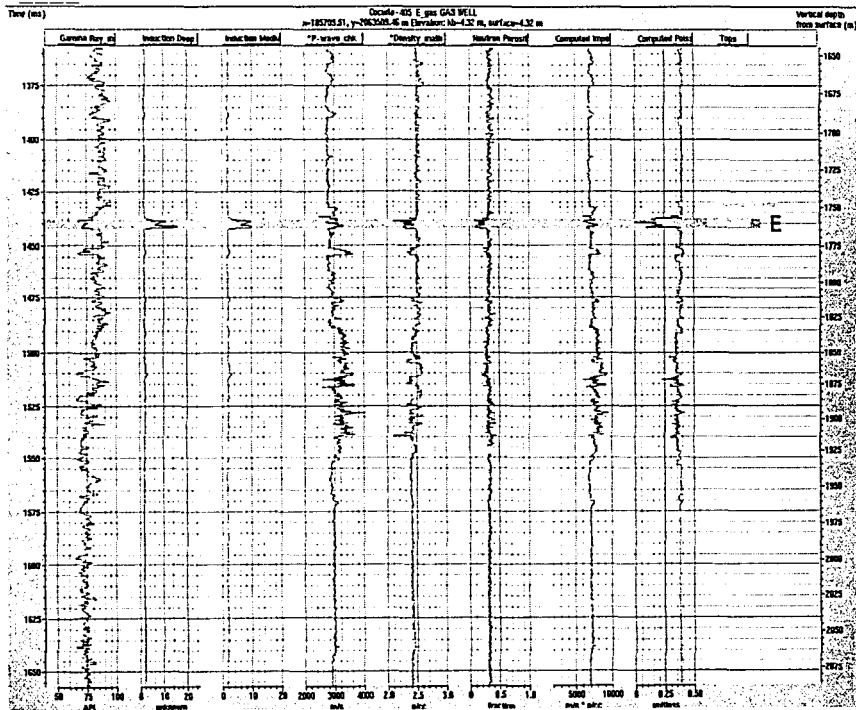


c)



d)

TESIS CON
FALTA DE CUBRIR



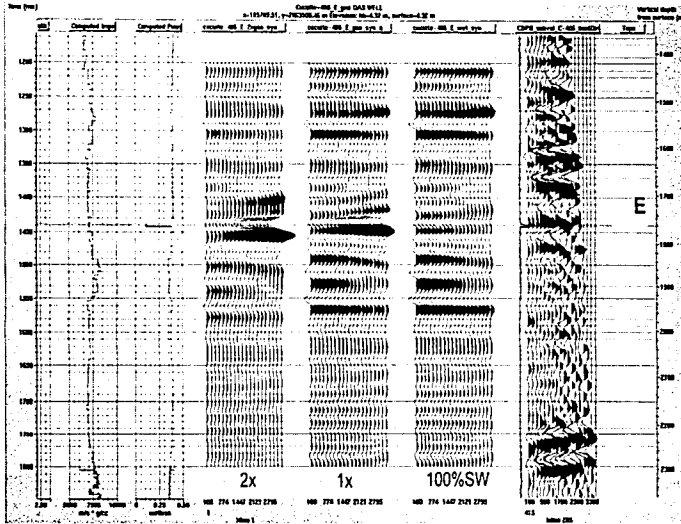
TESIS COTI
FALLA DE COCUIE

Fig. 3.25



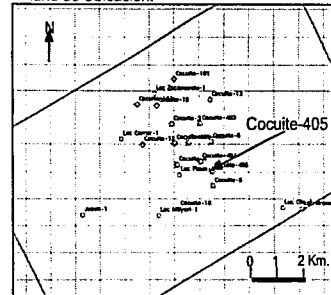
Modelado directo de los casos: doble espesor(2x), insitu(1x) y sustitución de fluidos(100%SW)

Pozo Cocuite-405



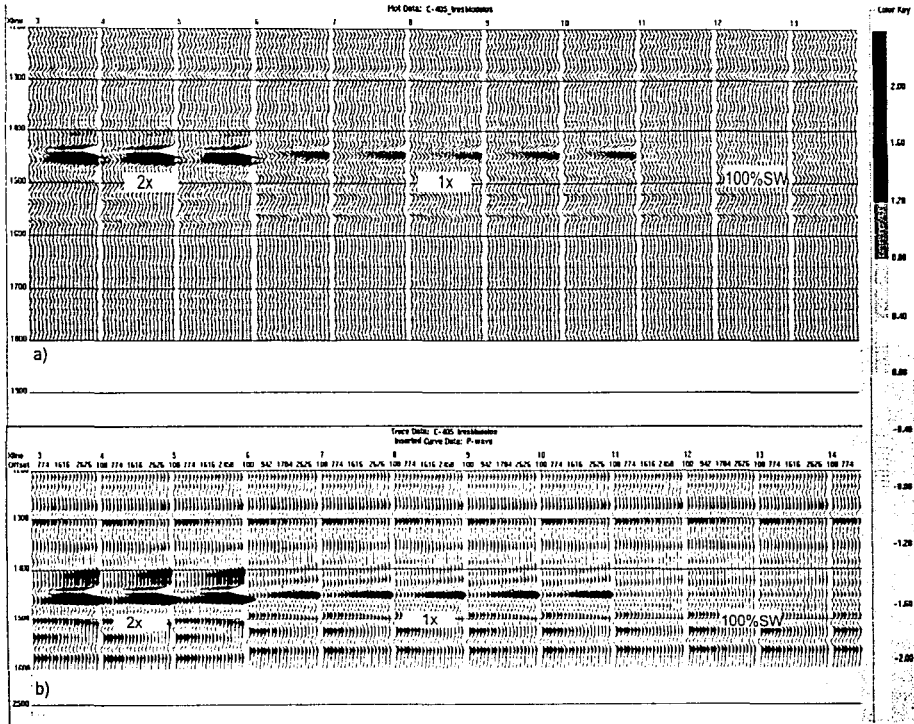
a)

Plano de Ubicación:





Pozo Cocuite-405



TESIS CON
TITULO DE GRADUADO

Fig. 3.27



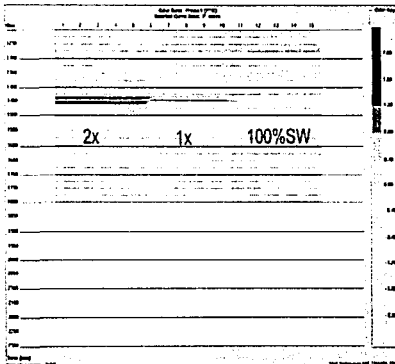
Atributos de AVO PxG y Relación de Poisson Escalado



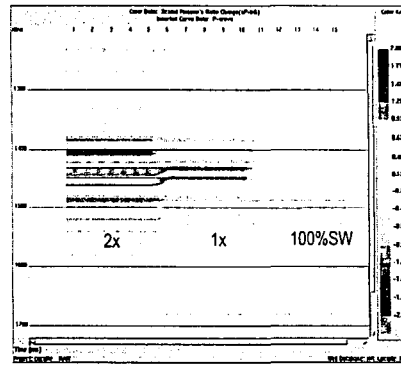
DEPFI

Pozo Cocuíte-405

Nivel E



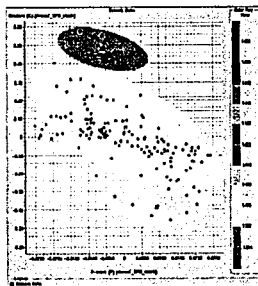
a)



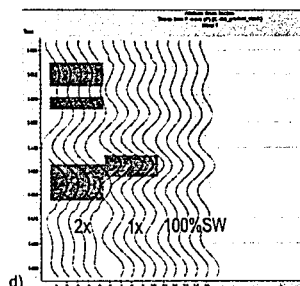
b)

TESIS
FALLA DE CUYEN

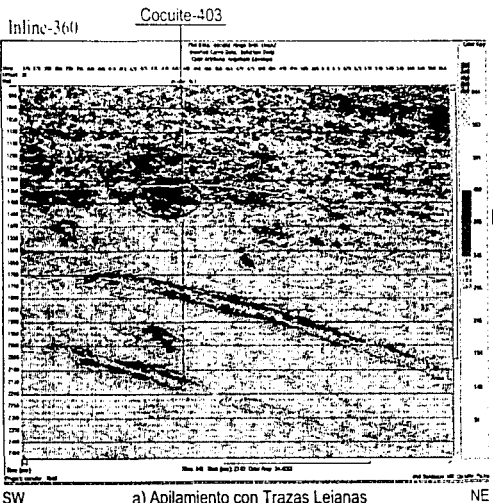
Gráfica Cruzadas y Secciones sobre los intervalos Productores del Pozo Cocuíte-405, a partir del atributo P vs G
Ventana de 50 ms bajo la cima del Nivel E



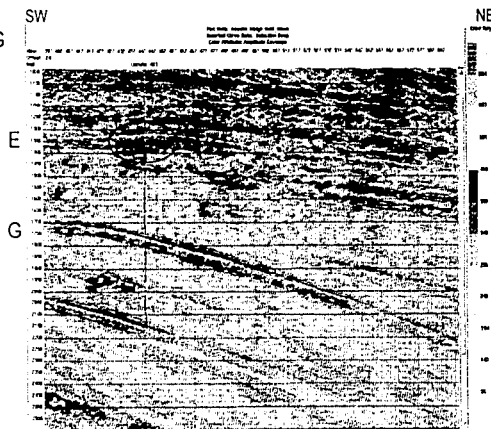
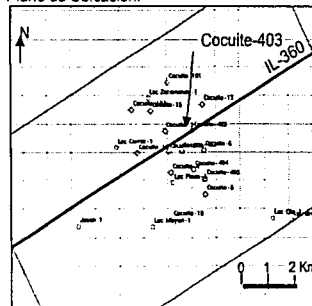
c)



d)



Plano de Ubicación:



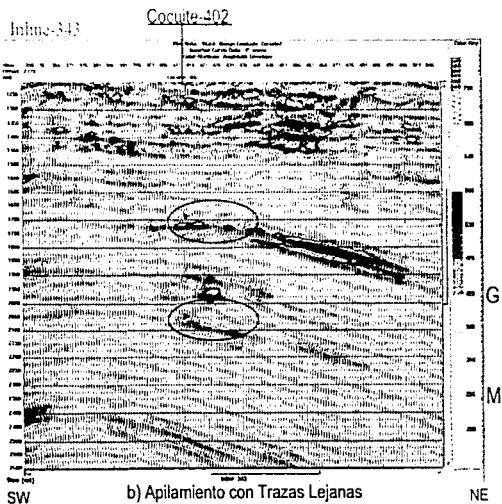


Apilamiento de rango limitado, para observar su respuesta de AVO

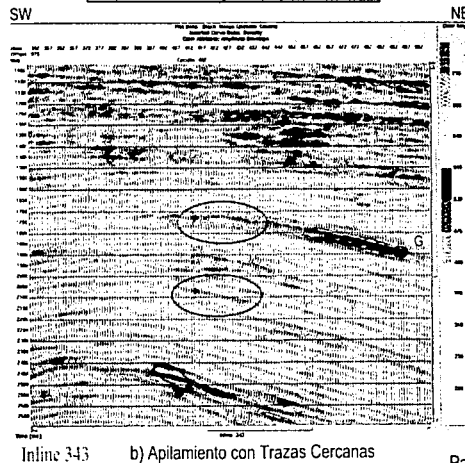
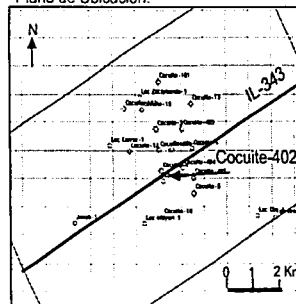
Pozo Cocuite-402

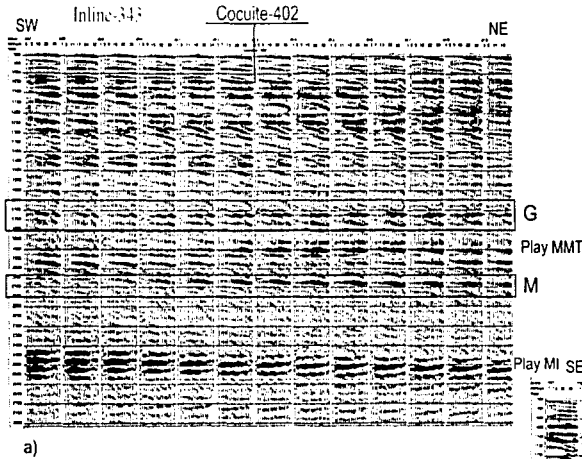


DEPG

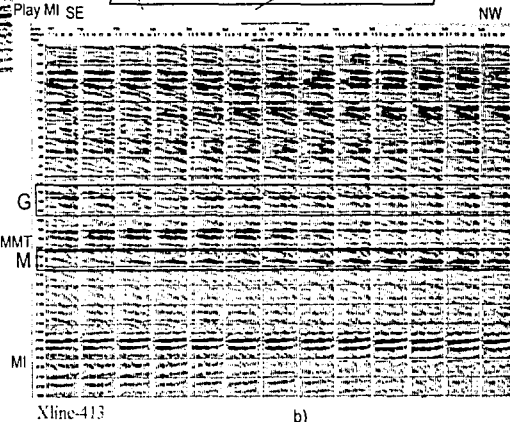
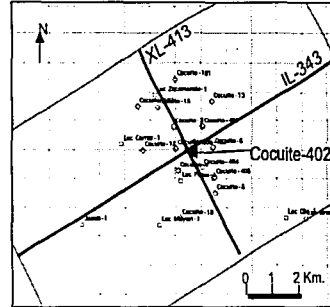


Plano de Ubicación:





Plano de Ubicación:



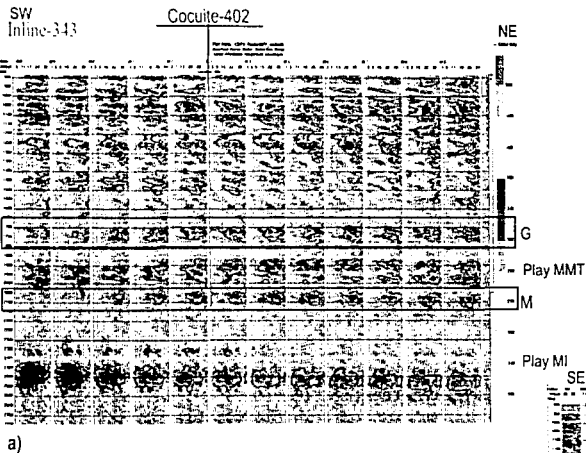
NE 343 413
COCUITE



Familias de PRC's en función del ángulo de incidencia AVA, con envolvente de amplitud.



DEPFI



Plano de Ubicación:

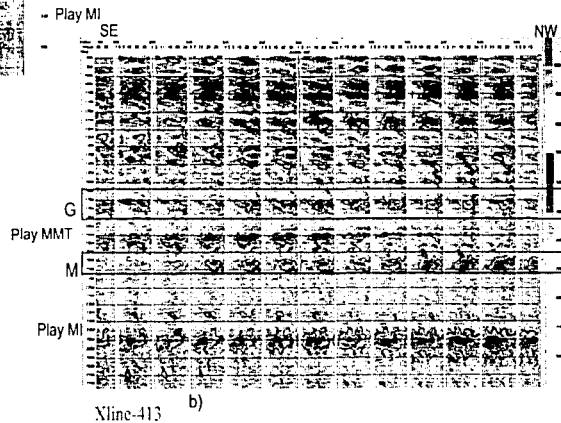
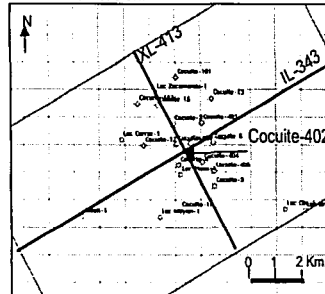
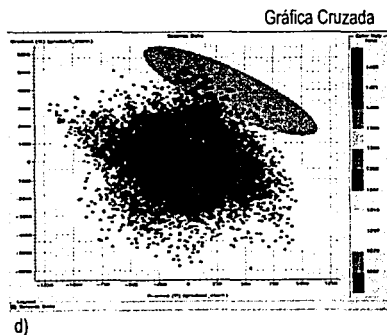
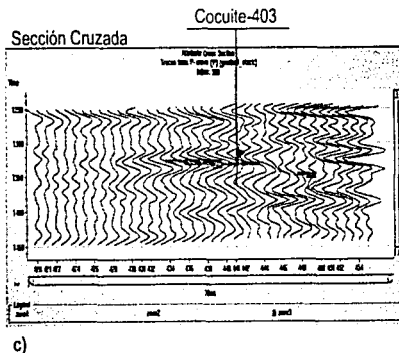
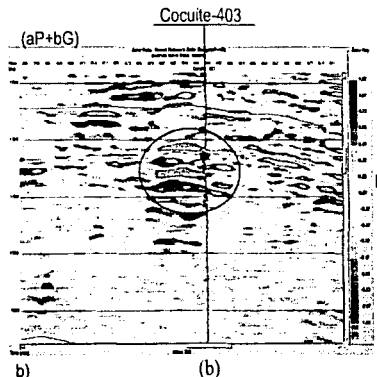
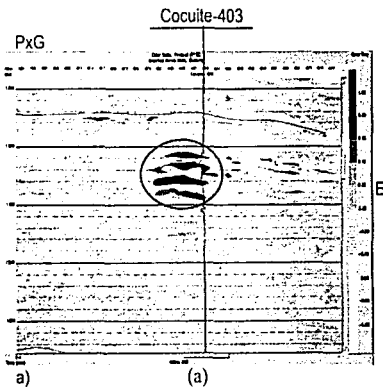


Fig. 3.32



Pozo Cocuite-403

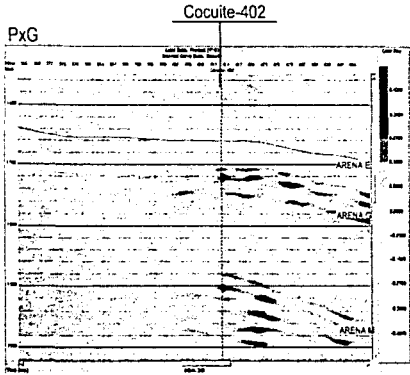
NADIRO NI YVYVA
POZO COCUIE
403



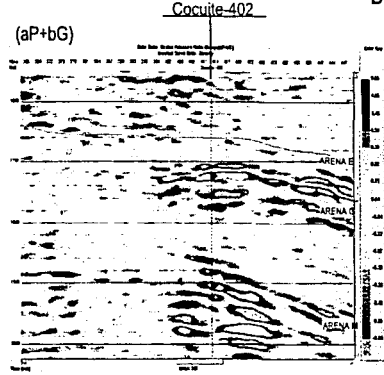
Sección y Gráfica Cruzada de P vs G



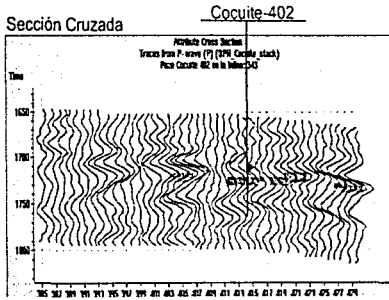
Pozo Cocuite-402



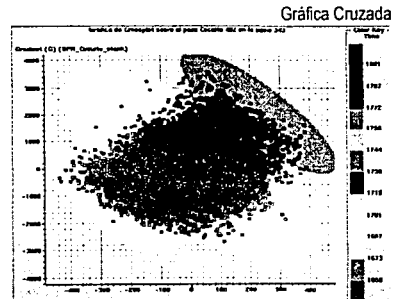
a)



b)



c)



d)

Sección y Gráfica Cruzada de P vs G

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN



Mapa de distribución de envolvente de amplitud extraída de un volumen sísmico apilado en modo RAP con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional E.



DEPM

TESTES
FALLA DE ORIGEN

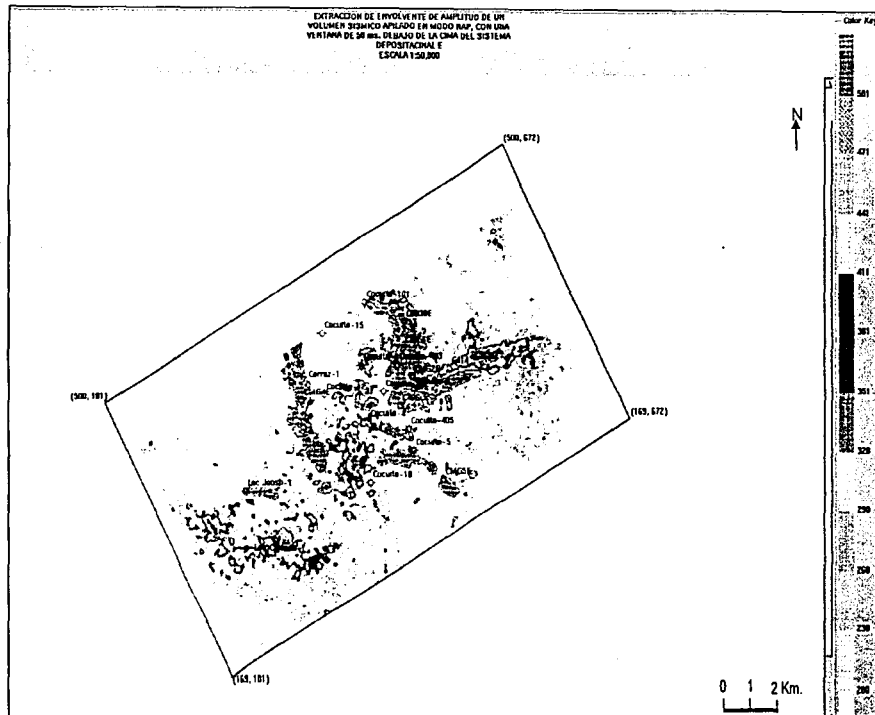


Fig. 3.36



Mapa de distribución del atributo de AVO: Relación de Poisson Escalado, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional E.



DEPFI

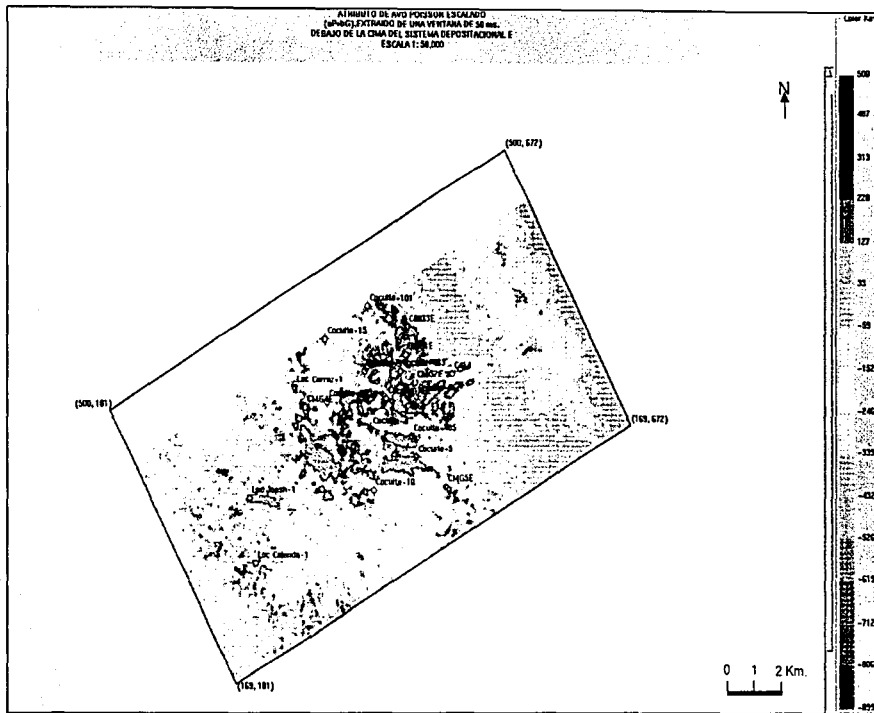


Fig. 3.37



Mapa de distribución del atributo de AVO: P_xG, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional E.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

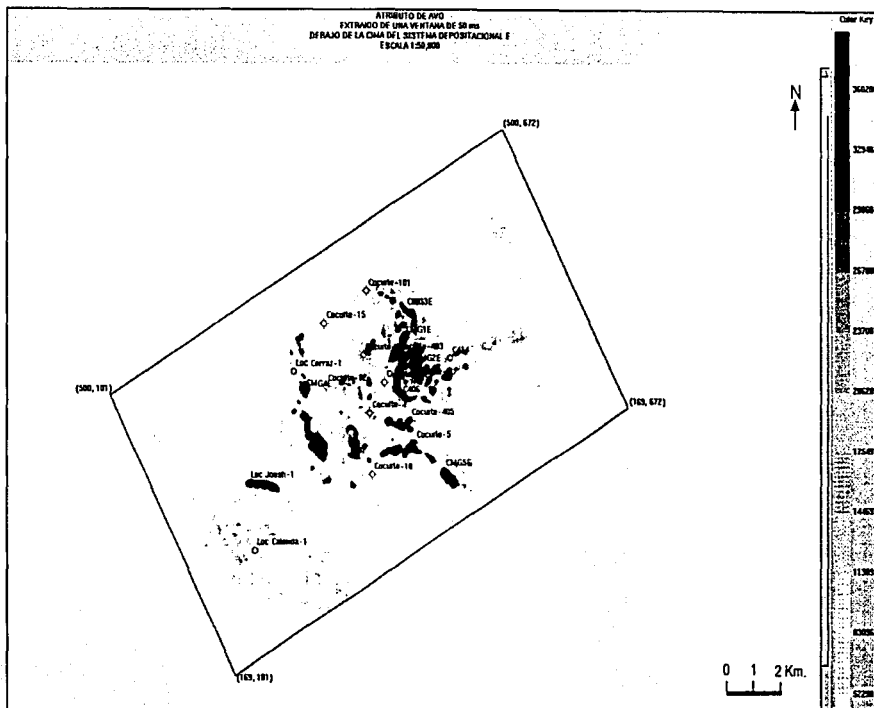


Fig. 3.38



Mapa de distribución de envolvente de amplitud extraída de un volumen sísmico apilado en modo RAP con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional G.



DEPTO. DE INGENIERÍA

TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

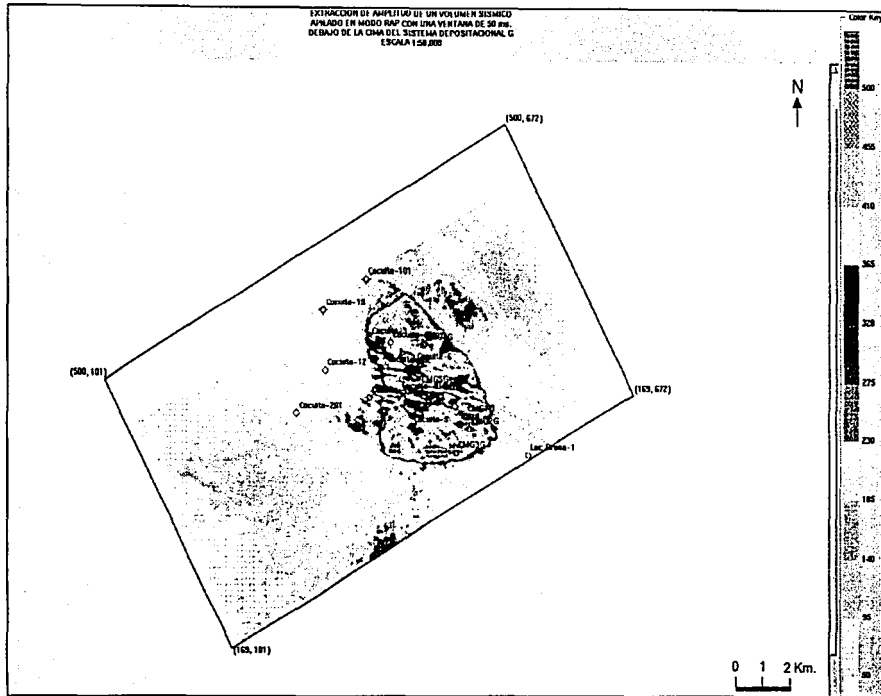


Fig. 3.39



Mapa de distribución del atributo de AVO: Relación de Poisson Escalado, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema depositacional G.



DEPFI

TESIS COM
FALTA DE ORDEN

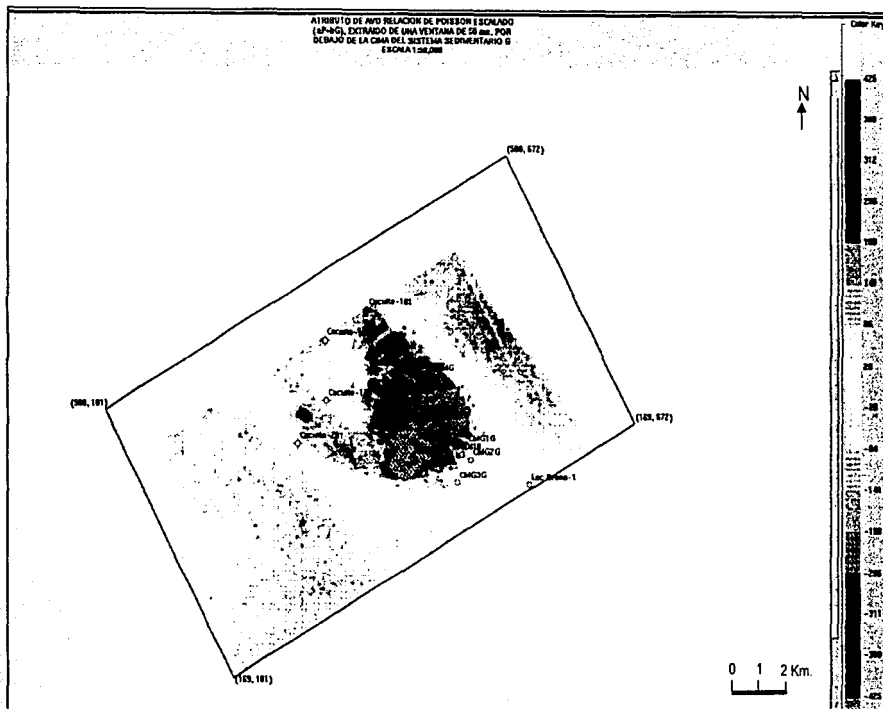


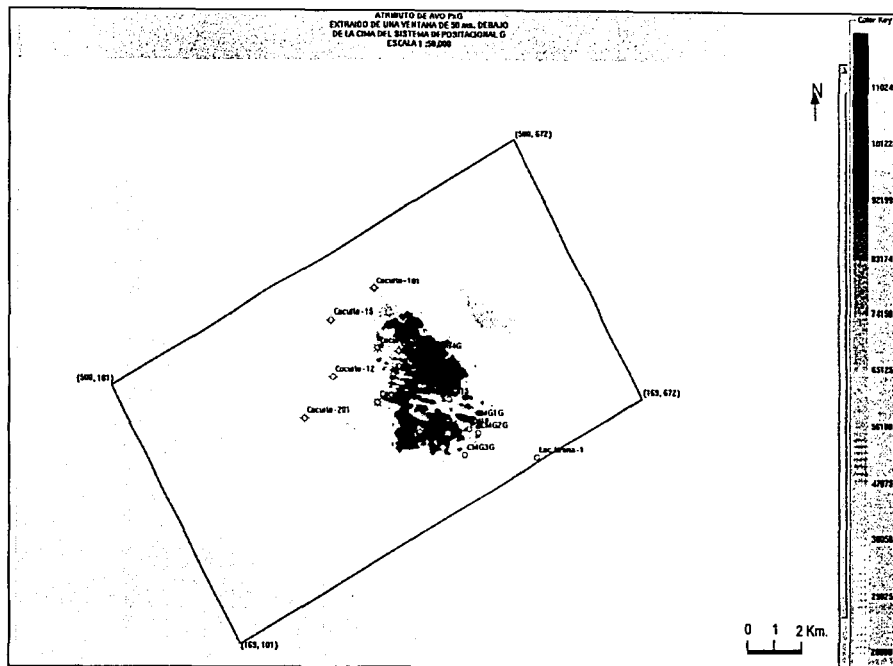
Fig. 3.40



Mapa de distribución del atributo de AVO: PxG, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema depositacional G.



DEPFI



PRISIS CONT
FALLA T1

Fig. 3.41



Mapa de distribución de envolvente de amplitud extraída de un volumen sísmico apilado en modo RAP con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional M.



TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

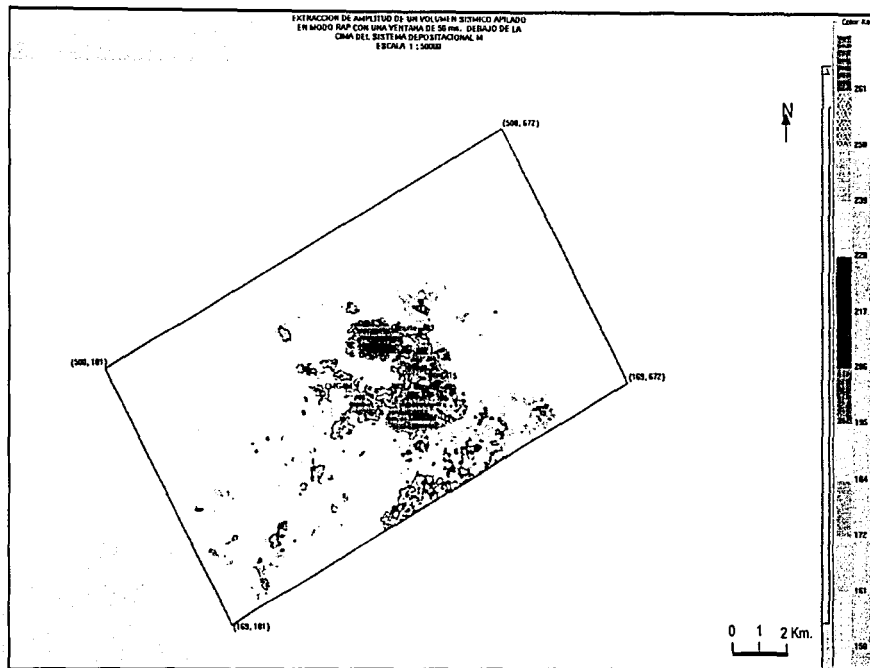
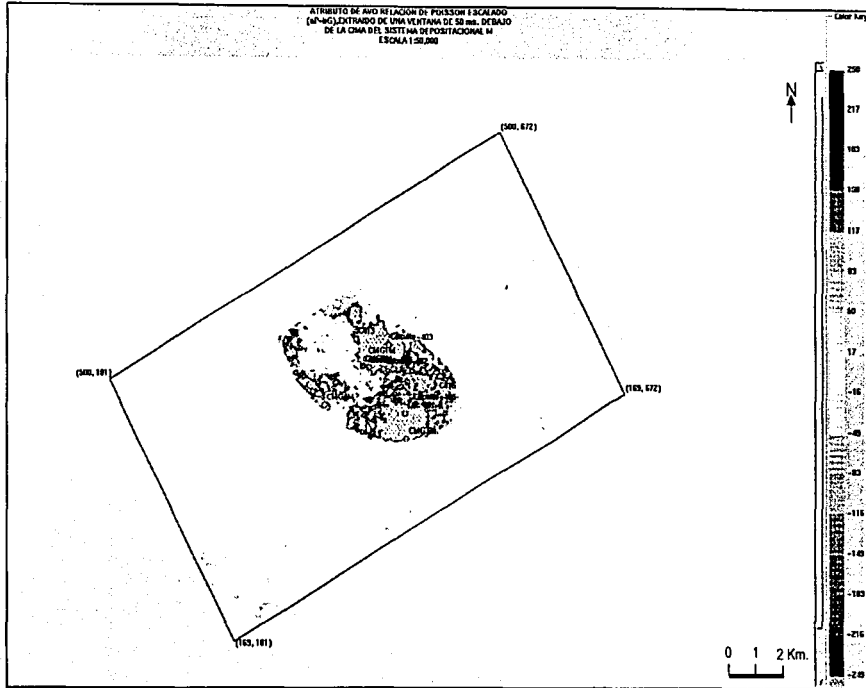


Fig. 3.42



Mapa de distribución del atributo de AVO: Relación de Poisson Escalado, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional M.



INSTITUTO TECNICO
 NACIONAL DE PETROLOGIA Y
 DEPTO. DE PETROLOGIA Y DEPTO. DE PETROFISICA

Fig. 3.43



Mapa de distribución del atributo de AVO: PxG, extraído con una ventana de 50 ms, debajo de la cima del sistema deposicional M.



DEPMI

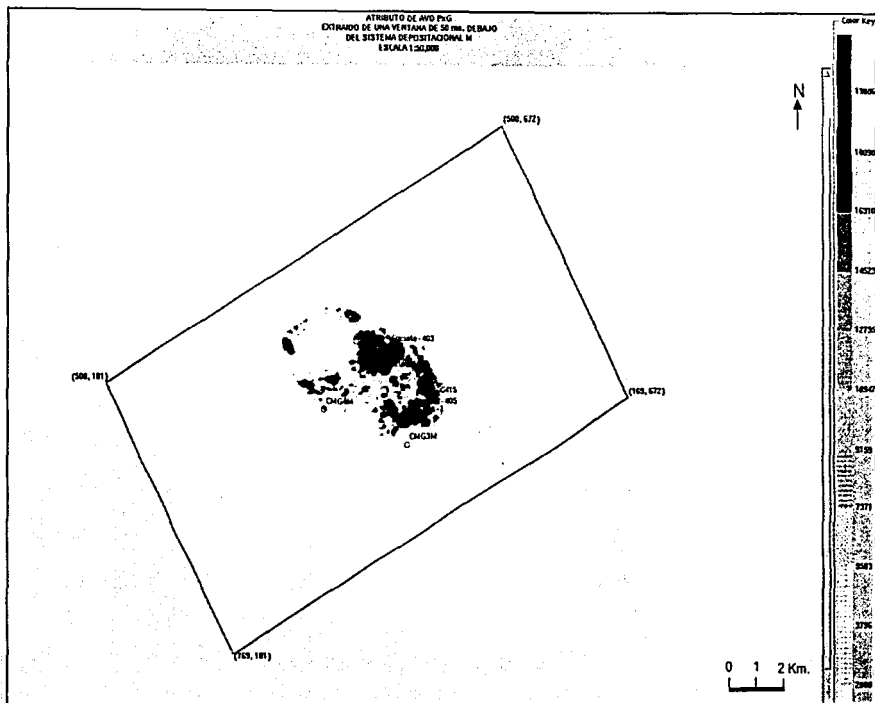


Fig. 3.44



INVERSIÓN ESTRATIGRÁFICA



(M. Da Silva.2001, Inversión Estratigráfica
del Cubo Cocuite-Lizamba-Chalpe)

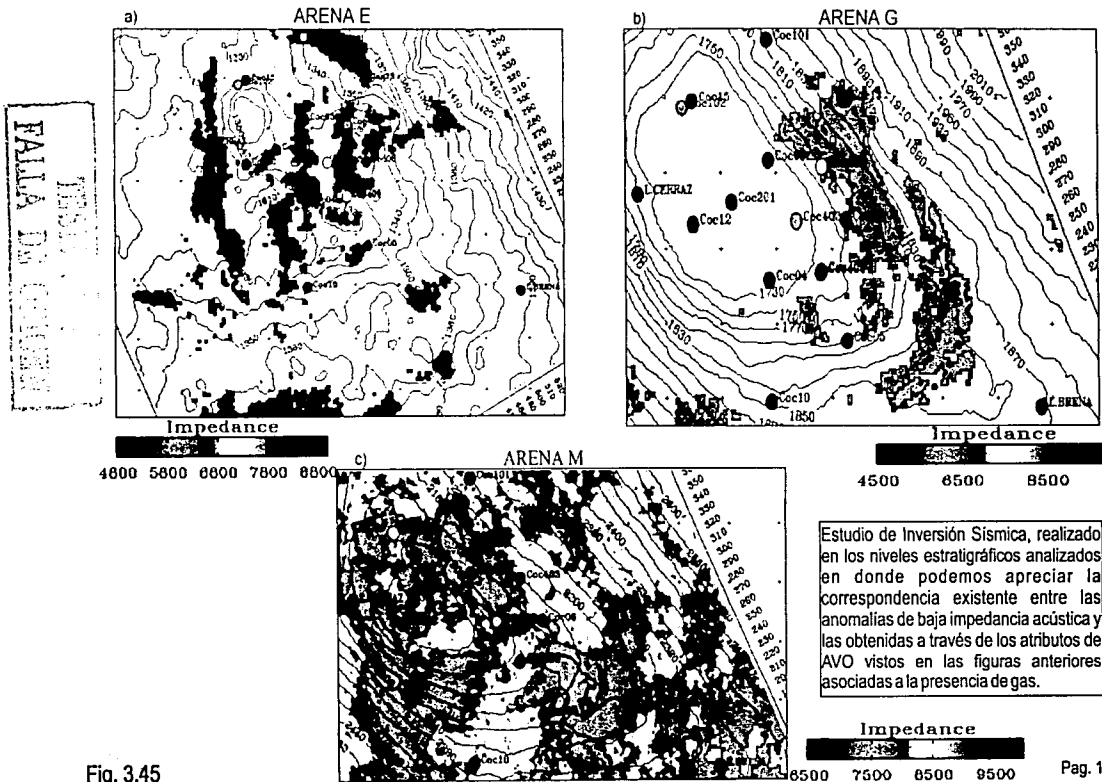


Fig. 3.45

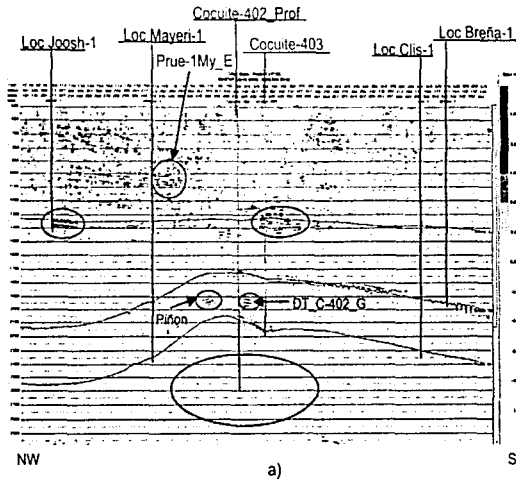


Atributo de AVO: a) PxG y b) Relación de Poisson Escalado, aplicado sobre las localizaciones: Joohs-1, Mayeri-1, Clis-1 y Breña-1, calibrado con los intervalos productores de los Pozos Cocuite-402 y Cocuite-403

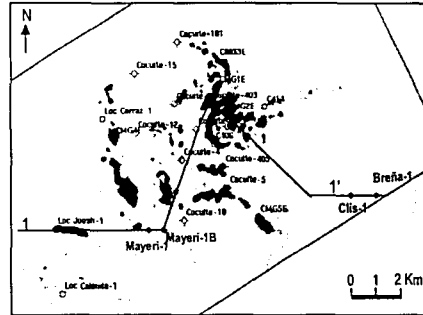
Línea Arbitraria 1



DEPFI



Plano de Ubicación:



MEDIO AMBIENTE
 FALTA DE DATOS
 VERSE CON
 PAGO COSTA

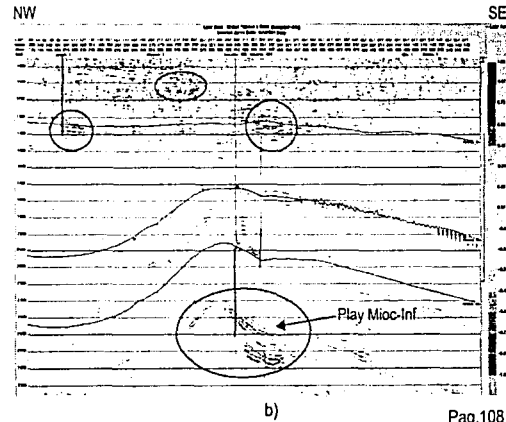


Fig. 3.46

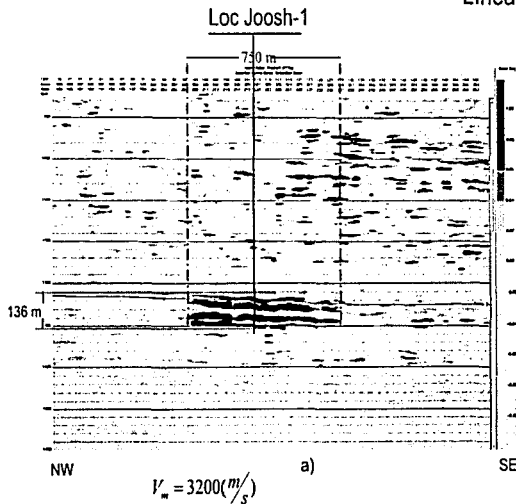


Atributo de AVO: a) PxG y b) Relación de Poisson Escalado ,amplificado sobre la localización: Joohs-1, calibrado con el intervalo productor E del Pozos Cocuite-403



DEPFI

Línea Arbitraria 1



Plano de Ubicación:

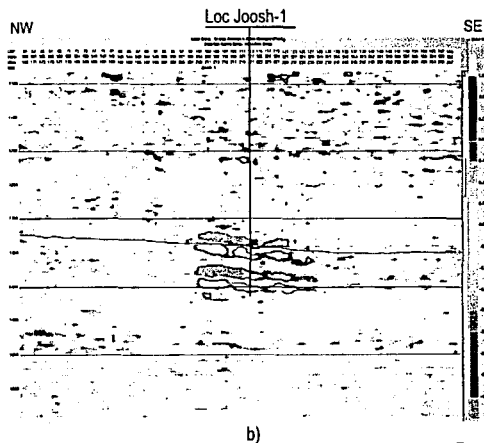
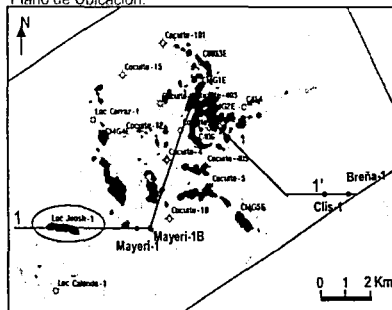


Fig. 3.47



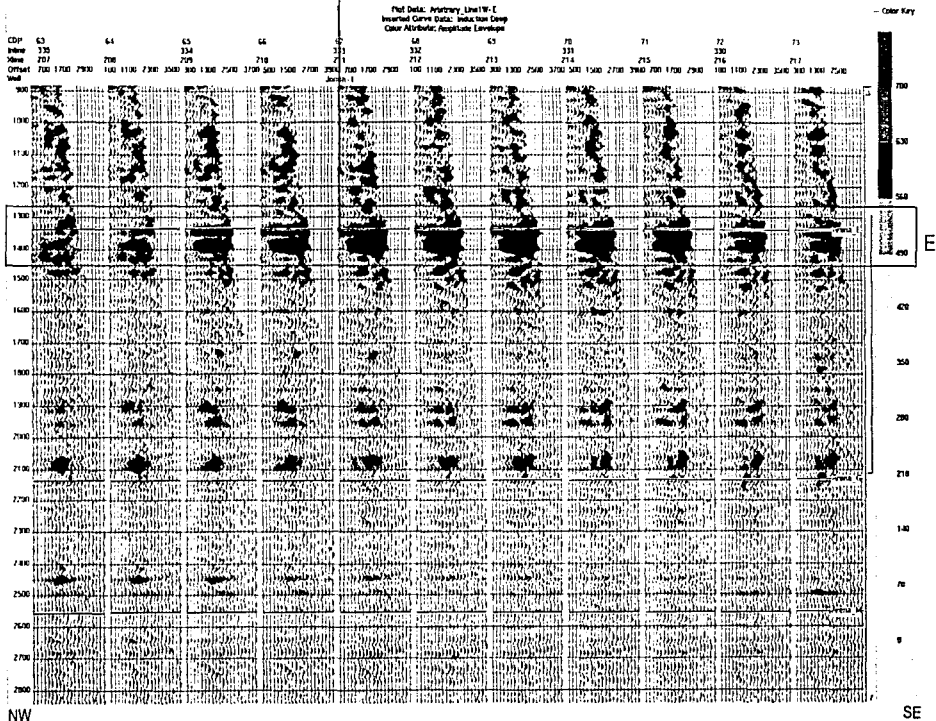
Familia de PRC's que conforman la anomalía de Amplitud de la Localización Joosh-1

Línea Arbitraria 1



DEPFI

Loc Joosh-1



NEO-30 00111111
FAMILIA DE PRC'S
7

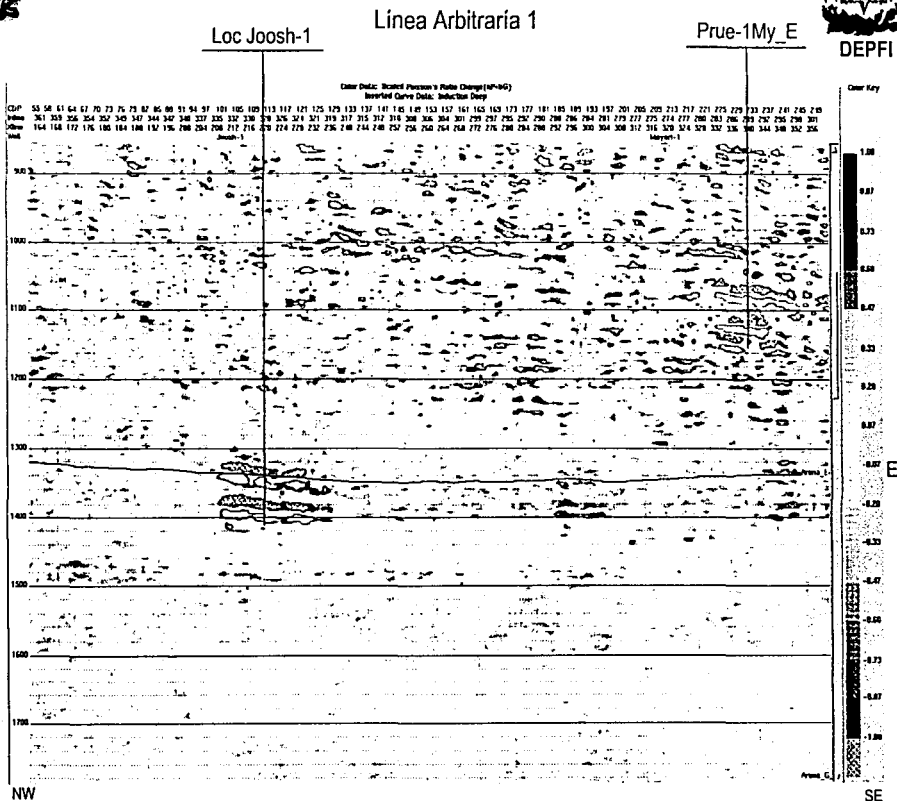
Fig. 3.48



Atributos de Poisson Escalado Amplificación sobre la Localización Joosh -1 y Prue-1My E, niveles E y más somero.



DEPFI



TESIS CON
FALTA DE TIPOGRAFIA

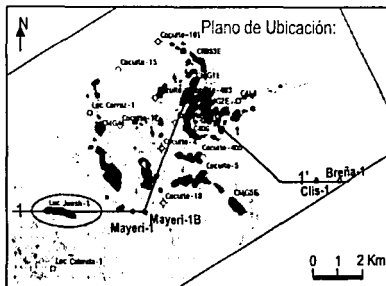
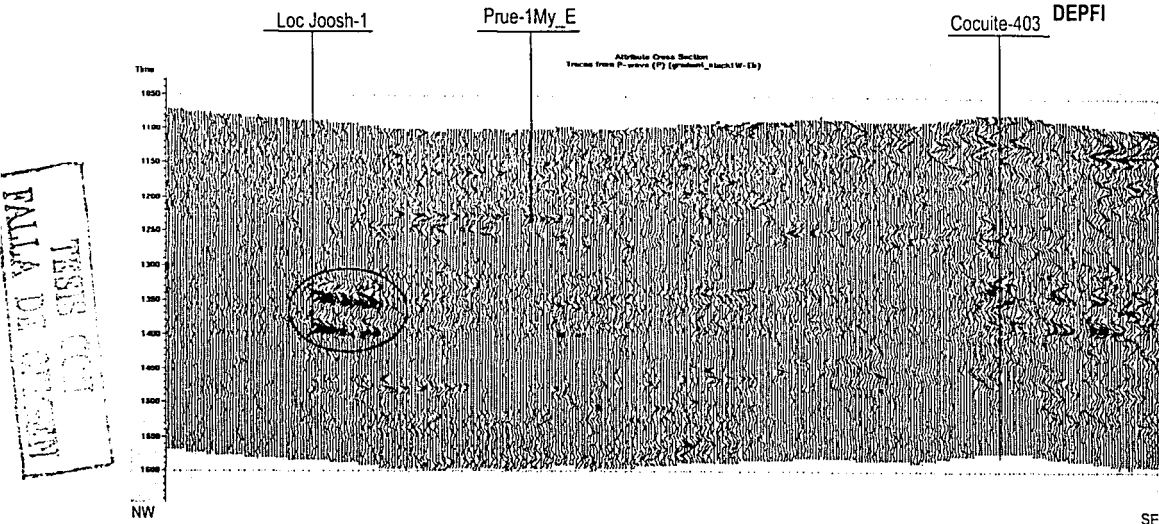
Fig. 3.49



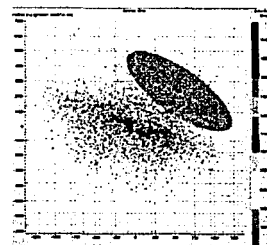
Gráfica Cruzada (a) y Sección (b) obtenidos de P vs G en el Nivel E con una ventana centrada de 500 ms.



Línea Arbitraria 1



(b)



SE

Fig. 3.51



Atributo de AVO: a) PxG y b) Relación de Poisson Escalado ,aplicado sobre las localizaciones: Calenda-1, Mayeri-1 y Piñon-1, calibrado con los intervalos productores de los Pozos Cocuite-402 y Cocuite 403



DEPFI

Línea Arbitraria 2

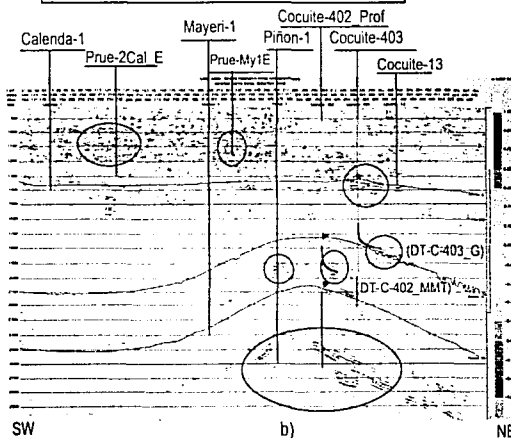
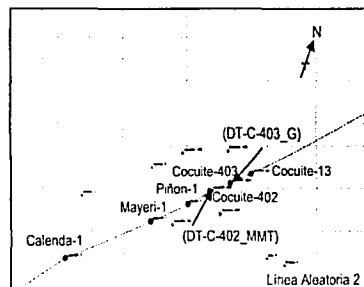
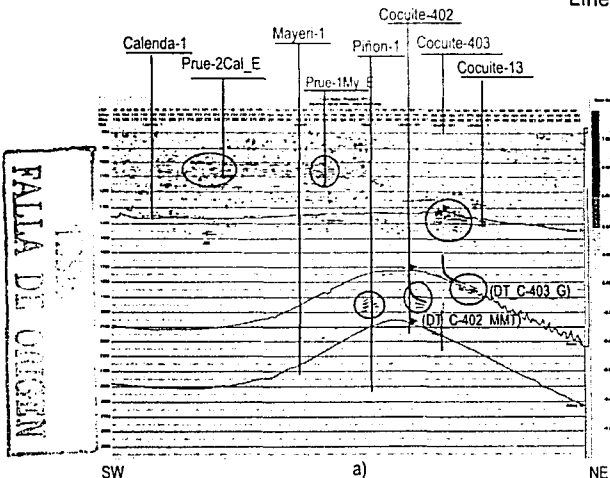


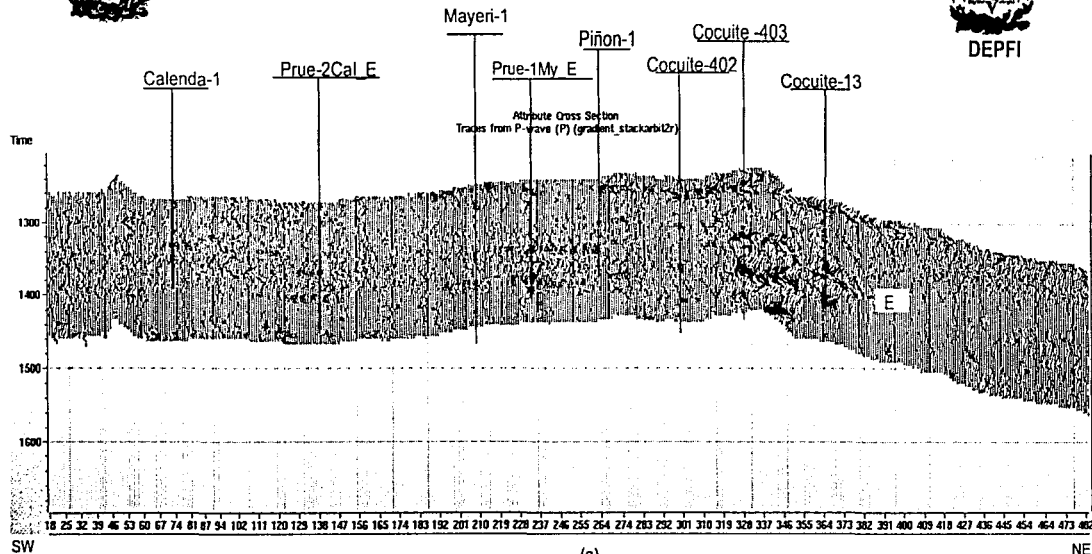
Fig. 3.52



Gráfica Cruzada (b) y Sección (a) obtenidos de P vs G en el Nivel E con una ventana centrada de 200 ms

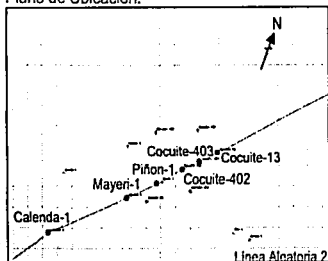


DEPFI



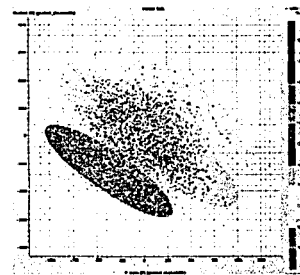
(a)

Plano de Ubicación:



Línea Arbitraria 2

FALLA DE ORIGEN

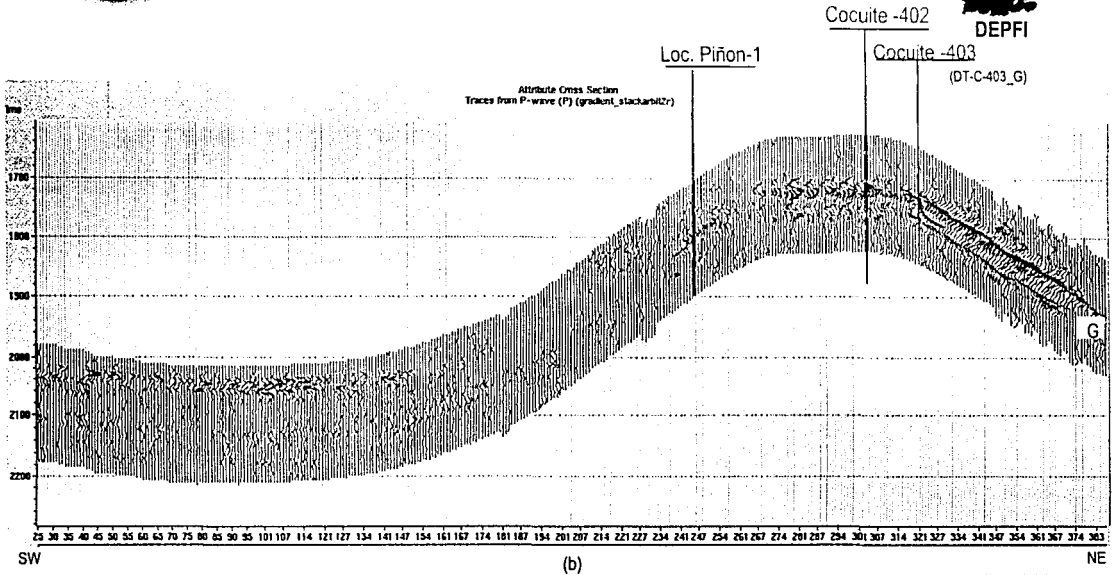


(b)

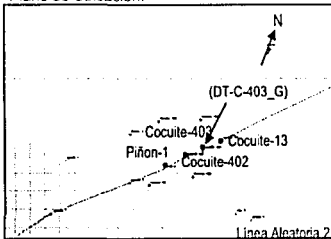
Fig. 3.53



Gráfica Cruzada (a) y Sección (b) obtenidos de P vs G
en el Nivel G con una ventana centrada de 200 ms



Plano de Ubicación:



Línea Arbitraria 2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

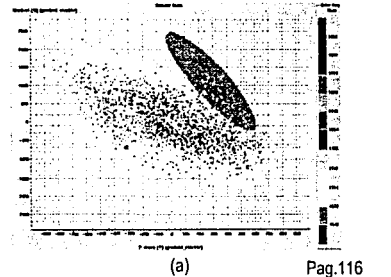


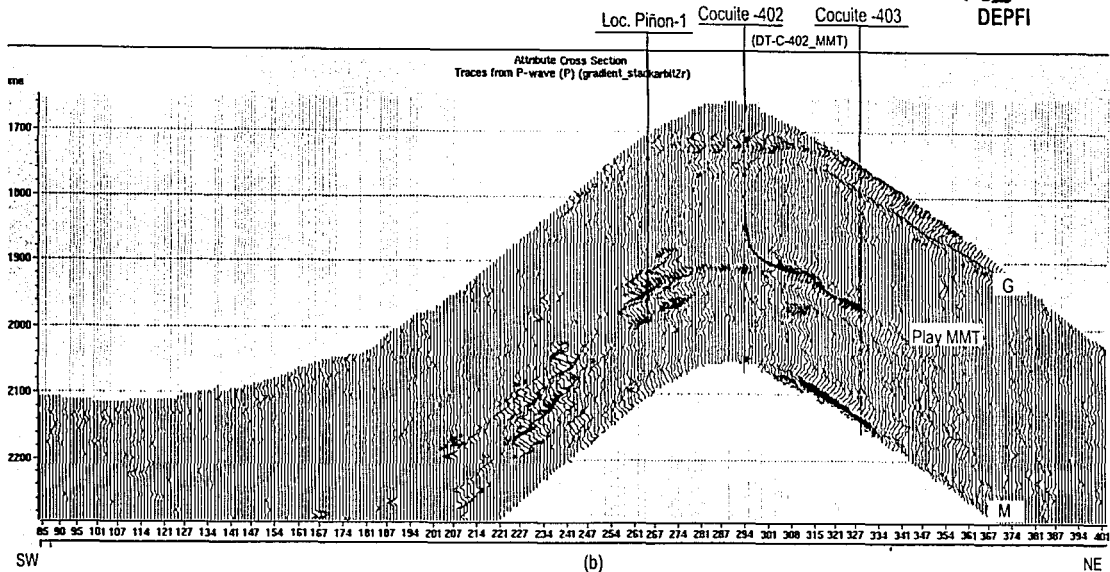
Fig. 3.54



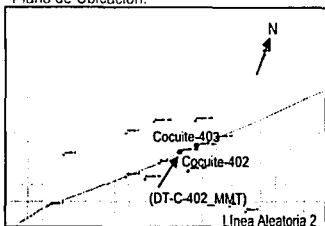
Gráfica Cruzada (a) y Sección (b) obtenidos del atributo P vs G en el Nivel MMT
con una ventana centrada de 400 ms



DEPFI



Plano de Ubicación:



Linea Arbitraria 2

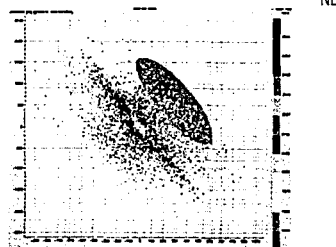


Fig. 3.55



DEPFI

Línea Arbitraria 2

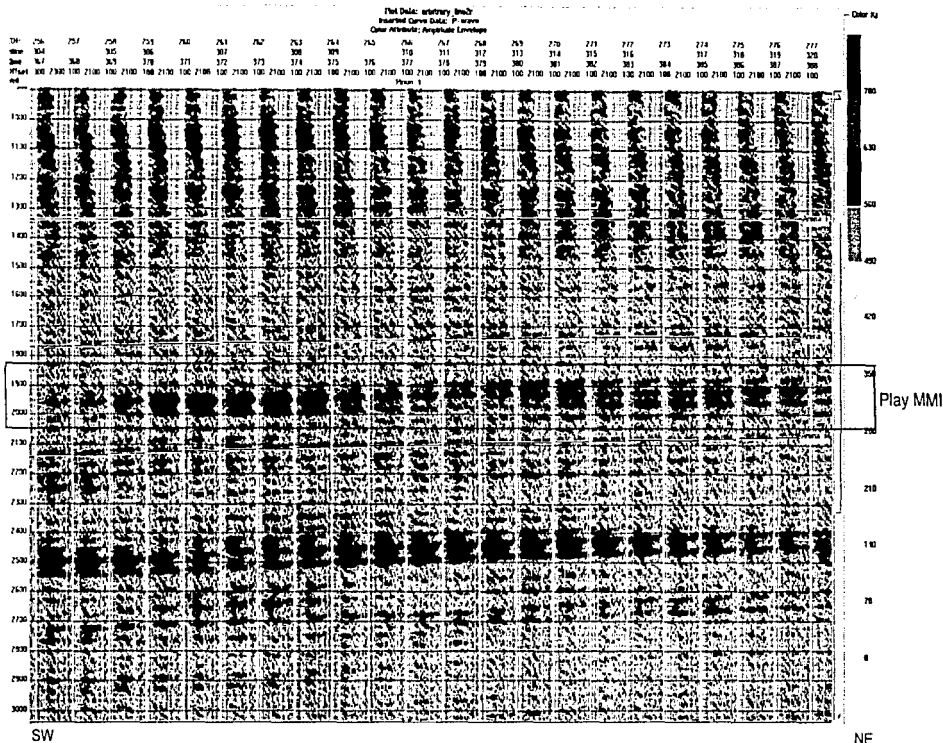


Fig. 3.56

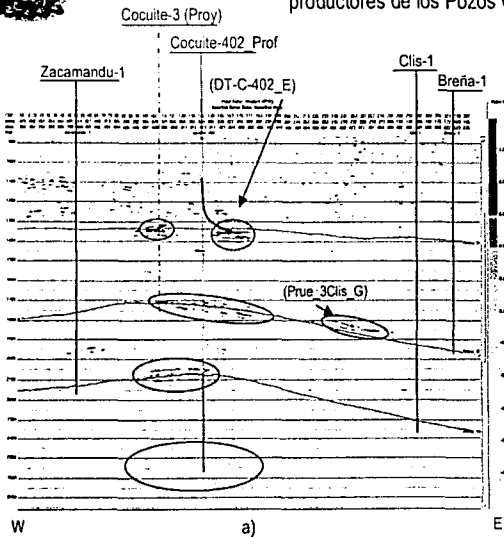


Atributo de AVO: a) PxG y b) Relación de Poisson Escalado, aplicado sobre las localizaciones: Zacamandu-1, Clis-1 y Breña-1, calibrado con los intervalos productores de los Pozos Cocuite-3 y Cocuite 402

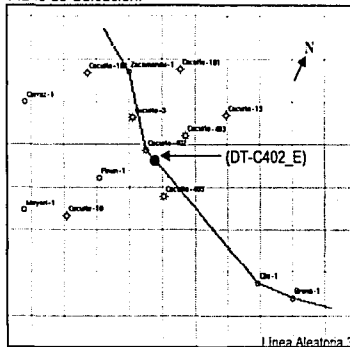


DEPFI

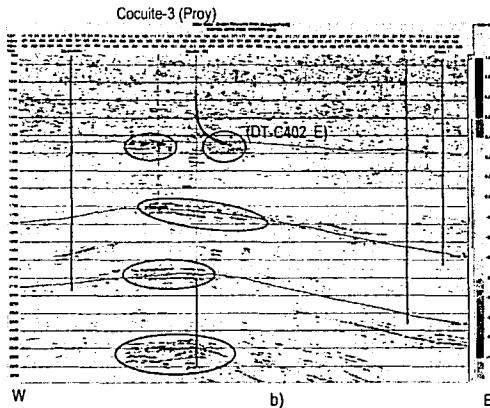
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Plano de Ubicación:



Línea Arbitraria 3

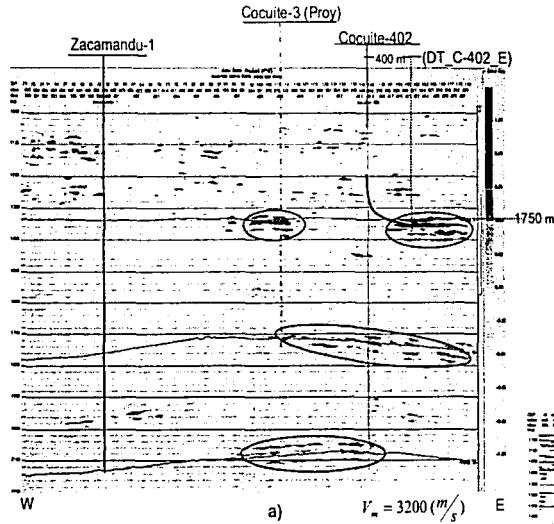




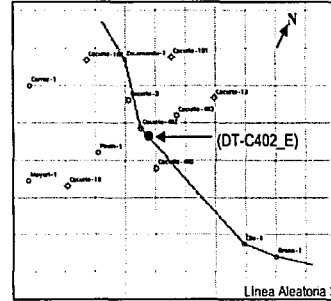
Atributo de AVO: a) $P \times G$ y b) Relación de Poisson Escalado, amplificado sobre la Oportunidad detrás de la tubería DT_C-402_E, calibrado con el intervalo productor E del Pozos Cocuite-3



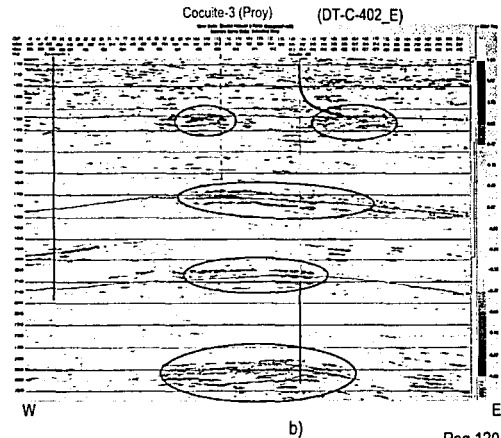
DEPFI



Plano de Ubicación:

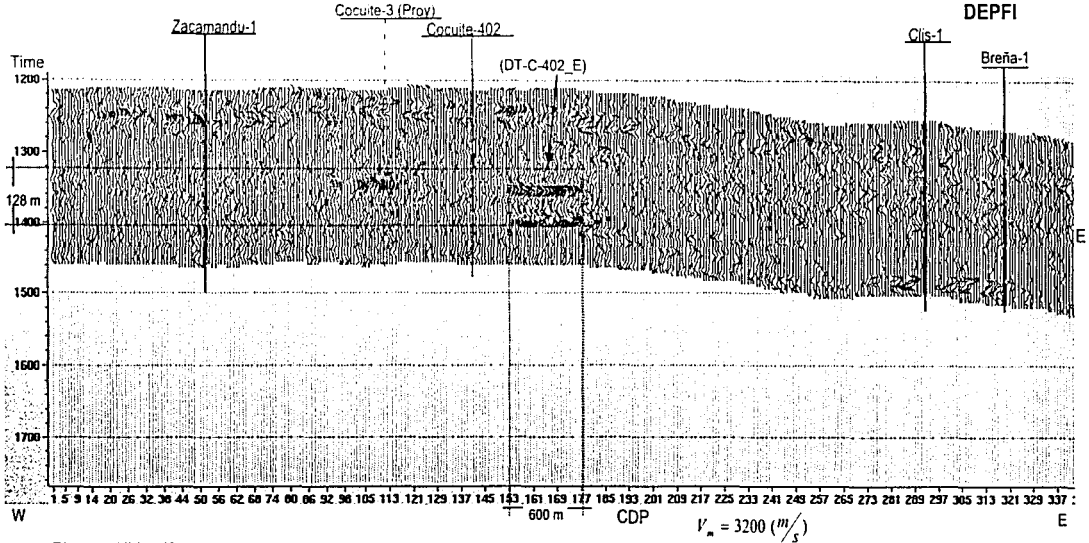


Línea Arbitraria 3

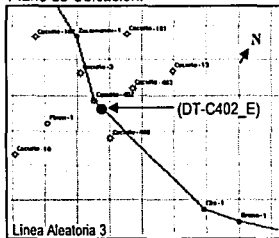




Gráfica Cruzada (a) y Sección (b) obtenidos del atributo PxG en el Nivel E
con una ventana centrada de 240 ms



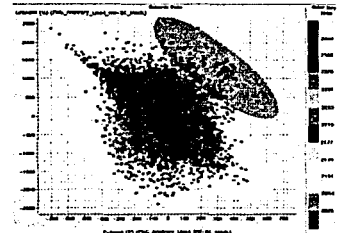
Plano de Ubicación:



(a)

Línea Arbitraria 3

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

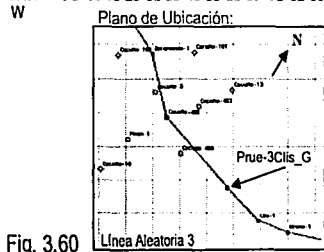
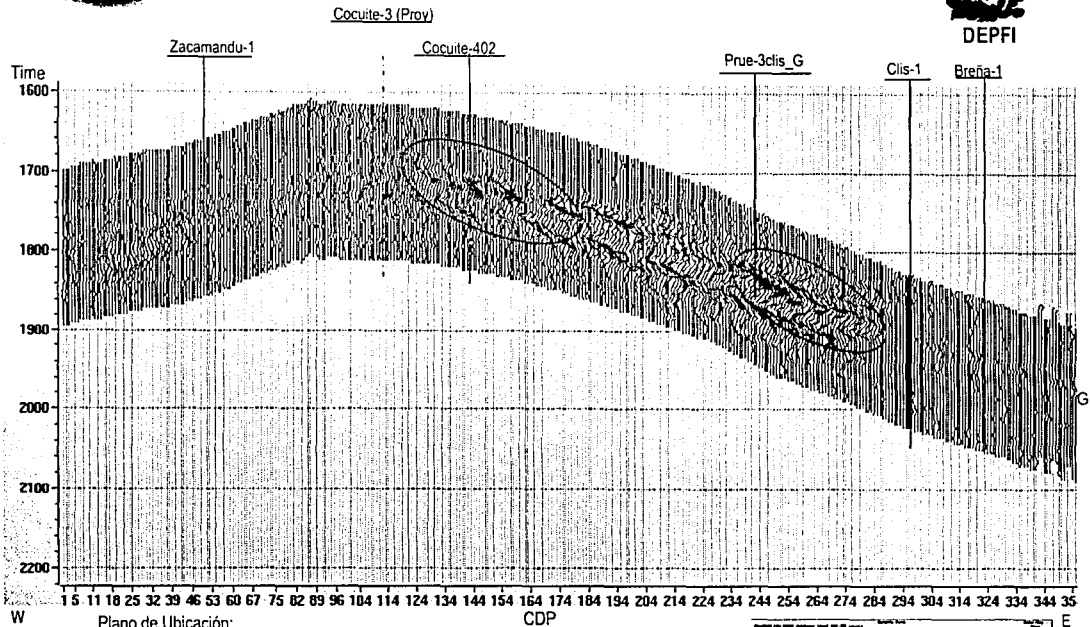


(b)

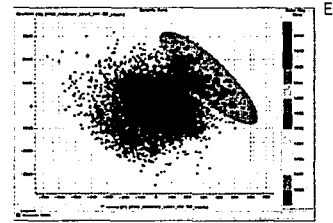
Fig. 3.59



Gráfica Cruzada (b) y Sección (a) obtenidos del alícuoto PxG en el Nivel "G"
con una ventana centrada de 200 ms



(a)
Línea Arbitraria 3



(b) Pag.122

TESIS CON
FALLA DE OPORTUN

Fig. 3.60



Amplificación del Atributo de AVO: (aP+bG) aplicado sobre la estructura profunda del Mioceno-Inferior



DEPFI

Línea Arbitraria 3

Cocuite-402_Prof

2025 m

FALLA DE COCUITE

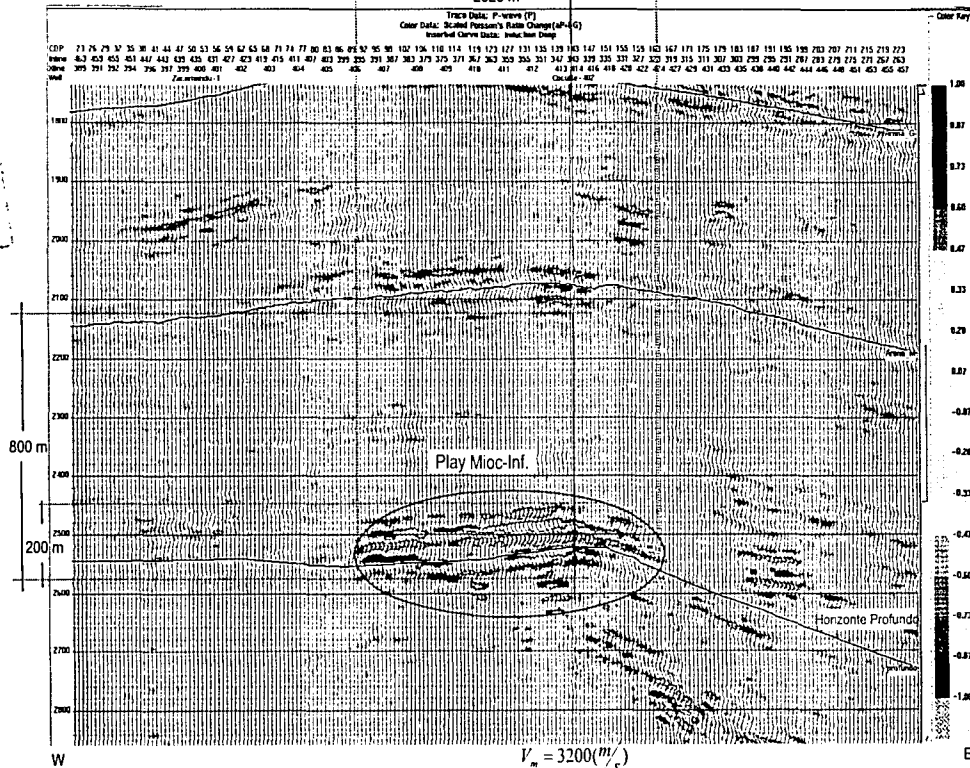


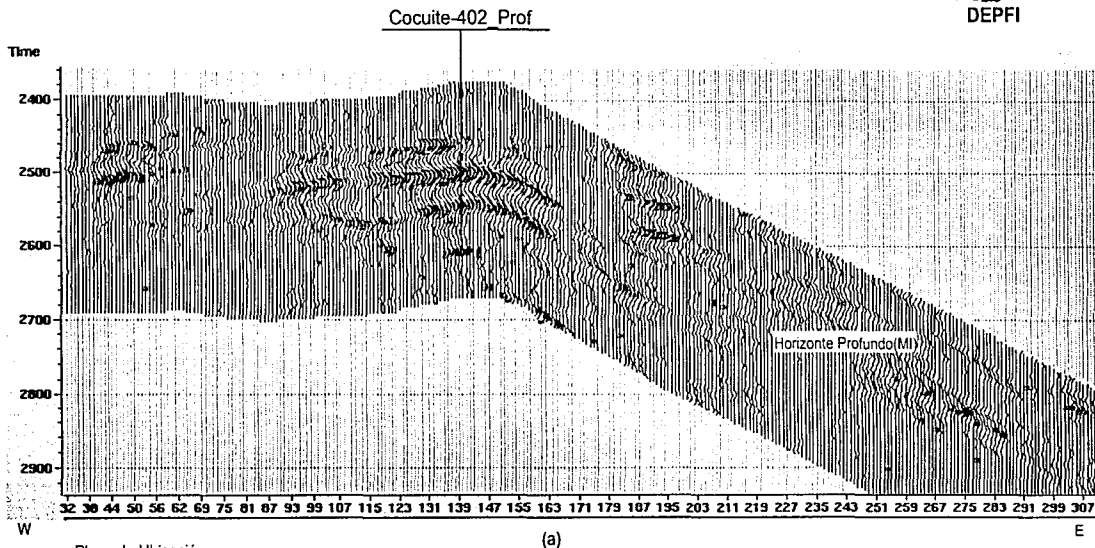
Fig. 3.61



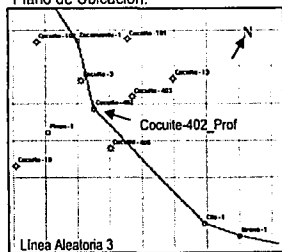
Gráfica Cruzada (a) y Sección(b) obtenido del atributo PxG en el Nivel Profundo (Mioc-Inf) con una ventana Centrada de 300 ms bajo.



DEPTO.
DE INGENIERIA

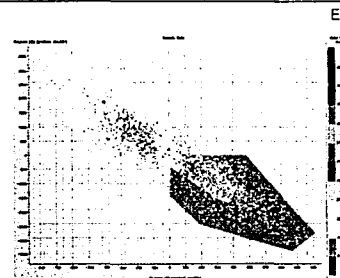


Plano de Ubicación:



Línea Arbitraria 3

TESIS CON
FAULA DE ORIGN



(b)

Fig. 3.62

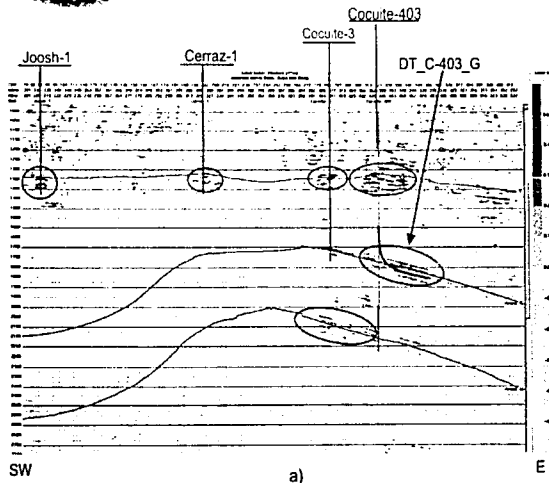


Atributo de AVO: a) PxG y b) Relación de Poisson Escalado, aplicado sobre las localizaciones: Joosh-1 y Cerraz-1, calibrado con los intervalos productores de los Pozos Cocuite-3 y Cocuite 403

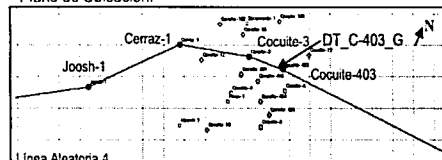


DEPEI

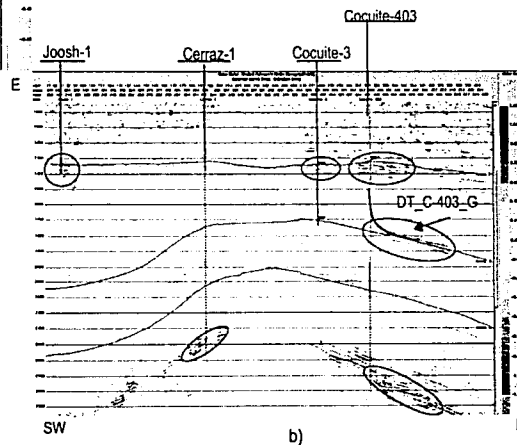
TESIS CON
VALIA DE GRADUACION



Plano de Ubicación:



Línea Arbitraria 4



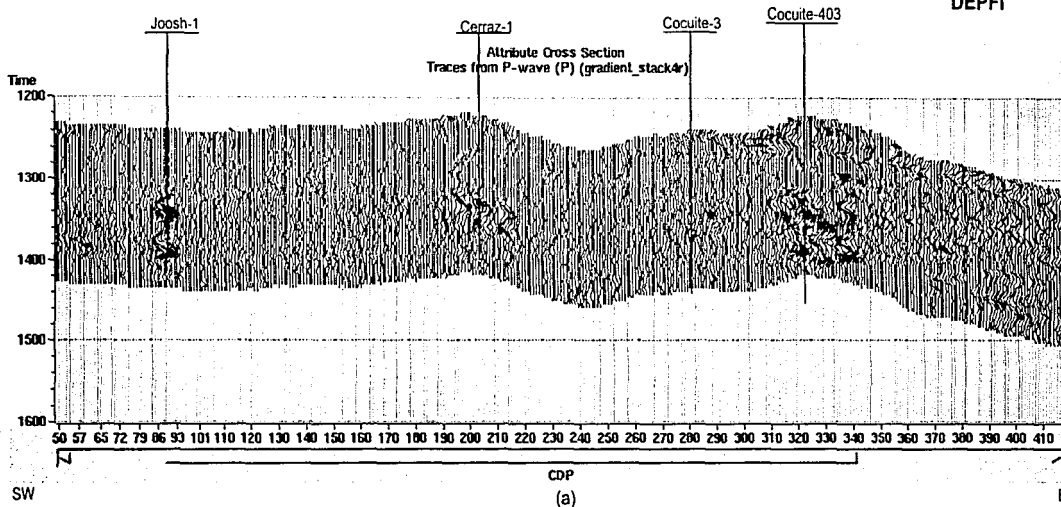


Gráfica Cruzada (a) y Sección (b) obtenido del atributo PxG en el Nivel E
con una ventana centrada de 200 ms

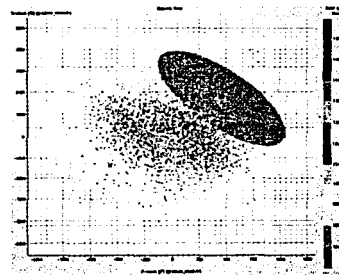
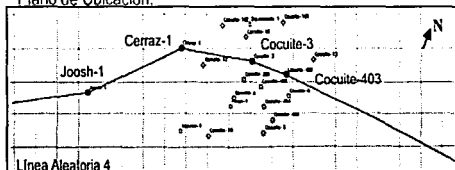
Línea Arbitraria 4



DEPFI



Plano de Ubicación:



(b)

Fig. 3.64



Familias de PRC's que conforman la anomalía de amplitud en el nivel G del Pozo
Cocuite-403

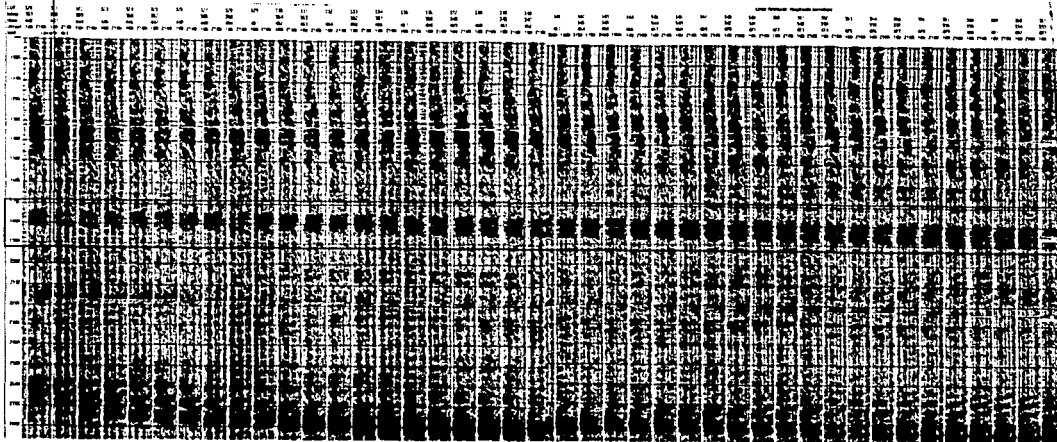


DEPFI

TESIS COM
FALTA DE CEMENTO

Línea Arbitraria 4

Cocuite-403



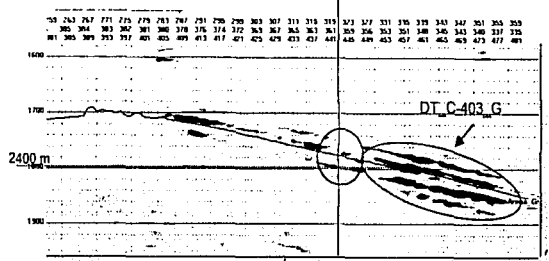
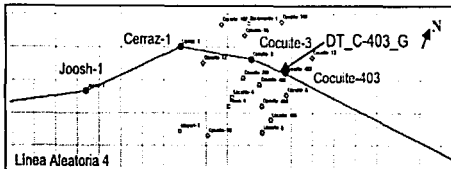
SW

a)

Cocuite-403

E

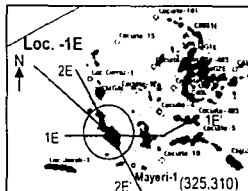
Plano de Ubicación:



b)

$$V_m = 2600 \text{ (m/s)}$$

Fig. 3.65

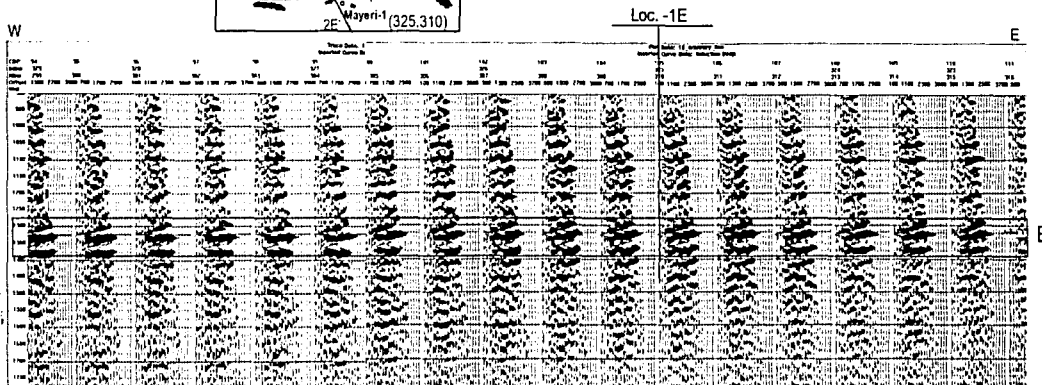


Loc. -1E

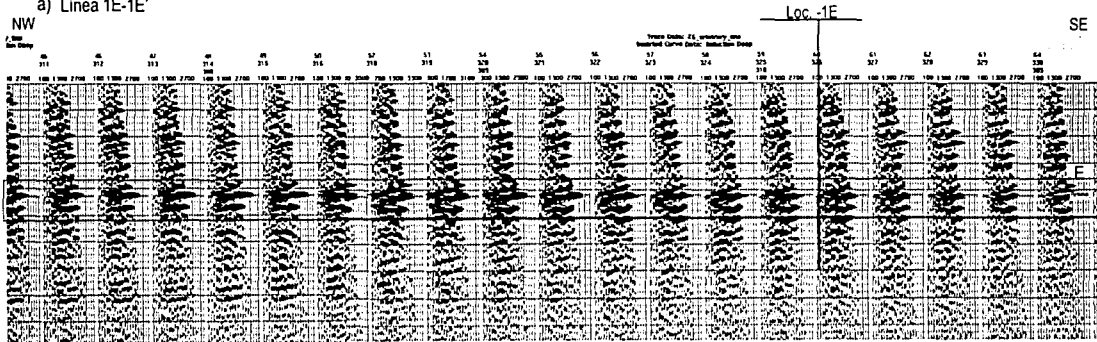


DEPFI

FALLA DE CASAPAL



a) Línea 1E-1E'



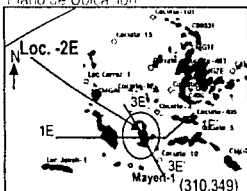
b) Línea 2E-2E'

Fig. 3.66



Loc. -2E

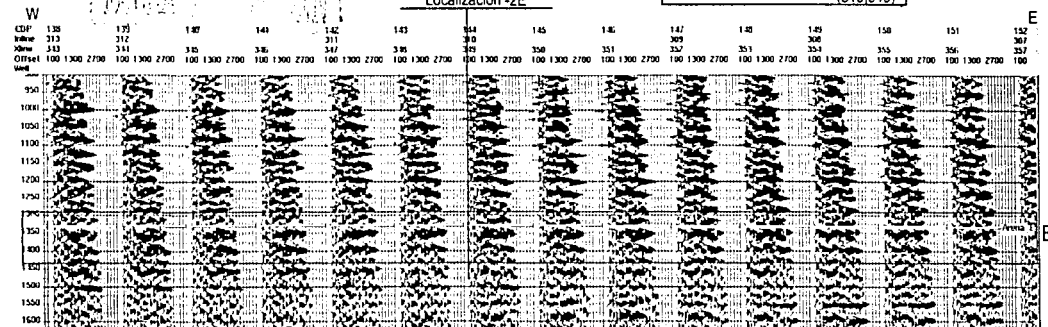
Plano de Ubicación



DEPFI

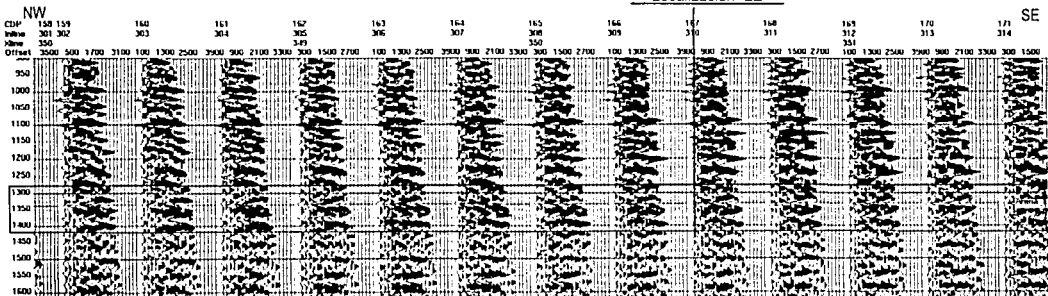
TESIS CON
PALLA DE

Localización -2E



a) Línea 1E-1E

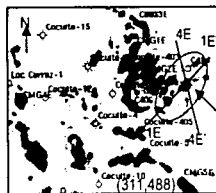
Localización -2E



b) Línea 3E-3E



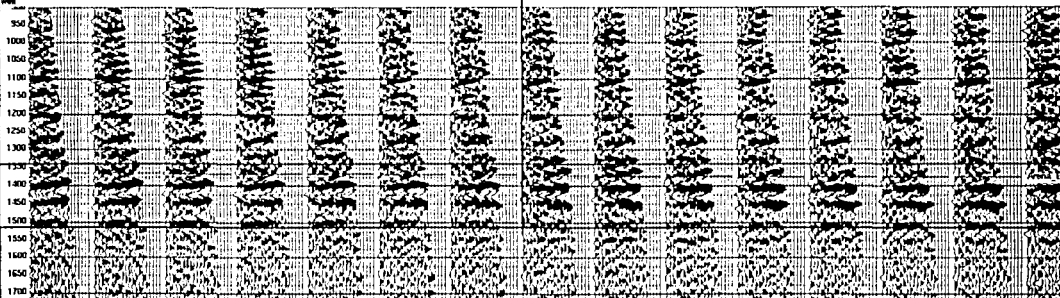
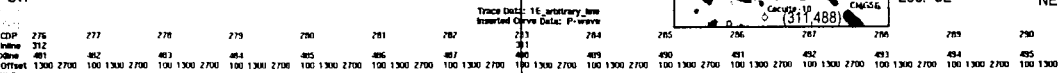
Loc.-3E



DEPFI

Localización -3E

SW



FALDA DE ORIGEN

FALDA DE ORIGEN

NW a) Linea 1E-1E

Localización -3E

SE

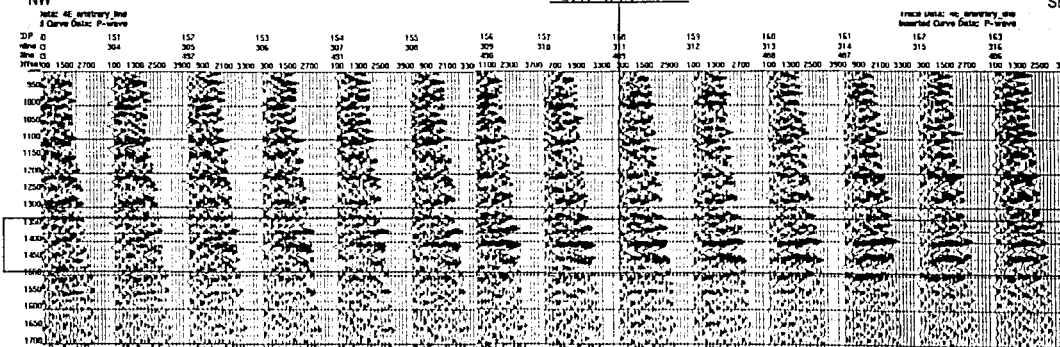


Fig. 3.68 b) Linea 4E-4E

4- COMENTARIOS FINALES Y EXPECTATIVAS FUTURAS

4.1- Conclusiones

Después de aplicar la técnica del AVO calibrada con los intervalos de los pozos productores de gas e invadidos de agua salada se obtuvieron respuestas congruentes con los atributos de AVO denominados : $P \times G$ y $(aP + bG)$, lo que nos da un indicador del grado de confianza de este trabajo satisfactorio para apoyar y recomendar nuevas áreas de oportunidad exploratorias.

En base a esto se concluye que:

1.-La resolución alcanzada con los atributos de AVO, permiten delimitar con mayor definición las anomalías obtenidas con el atributo RMS de la sísmica post-apilada.

2.-De las localizaciones exploratorias propuestas por el Activo Papaloapan a través de este trabajo se apoyan 4 de las 8 reportadas al momento de su realización:

3.-De las localizaciones exploratorias propuestas por la Compañía Mexicana de Geofísica se apoyan a través de este trabajo 10 de las 14 reportadas.

4.-De las localizaciones de desarrollo propuestas por el Activo Papaloapan se apoyan 7 de las 10 reportadas hasta el momento.

5.-Como resultado de este estudio se identificaron:

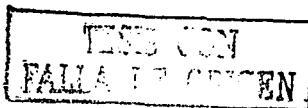
Seis nuevas áreas de oportunidad a nivel E denominadas: Loc.-1E, Loc.-2E, Loc. -3E Prueb_1My_E, Prueb_2Ca_E y una oportunidad detrás de la tubería denominada DT_C-402_E.

Dos a nivel G denominadas; Prueb_3Clis_G y DT_C-403_G.

Una oportunidad detrás de la tubería a nivel Mioceno Medio Tardío denominada DT-C-402_MM.

Y una a nivel Mioceno Inferior denominada; Cocuite-402_Prof.

Por lo tanto en términos generales con los resultados de este trabajo se apoyan a 21 de la 32 localizaciones reportadas con programa de perforación equivalente al 66% y se proponen 10 nuevas oportunidades: 7 Exploratorias y 3 Oportunidades detrás de la Tubería.



4.2.- Recomendaciones

1.-Debido a que la identificación de la variación de las amplitudes relativas con respecto a la distancia fuente-receptor en ciertos sectores del cubo fue difícil, por a la cantidad de ruido existente en los datos originales, como la zona mencionada a nivel G cercana al pozo Cocuite-405, Fig. 6.8 y 6.9, y la zona de familias de PRC's someras recibidas del CNPS Fig. 5.12, se recomienda como medida que permita enfocar esfuerzos en el trabajo propio de AVO, que los datos sísmicos cuenten con la calidad necesaria para garantizar que la variación de la amplitud observada en los datos corresponda a la respuesta directa del subsuelo.

2.-La generación de sismogramas sintéticos con lo que se modelo la respuesta sísmica del subsuelo se realizo con tres pozos (Cocuite-402, Cocuite-403 y Cocuite-405) debido que son los únicos pozos del campo con los que a la fecha cuentan con la información suficiente para generarlos a los objetivos deseados (Cocuite-201, tiene el juego completo de curvas pero no llegan a los objetivos de interés). Por lo tanto, recomendamos para los pozos futuros en esta zona, la adquisición de un juego completo de registro que contengan como mínimo las siguientes curvas a lo largo de todo el pozo.

- 1.-Rayos Gama o Potencial Espontáneo *
- 3.-Sónicos de ondas P y S (DSI)
- 4.-Densidad y Densidad Neutrón
- 5.-Resistividades; Profundo, Somero y Enfocado.
- 6.-Calibre del diámetro del pozo.

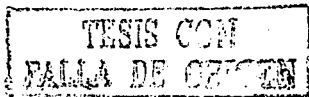
* El registro SP proporciona mejores resultados en la identificación de cuerpos permeables delgados en terrigenos.

3.-Otro aspecto que también ofreció limitaciones por falta de información fue el registro sónico de ondas transversales que ningún pozo del Campo tiene, y que fue calculado a través de una relación lineal (ver sección 3.7.7). Por tanto se recomienda la adquisición en todos los siguientes pozos del registro sónico Dipolar (DSI).

4.- Debido a la diferencia de tiempo y por tanto de sus parámetros de adquisición de los registros que se utilizaron en este estudio, se hace la recomendación de normalizar por lo menos las curvas que mas impactan en estos estudios, que son los registros de litología : SP o RG, los Resistivos Profundos, los Sónicos y los registros de Densidades.

5.- Debido a la intrínseca relación que existe entre las propiedades petrofísicas del subsuelo y su respuesta de AVO, se recomienda la practica común en pozos futuros de la obtención de núcleos en zonas de interés, para realizarles análisis que incluyan la medición de parámetros elásticos que sirvan de calibración de los valores obtenidos de manera indirecta a través de los estudios de AVO (secciones 3.7.5.2 y 3.3).

6.-Mencionamos en la sección correspondiente (sección 6.1), que solo se ha adquirido un solo tiro de velocidades en el Campo (Cocuite-101) hasta el momento de la realización de este estudio y otro en la parte norte del Cubo (Cuatas-1) y que las demás leyes de



velocidades han sido calculadas mediante métodos regresivos a partir de pseudo-sónicos (obtenidos a su vez de registros de resistividades), sónicos reales y de otras tablas T-Z de pozos cercanos que presentaron buen ajuste con la sísmica; en este sentido recomendamos la adquisición de tiros de velocidades en cada pozo perforado de preferencia VSP multicomponentes que nos permita validar las respuestas sísmicas existentes cercanas a pozos productores e invadidos de agua salada, en los siguientes pozos perforados.

7.- Una vez que se tengan un número suficiente de tablas T-Z nuevas, se recomienda afinar el modelo de velocidades del cubo existente, incorporando esta nueva información a futuros niveles de proceso de las familias PRC's para mejorar la calidad de las imágenes sísmicas y el grado de precisión de los atributos de AVO calculados en este estudio.

8.- Como vimos en la sección 2.5, el Campo Cocuite esta conformado por varios sistemas de depósitos, compuestos a su vez por un número determinado de unidades litológicas y unidades de flujo, estas ultimas son las que finalmente interesa identificar desde el punto de vista petrolero, en este trabajo manejamos ventanas de análisis de altos rangos en relación a las dimensiones de los espesores impregnados (6 – 10 m), se hizo así para no perder el sentido exploratorio de este estudio. Sin embargo para fines de caracterización de cada yacimiento se recomienda el uso de ventanas más pequeñas.

9.- Debido a la cantidad de intervalos con potencial exploratorio, la perforación y pruebas de nuevos pozo donde lo permita deben penetrar horizontes profundos, a nivel Mioceno-Inferior que se encuentra a más de 3000 m. Por tal motivo se recomienda probar el intervalo profundo con la profundización del pozo Cocuite-402, si el estado mecánico de este pozo lo permiten.

10.- Se recomienda jerarquizar primero todas las oportunidades de riesgo bajo y moderado como las presentadas a nivel E, seguida de las oportunidades detrás de la tubería para finalmente dejar las de los niveles G , M y más profundos.

4.3.- Trabajos Futuros

El cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa, debido a la calidad de sus datos sísmicos, de pozos y al nivel de conocimiento Geológico en el que se encuentra, ha sido motivo de la aplicación de múltiples ensayos de nuevas tecnologías con el doble propósito de probarlas y producir resultados útiles para mejorar su explotación, así por ejemplo se le ha aplicado, AVO (Cubos de atributos de $P \times G$ y $(aP + bG)$), Inversión Estratigráfica (cubo de Impedancias Acústicas), Resistividades (Cubo de Resistividades) y recientemente presiones de poro (Cubo de presiones anormales) para la planeación de la perforación de pozos exploratorios.

Quizá sea momento de la Integración de los resultados anteriores a través de un mapeo geoestadístico multilíneal con redes neurales que permita comparar los resultados de manera simultáneamente a través de planos híbridos generados de las combinaciones de los estudios anteriores con la finalidad de mostrar la distribución de una serie de parámetros geológicos de manera simultánea en ves de tenerlos en forma aislada.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE I FUNDAMENTOS DE AVO

A.1.1.- Ecuaciones de Knott(1899) y de Zoeppritz (1919)

La eficacia del análisis de AVO depende de la habilidad para predecir los coeficientes de reflexión, basados en las ecuaciones de Zoeppritz (1919), que satisfagan las condiciones de continuidad de los esfuerzos normales y tangenciales y los desplazamiento también normales y tangenciales producidos en una interfase de dos medios elásticos. Fig. A.1.1

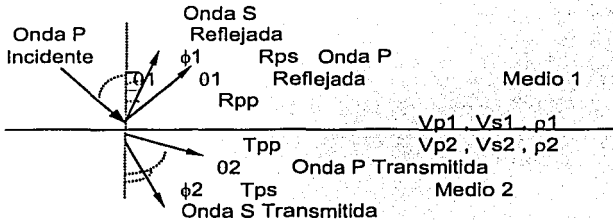


Fig.A.1.1

Las ecuaciones de Zoeppritz para una interfase de sólido a sólido en términos de las amplitudes, se llevan a cabo con una repartición de la energía que da como resultado la generación de cuatro ondas, dos reflejadas y dos refractadas que satisfacen las condiciones de frontera establecidas. Haciendo un balance energético para cada una de estas condiciones obtenemos, (Zoeppritz, K., 1919, Cap. I, pp 66-84):

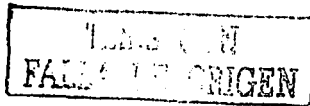
De la condición de continuidad en los desplazamientos normales, la primera ecuación de Zoeppritz:

$$R_{pp} \cos \Theta_1 - R_{ps} \sin \Phi_1 + T_{pp} \cos \Theta_2 - T_{ps} \sin \Phi_2 = P \cos \Theta_1 \quad (\text{A.1.1})$$

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

$$R_{pp} \sin \Theta_1 + R_{ps} \cos \Phi_1 - T_{pp} \sin \Theta_2 + T_{ps} \cos \Phi_2 = P \sin \Theta_1 \quad (\text{A.1.2})$$

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



$$R_{pp}\rho_1V_{p1}\cos 2\Theta_1 - R_{ps}\rho_1V_{s1}\sin 2\Phi_1 + T_{pp}\rho_2V_{s2}\cos 2\Theta_2 - T_{ps}\rho_2V_{s2}\sin 2\Phi_2 = P\rho_1V_{p1}\cos 2\Theta_1 \quad (\text{A.1.3})$$

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

$$R_{pp}\rho_1V_{s1}\sin 2\Theta_1 + R_{ps}\rho_1V_{s1}\cos 2\Phi_1 - T_{pp}\rho_2V_{s2}\sin 2\Theta_2 + T_{ps}\rho_2V_{s2}\cos 2\Phi_2 = P\rho_1V_{s2}\sin 2\Theta_1 \quad (\text{A.1.4})$$

Simplificándolas y reordenando en forma matricial, obtenemos un sistema de ecuaciones simultáneas de 4x4 que se resuelven para cada punto de incidencia de un frente de onda P(Θ). Estas ecuaciones nos permiten ver claramente la dependencia que tienen los coeficientes de reflexión y transmisión de una onda elástica con su ángulo de incidencia Θ .

$$\begin{bmatrix} (1 - 2\sin^2\phi_1) & -(1 - 2\sin^2\phi_2) & -2\sin\phi_1 \cos\phi_1 & -2\sin\phi_2 \cos\phi_2 \\ 2 \cdot \frac{V_2^2}{V_1^2} \sin\theta_1 \cos\theta_1 & 2 \cdot \frac{V_2^2}{V_1^2} \sin\theta_2 \cos\theta_2 & (1 - 2\sin^2\phi_1) & -(1 - 2\sin^2\phi_2) \\ \sin\phi_1 & -\frac{\rho_1 V_{s1}}{\rho_2 V_{s2}} \sin\phi_2 & \cos\phi_1 & \frac{\rho_1 V_{s1}}{\rho_2 V_{s2}} \\ \rho_2 V_{p2} \cos\theta_1 & \rho_1 V_{p1} \cos\theta_2 & -\rho_2 V_{p2} \sin\theta_1 & \rho_1 V_{p1} \sin\theta_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{pp} \\ T_{pp} \\ R_{sp} \\ T_{sp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(1 - 2\sin^2\phi_1) \\ 2 \cdot \frac{V_2^2}{V_1^2} \sin\theta_1 \cos\theta_1 \\ -\sin\phi_1 \\ \rho_2 V_{p2} \cos\theta_1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.1.5})$$

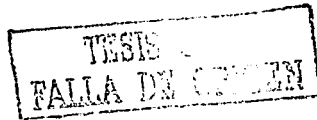
Donde:

- 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.

Los coeficientes de reflexión que continúan grabándose en campo son todavía únicamente los coeficientes de reflexión de la onda P, Los cuales 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:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{\left[(A_{11}\rho_2V_{p2} \cos\theta_1 + A_{12} \cos\theta_1 \cos\theta_2) - (A_{22}\rho_1V_{p1} \cos\theta_2 + A_{21} \sin\theta_1 \sin\theta_2) \right]}{\left[(A_{11}\rho_2V_{p2} \cos\theta_1 + A_{12} \cos\theta_1 \cos\theta_2) + (A_{22}\rho_1V_{p1} \cos\theta_2 + A_{21} \sin\theta_1 \sin\theta_2) \right]} \quad (\text{A.1.6})$$

donde



$$A_{11} = \left[1 - \frac{Q}{\rho_2} \right]^2 \cdot \rho_2 V_{s_2} \cos \phi_1 + \rho_1 V_{s_1} \cos \phi_2 \quad (\text{A.1.7})$$

$$A_{22} = \left[1 + \frac{Q}{\rho_1} \right]^2 \cdot \rho_1 V_{s_1} \cos \phi_2 + \rho_2 V_{s_2} \cos \phi_1 \quad (\text{A.1.8})$$

$$A_{12} = \left[\frac{Q^2}{\rho^2} \right] \text{Cos}\Phi_1 \text{Cos}\Phi_2 \quad (\text{A.1.9})$$

$$A_{21} = V_{s_1} V_{s_2} [\rho_1 - \rho_2 + Q]^2 \quad (\text{A.1.10})$$

$$Q = 2p^2 [\rho_2 V_{s_2}^2 - \rho_1 V_{s_1}^2] \quad (\text{A.1.11})$$

$$y \quad P = \frac{\text{Sen}\Theta}{V_R} \quad (\text{A.1.12})$$

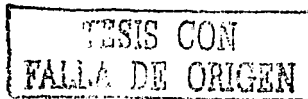
Para el caso de una onda plana P, que incide directamente en una interfase con incidencia normal los ángulos de incidencia, reflexión y transmisión son iguales a 0, por los que la ecuación (A.1.6) nos quedaría como:

$$R_{pp}(0^0) = \frac{\rho_2 V_{p_2} - \rho_1 V_{p_1}}{\rho_2 V_{p_2} + \rho_1 V_{p_1}} = R_p \quad (\text{A.1.13})$$

Que es la expresión en la que basamos el método sísmico de reflexión apilado.

A.1.2- Aproximaciones de las Ecuaciones de Zoeppritz

Se han desarrollado diferentes aproximaciones a la ecuaciones de Zoeppritz por diferentes objetivos; el primero de ellos fue el de hacer más eficiente el tiempo de computo y posteriormente se fueron buscando expresiones que tuvieran un significado físico más sencillo.



En términos generales cada una de las aproximaciones presentadas a continuación representan en forma lineal a las ecuaciones de Zoeppritz, para realizar estas aproximaciones los autores hicieron las suposiciones generales de que los contrastes entre las velocidades y las densidades en las capas del subsuelo tuvieran variaciones muy pequeñas (infinitesimales), esto es que las condiciones que deben satisfacer son las siguientes:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} \ll 1, \quad \frac{\Delta V_s}{V_s} \ll 1, \quad \frac{\Delta \rho}{\rho} \ll 1 \text{ y } \frac{\Delta \sigma}{\sigma} \ll 1 \quad (\text{A.1.14})$$

Donde:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = \frac{2(V_{p2} - V_{p1})}{V_{p2} + V_{p1}}, \quad \frac{\Delta V_s}{V_s} = \frac{2(V_{s2} - V_{s1})}{V_{s2} + V_{s1}}, \quad \frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{2(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_2 + \rho_1}, \quad \frac{\Delta V_p}{V_p} = \frac{2(V_{p2} - V_{p1})}{V_{p2} + V_{p1}} \quad (\text{A.1.15})$$

$$\frac{\Delta \sigma}{\sigma} = \frac{2(\sigma_2 - \sigma_1)}{\sigma_2 + \sigma_1} \text{ y } \Theta = \frac{\Theta_1 + \Theta_2}{2} \quad (\text{A.1.16})$$

σ se define como la relación dinámica de Poisson que se tratará más adelante en la sección A.1.7.2, sobre módulos elásticos.

A continuación mencionaremos algunas de las aproximaciones más difundidas en la literatura de AVO.

A.1.2.1.- Aproximación De Bortfeld (1961)

Bortfeld en 1961 aproximó las ecuaciones de Zoeppritz mediante una ecuación de primer orden no lineal, asumiendo las condiciones anteriores en las capas del subsuelo, (Bortfeld, 1961, Geophys. Prosp., No.9, pp. 485-503) obteniendo:

$$R_{pp}(\Theta_1) \approx \frac{1}{2} \ln \left[\frac{V_{p2} \rho_2 \cos \Theta_1}{V_{p1} \rho_1 \cos \Theta_2} \right] + \left(\frac{\sin \Theta_1}{V_{p1}} \right)^2 (V_{s1}^2 - V_{s2}^2) \times \left[2 + \frac{\ln \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)}{\ln \left(\frac{V_{s2}}{V_{s1}} \right)} \right] \quad (\text{A.1.17})$$

La aproximación de Bortfeld fué modificada por Hilterman en 1983 dándole un significado físico a cada uno de sus términos. Para esto reordenó la expresión (A.1.17) separando los efectos compresiones de los fluidos, de los transversales de los sólidos de la siguiente manera:



$$R_{pp}(\Theta_1) = \underbrace{\frac{V_{p2}\rho_2 \cos \Theta_1 - V_{p1}\rho_1 \cos \Theta_2}{V_{p2}\rho_2 \cos \Theta_1 + V_{p1}\rho_1 \cos \Theta_2}}_{\text{Efecto Fluido}} + \underbrace{\left(\frac{\text{sen} \Theta_1}{V_{p1}}\right)^2 \cdot (V_{s1} + V_{s2}) \cdot \left[3(V_{s1} - V_{s2}) + 2\left(\frac{V_{s2}\rho_1 - V_{s1}\rho_2}{\rho_2 + \rho_1}\right)\right]}_{\text{Efecto transversal}} \quad (\text{A.I.18})$$

Si consideramos la densidad constante, la ecuación (A.I.18) nos queda como:

$$R_{pp}(\Theta_1) = \frac{V_{p2} \cos \Theta_1 - V_{p1} \cos \Theta_2}{V_{p2} \cos \Theta_1 + V_{p1} \cos \Theta_2} + 2 \left(\frac{\text{sen} \Theta_1}{V_{p1}}\right)^2 \cdot (V_{s1}^2 + V_{s2}^2) \quad (\text{A.I.19})$$

Si al efecto Fluido lo denotamos como $R_F(\Theta)$ y al transversal como $R_T(\Theta)$, la ecuación (A.I.19) nos quedaría como la suma de ambos factores:

$$R_{pp}(\Theta) = R_F + R_T \quad (\text{A.I.20})$$

A.I.2.2.- Aproximación de Richards y Frasier (1976) y de Aki & Richards(1980)

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

$$R_{pp}(\Theta) \approx \left(\frac{1}{2 \cos^2 \Theta}\right) \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2 \Theta\right) \frac{\Delta \rho}{\rho_u} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \text{Sen}^2 \Theta \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (\text{A.I.21})$$

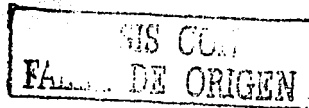
Podemos dar a cada término el siguiente significado físico :

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 (A.I.13).

El segundo término es un gradiente multiplicado por el $\text{Sen}^2 \Theta$ y 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°, Fig. A.I.2.

Esta aproximación ecuación (A.I.21) es muy precisa para casi todos los ángulos hasta con aperturas de reflexión de 50°, Fig. A.I.3.



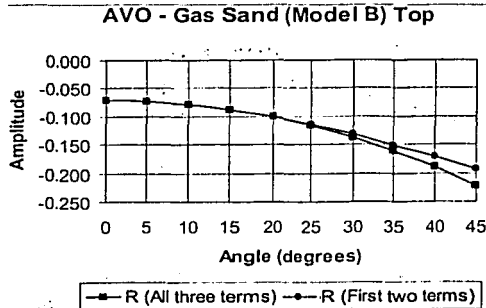


Fig. A.1.2

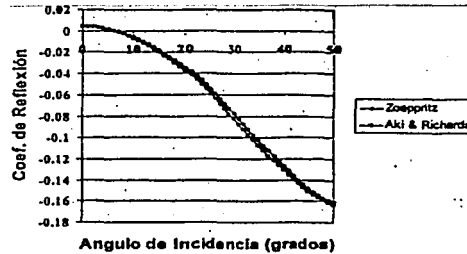


Fig. A.1.3

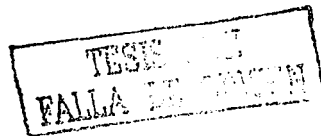
A.1.2.3.- Versión de Wiggins a la aproximación de Aky y Richards

Wiggins desarrollo una ecuación totalmente equivalente a la Aky y Richards pero de manera más intuitiva divide la ecuación en tres términos de reflexión cada uno dependiente de los términos anteriores, (Wiggins,R., et. al.,1983) Esto es:

$$R(\Theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \Theta + C \tan g^2 \Theta \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.1.22})$$

Donde:

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{A.1.23})$$



$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (\text{A.I.24})$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (\text{A.I.25})$$

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 es más robusto porque 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 por debajo de los 30° , por esto se puede despreciar.

Simplificando la ecuación (A.I.22), no queda como:

$$R_{pp}(\Theta) = R_p + G \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.I.26})$$

A.I.2.4.- Aproximación de Shuey (1985)

Shuey en 1985 presentó otra forma de la aproximación de Aki y Richards, en donde cambia la expresión del gradiente, el cuál en vez de estar en función de los contrastes de velocidades de las ondas P y S lo pone en función de las variaciones de la relación de Poisson $\Delta \sigma$ y σ (Shuey, R. T., 1985 Geophysics, V 50, pp. 609-614), esto es:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p + \left(A_0 R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \text{sen}^2 \Theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \Theta - \text{Sen}^2 \Theta) \quad (\text{A.I.27})$$

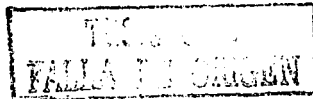
donde R_p es el coeficiente de incidencia normal igual a:

$$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (\text{A.I.28})$$

A_0 está dado por :

$$A_0 = B - 2(1+B) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) \quad (\text{A.I.29})$$

y



$$B = \frac{\frac{\Delta V_p}{V_p}}{\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\Delta \rho}} \tag{A.1.30}$$

La ventaja de esta forma es que cada término describe un rango angular. El primer término es el coeficiente de incidencia normal, en el segundo predomina ángulos intermedios y el tercer término es dominante cuando se aproximan al ángulo crítico mientras que esto no suceda se puede despreciar.

Si denominamos Gradiente al término intermedio obtenemos que:

$$G = \left(A_0 R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \tag{A.1.31}$$

En el tercer término de la ecuación Shuey se puede demostrar que la expresión (Shuey, R. T., 1985 Geophysics, V. 50, pp. 609-614) :

$$\tan^2 \Theta - \text{Sen}^2 \Theta = \tan^2 \Theta * \text{Sen}^2 \Theta \tag{A.1.32}$$

produce valores muy pequeños para ángulos de reflexión menores a 30°, por lo que en la mayoría los casos se puede despreciar.

Comparando los coeficientes de reflexión calculados con dos y tres términos con respecto a las ecuaciones de Zoeppritz, podemos ver en la Fig. A.1.4 que la aproximación de Shuey con dos términos es precisa hasta ángulos menores a 30° y que con tres términos su precisión aumenta hasta los 50° de ángulo de incidencia, como se logra alcanzar con las ecuaciones de Aky y Richards.

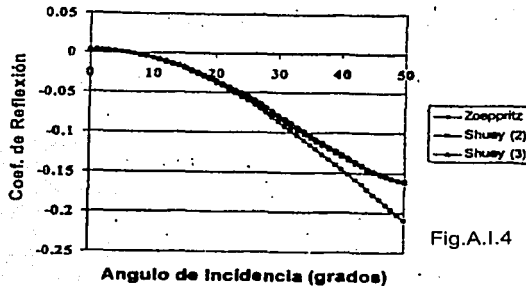


Fig.A.1.4

TESIS CON
FALLA DE COPIEN

Sustituyendo las expresiones de la (A.I.28) a la (A.I.32) en la ecuación de Shuey (A.I.27) esta se puede escribir como:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p + G \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.I.33})$$

Por lo tanto, para ángulos restringidos de incidencia, se tiene una ecuación lineal cuyas variables son la reflectividad de incidencia normal R_p y los cambios relativos de la relación de Poisson, que se encuentran implícitos en la expresión del Gradiente G de la ecuación (A.I.31).

si V_p/V_s es del orden de 2 para pequeños ángulos, Wiggins 1983 demostró que :

$$G = R_p - 2R_s \quad (\text{A.I.34})$$

Por lo tanto.

$$R_s = \frac{1}{2}(R_p - G) \quad (\text{A.I.35})$$

La expresión (A.I.35) nos permite evaluar los coeficientes de reflexión transversales R_s a partir de los coeficientes de incidencia normal R_p y la relación de Poisson σ .

A.I.2.5.- Aproximación de Pan (1985)

La aproximación de Pan (1985) modela el efecto de AVO cuando las distancias fuente detector son muy grandes (por ejemplo datos marinos), con suficiente precisión hasta ángulo de incidencia de 40° , para esto se requiere de datos con distancias de cables grandes y correcciones dinámicas muy precisas: este tipo de expresión difiere de las demás en que no es lineal sino de la forma : $y = a_0 + a_1x + a_2x^2$, por tal motivo es que en ocasiones se le encuentra en la literatura como la aproximación parabólica de Pan (Pan, N.D y Gardner, G.H.F,1987).

$$R_{pp}(\theta) \cos^2 \theta = R_0 - \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{4V_s^2}{V_p^2} \left(\frac{2\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \right] \text{sen}^2 \theta + 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \left(\frac{2\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{sen}^4 \theta \quad (\text{A.I.36})$$

La expresión anterior también se puede expresar en función de los contrastes relativos de sus módulos elásticos de la siguiente manera:

$$R_{pp}(\theta) \cos^2 \theta = \frac{1}{4} \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta M}{M} - \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{4\Delta \mu}{M} \right) \right] \text{sen}^2 \theta + \frac{2\Delta \mu}{M} \text{sen}^4 \theta \quad (\text{A.I.37})$$

Donde:

M = módulo de Young,
 μ = módulo de rigidez.



ρ = densidad,
 ΔM = contraste en el módulo de Young,
 $\Delta \mu$ = contraste en el módulo de rigidez y
 $\Delta \rho$ = contraste en la densidad.

La Fig. A.5 compara los resultados obtenidos por las ecuación de Pan con los de Zoeppritz, donde se puede apreciar su grado de precisión hasta ángulos de incidencia de 50°.

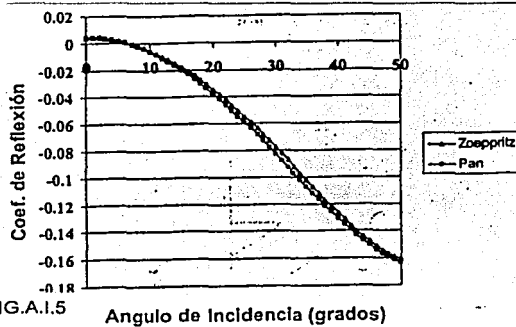


FIG.A.I.5 Angulo de Incidencia (grados)

A.I.2.6.- Aproximación de Mobil (1986)

Inicialmente fue dada por Wiggins de la compañía Mobil y fue publicada posteriormente por Gelfand (Gelfand et al,1986, SEG Expanded Abstracts, p.335). Esta expresión aproxima las ecuaciones de Zoeppritz en función de los coeficientes de reflexión compresionales y transversales, considerando una relación entre velocidades de $\frac{V_p}{V_s} = \frac{1}{2}$, esto es:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{Sen}^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\text{Tan}^2 \theta - \text{Sen}^2 \theta) \tag{A.I.38}$$

Si consideramos ahora que $\frac{V_p}{V_s} = \frac{1}{2}$, la ecuación anterior (A.I.38), se simplifica a:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{V_s}{V_p} \frac{V_s}{V_p} - \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{Sen}^2 \theta \tag{A.I.39}$$

TESIS
 FALLA DE [...]

Haciendo:

$$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (\text{A.1.40})$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (\text{A.1.41})$$

La ecuación (A.1.39) se puede expresar como:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p + (R_p - 2R_s) \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.1.42})$$

En este caso el Gradiente estaría representado como:

$$G = R_p - 2R_s \quad (\text{A.1.43})$$

Que es la expresión dada en (A.1.34), propuesta por Wiggins, sustituyendo (A.1.43) en (A.1.42), obtenemos la expresión:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p + G \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.1.44})$$

A.1.2.7.- Aproximación de Wright (1987)

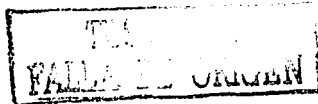
Wright en 1987 aproxima el coeficiente de reflexión compresional con una expresión que relaciona el módulo de rigidez y su promedio en la interfase, esto con la finalidad de obtener una expresión con mayor sensibilidad al contenido de fluidos en la roca con una interpretación de sus efectos más directa (Wright J., 1987, Geophysics, V52, pp 564-567).

$$R_{pp}(\theta) = R_0 + \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} - \left(\frac{2V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \mu}{\mu} \right] \text{sen}^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \theta \text{sen}^2 \theta \quad (\text{A.1.45})$$

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.

$$\Delta \mu = \mu_2 - \mu_1 \quad (\text{A.1.46})$$

$$\mu = \frac{\mu_2 + \mu_1}{2} \quad (\text{A.1.47})$$



A.1.2.8.- Aproximación de Smith y Gidlow (1987)

Smith y Gidlow aproximaron el coeficiente de reflexión compresional de Zoeppritz con la siguiente ecuación:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{Sen}^2 \Theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \text{Tan}^2 \Theta \quad (\text{A.1.48})$$

Utilizaron la relación de Gardner para eliminar la dependencia con la densidad, esto es:

$$\rho = cV^k \quad (\text{A.1.49})$$

La cuál diferenciaron para obtener:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (\text{A.1.50})$$

Sustituyendo la ecuación (A.1.50) en la ecuación (A.1.48), se puede expresar como una suma pesada de las variaciones de las velocidades de P y S.

$$R_{pp} = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (\text{A.1.51})$$

Donde:

$$a = \frac{5}{8} - \frac{1}{2} \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2 \Theta + \text{Tan}^2 \Theta \quad (\text{A.1.52})$$

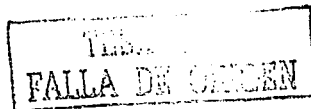
y

$$b = -4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \text{Sen}^2 \Theta \quad (\text{A.1.53})$$

Eligiendo valores de relaciones de velocidades $\frac{V_s}{V_p}$, los coeficientes a y b pueden ser

calculados con las ecuaciones (A.1.52), (A.1.53) y usarse para resolver $\frac{\Delta V_p}{V_p}$ y $\frac{\Delta V_s}{V_s}$ de la ecuación (A.1.51) usando las amplitudes de los PRC's, esto es:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta V_p}{V_p} \\ \frac{\Delta V_s}{V_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_1^N a_i^2 & \sum_1^N a_i b_i \\ \sum_1^N a_i b_i & \sum_1^N b_i^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum_1^N a_i x_i \\ \sum_1^N b_i x_i \end{bmatrix} \quad (\text{A.1.54})$$



Donde :

- N = número de trazas
- x_i = amplitudes sísmicas

A.1.2.9.- Aproximación de Hilterman (1989)

Hilterman en 1989 modifica la ecuación de Shuey, asumiendo que $\frac{V_p}{V_s} = 2$ y realiza una serie de consideraciones algebraicas que aquí no veremos por caer fuera de los objetivos de este estudio, (Hilterman, F., 1989 Geophysics, Expanded Abstract, 559) transformándola a una expresión que se encuentra en función de la reflexión de la incidencia normal (R_p), de los cambios relativos de la relación de Poisson ($\Delta\sigma, \sigma$) y de su ángulo de incidencia Θ , eliminando así los términos A_0 y B de la ecuación de Shuey. Esto es:

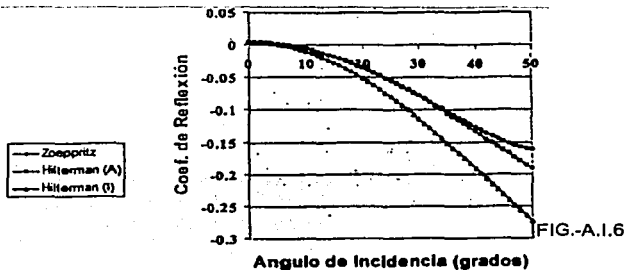
$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p \cos^2 \Theta + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \text{Sen}^2 \Theta \tag{A.1.55}$$

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

Se llega a una expresión más compacta:

$$R_{pp}(\Theta) \approx R_p \cos^2 \Theta + 2.25 \Delta\sigma \text{sen}^2 \Theta \tag{A.1.56}$$

Comparando los coeficientes de reflexión calculados con dos y tres términos, respecto a las ecuaciones de Zoeppritz podemos ver. Fig.A.1.6 que la transformación de Hilterman a la ecuación de Shuey, con la expresión (A.1.55) denotada en la figura como Hilterman (A), es precisa hasta ángulos de incidencia menores a 30° y con expresión (A.1.56) denotada en la figura con Hilterman (B) solo alcanza un buen nivel de precisión hasta los 10°.



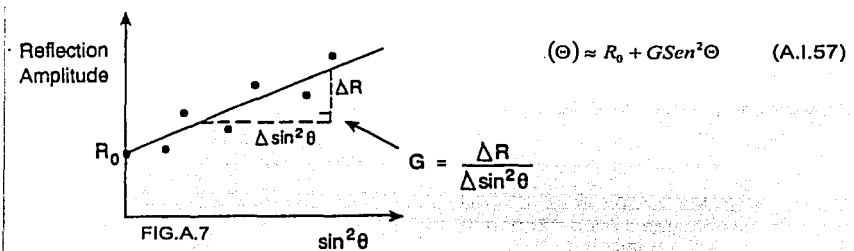
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por otro lado de la expresión (A.I.56), podemos ver que para ángulos pequeños R_p domina el coeficiente de reflexión, mientras que $\Delta\sigma$ domina para ángulos grandes. Con esta expresión podemos realizar apilados de distancias fuente-receptor cercanas e imaginarlos como contrastes de impedancia de la onda P, y apilados de distancias fuente-receptor lejanos como contrastes de relación de Poisson.

A.I.3.- Expresión y Significado Físico de los Atributos de AVO

A.I.3.1.- Onda P o de Incidencia Normal (P)

Una sección de onda P o de incidencia normal puede ser considerada como la mejor aproximación al apilado ideal de familias de punto de reflejo común, 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, también se acostumbra nombrarla con R_0 y la describen como intercepto o reflectividad de la onda P debido a que si utilizamos la expresión de Aky Richards (4.2.6) para ángulos de incidencia menores a 30° , los coeficientes de reflexión se pueden representar gráficamente como se muestra en la Fig. A.I.7.



Nótese que los puntos dispersos representan valores de reflexión A_i para ángulos Θ determinados a partir de los PRC's, expresados en función del ángulo (AVA), que veremos en la sección A.I.6 se pueden ajustar linealmente por mínimos cuadrados en función del intercepto R_0 y G a través de:

$$\begin{pmatrix} R_0 \\ G \end{pmatrix} = \frac{1}{N^2 \sigma_x^2} \begin{pmatrix} \sum_1^N X_i & -\sum_1^N X_i \\ -\sum_1^N X_i & N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sum_1^N A_i \\ \sum_1^N X_i A_i \end{pmatrix} \quad (A.I.58)$$

TESIS CON
FALLA DE COPIEN

Donde N es el número de muestras, σ_x^2 es la desviación estándar de las muestras agrupadas en la serie X_i . La matriz del lado derecho de la ecuación (A.1.58) es conocida como el Hesiario y su término diagonal representa el cuadrado de la desviación estándar de la serie correspondiente.

Una interpretación más de este atributo lo podemos ver a partir de la expresión (A.1.59)

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \tag{A.1.59}$$

En la cuál vemos que el atributo de la reflectividad de incidencia normal de la 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 ser un atributo sensible a estos contrastes (sección A.1.7), estas variaciones se pueden relacionar a su vez con la presencia de gas en los poros de las rocas.

A.1.3.2.- Gradiente (G)

Este atributo representa gráficamente la pendiente de la línea recta ajustada a los valores de reflectividad obtenidos de cada PRC a un tiempo de reflejo dado. Es decir nos representa la variación de las amplitudes de los PRC's en un tiempo determinado con respecto a la variación del ΔSen^2 del ángulo de reflexión Θ .

En las diferentes aproximaciones vistas anteriormente, el valor del Gradiente es función de los contrastes de las velocidades de las ondas compresionales, transversales y de las densidades en las interfases del subsuelo; La aproximación de Shuey (A.1.27) 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 $\frac{V_p}{V_s}$ en forma cuadrática (ver

inciso A.1.7.5.2). Por tal motivo es que en ocasiones se califica en la literatura a este atributo como más robusto para detectar los cambios de amplitud con respecto a la distancia, porque relaciona más contrastes entre propiedades petrofísicas de las rocas, como lo podemos apreciar en la ecuación (A.1.60).

$$G = \left(A_0 R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \right) \tag{A.1.60}$$



A.1.3.3.- Onda P * Gradiente (P X G).

Verm y Hillerman (1995) identificaron puntos de anomalías de amplitud a partir de gráficos cruzados, para después proyectarlos en forma de secciones sísmicas y obtenerlos en cada tiempo de muestreo (2 ms.) por ejemplo. De esto se obtiene un valor de P y G para cada PRC y con esto una traza de cada uno de ellos. Finalmente se pueden multiplicar muestra a muestra para así obtener una traza que representa este atributo (P x G), Fig. A.1.8.

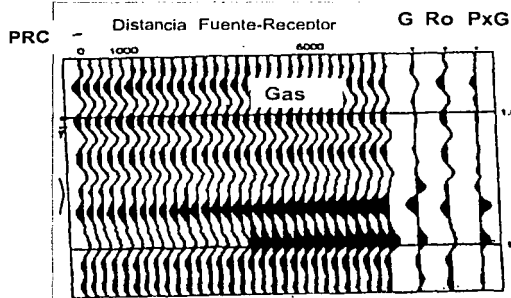


Fig.-A.1.8

Las secciones generadas con este atributo enfatizan aquellas reflexiones cuyo valor absoluto de amplitud es alto a incidencia normal y aumenta fuertemente con la variación del ángulo de incidencia, dando como resultado que el reflector de interés presente una clara anomalía debido a la combinación de reflexiones altas con un fuerte aumento de la amplitud con respecto al ángulo o a la distancia fuente-receptor, dándonos de una clásica respuesta de un yacimiento de gas tipo III (sección A.1.5). Por tanto el atributo P x G nos es muy útil como indicador de este tipo de arenas.

A.1.3.4.- Onda P + Gradiente (P + G)

De igual manera que el atributo anterior, se obtienen las trazas de valores de P y G para cada tiempo muestreado, para luego obtener la traza resultante a través de su suma la cuál se proyecta como una sección transversal. Este atributo es particularmente útil en anomalías negativas donde las arenas con gas presentan amplitudes muy pequeñas e inclusive inversiones (arenas clase II, sección A.1.5).

Cuando la relación de velocidades $\frac{V_p}{V_s} \approx 2$, con cambios de las propiedades elásticas

muy pequeños en cada interfase y ángulos de incidencia menores a los 30°, entonces el atributo P + G se puede ver como una versión limitada de la variación de la relación de Poisson, en ocasiones se afectada por escalares a y b quedando la expresión

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACION

anterior como $aP + bG$ la cual se denomina relación de Poisson Escalar, que también resulta ser muy útil como indicador de anomalías tipo II y III.

A.1.3.5.- Onda P - Gradiente (P - G)

Obteniendo este atributo de la forma señalada en los dos anteriores, la diferencia entre valores a un tiempo determinado de P y G nos producen una sección de $P - G$, con las mismas condiciones hechas en el atributo anterior nos va a representar la reflectividad limitada de las ondas transversales desplegadas a tiempos de viaje de onda P.

También se le conoce a este atributo como Pseudopilado de onda S.

Este atributo nos es útil para reconocer límites de cambios litológicos ya que los valores de las trazas nos reflectividad y no impedancias.

A.1.3.6.- Signo de P * Gradiente

Este atributo nos sirve para representar secciones donde el valor absoluto de la amplitud aumenta con el ángulo de incidencia. Esto es debido a que si $P > 0$ (esto es que la sección de onda P muestre una cresta) y $G > 0$ (que es equivalente a decir que la amplitud se incrementa con la distancia), entonces el producto del signo $P * G$ representa una cresta y si $P < 0$ (que la sección de onda P muestre un valle) y $G < 0$ (que la amplitud se haga más negativa con la distancia), entonces el producto del signo $P * G$ representa una valle.

A.1.3.7.- Atributos de Smith - Gidlow

Como vimos en la sección de 3.2.8, Smith y Gidlow calculan apilados pesados (ecuación A.1.51) a partir de datos sísmicos para obtener la información necesaria para resolver el sistema los matricial (A.1.54) y poder obtener los valores de $\frac{\Delta V_p}{V_p}$ y

$\frac{\Delta V_s}{V_s}$, cuyas combinaciones nos van a ser útiles en la determinación de los atributos que a continuación se mencionan.

A.1.3.7.1.- Factor de Fluido (ΔF)

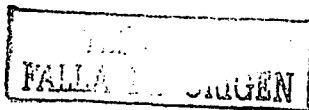
A partir de la relación de Castana (sección A.1.7.7).

$$V_p = 1360 + 1.16V_s \quad (\text{A.1.61})$$

Donde V_p y V_s están en m/s

Diferenciando la ecuación obtenemos:

$$\Delta V_p = 1.16 \Delta V_s \quad (\text{A.1.62})$$



La cuál puede ser reagrupada como:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (\text{A.1.63})$$

De donde:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} - 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} = 0 = \Delta F \quad (\text{A.1.64})$$

La igualdad se cumple cuando el yacimiento se encuentra invadido de agua, pero cuando este tenga una contenido de gas, la ecuación anterior tendrá un valor diferente de cero. Esto es:

Si $|\Delta F| > 0$ el yacimiento es Prospectable. (A.1.65)

A.1.3.7.2.- Pseudo - Poisson $\left(\frac{\Delta\sigma}{\sigma}\right)$

Una vez que los valores de las variaciones de $\frac{\Delta V_p}{V_p}$ y $\frac{\Delta V_s}{V_s}$ son determinados a partir de las (A.1.54), estos pueden ser combinados en varias formas, una de ellas es la denominada Pseudo-relación de Poisson que se obtiene restando estas variaciones, esto es:

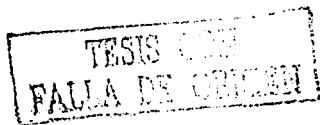
$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = \frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (\text{A.1.66})$$

Este atributo nos es útil para distinguir la variación que presenta la relación de Poisson que resulta ser muy sensible a las variaciones pequeñas de gas en los poros de la roca (ver inciso A.1.7.5.2).

En términos generales los atributos de AVO vistos anteriormente, son útiles preferentemente en rocas silicilásticas y difícil de detectar carbonatos debido a que los parámetros que conforman cada atributo vistos anteriormente, presentan mayores contrastes en terrígenos que en carbonatos.

A.1.4.- Análisis de Atributos de AVO en Gráficos y Secciones Cruzadas

La identificación de la variación de amplitudes con la distancia dentro de un considerable número de datos es fundamental en los estudios de reconocimiento de AVO. Los gráficos cruzados proveen una herramienta rápida para identificar la presencia y localización de cualquier tipo de anomalía dentro de un conjunto de datos.



Para lograr lo anterior se grafican simultáneamente dos atributos de AVO por separado en los ejes X y Y, poniendo como fondo sus amplitudes y algún atributo de color. Con esto se ha logrado identificar anomalías que se presentan en los datos, alineándose por el origen la tendencia central correspondiente a valores comunes a la zonas con arenas húmedas (no productoras), por lo que cualquier anomalía de AVO aparece fuera de esta tendencia. Los atributos más utilizados para representarse en este tipo de gráficos son los siguientes (Innovations, vol. 10,11,1998 H&R):

1.- Reflectividad de incidencia normal P contra Gradiente. En donde las zonas con hidrocarburos se sitúan fuera de la tendencia central. Fig.A.1.4.9

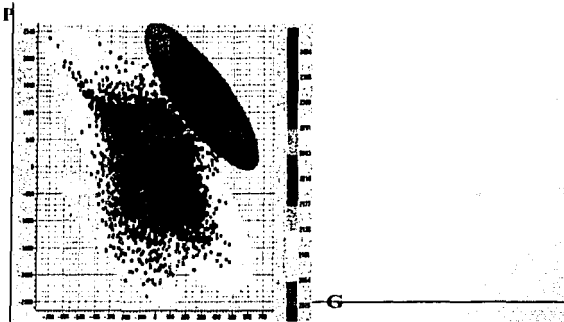


Fig. A.9. Gráfica cruzada con los atributos de PxG con valores sísmicos reales. La elipse color gris encierra puntos del tren húmedo, Las elipses de color amarillo y azul muestran la cima y la base del intervalo saturado de gas.

2.- Reflectividad de incidencia normal P contra reflectividad Polsson: P vs. (P+G).

3.- Reflectividad de incidencia normal P contra reflectividad de incidencia transversal S, P vs. (P-G).

La zona de arena húmeda y la de gas se graficaran en forma separada.

4.- Distancias o ángulos cercanos contra distancias o ángulos lejanos apilados

Los gráficos cruzados pueden realizarse con datos que contengan la línea completa, un área definida por un intervalo de tiempo e intervalo de PRC's o también tomando como referencia un tiempo o un horizonte interpretado.

Verm y Hilterman (1995), mostraron que una anomalía de clase II no se puede graficar para los atributos P vs. G, Sin embargo haciendo una rotación en el gráfico cruzado se puede convertir este tipo en arena de clase III, Fig.A.1.10.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

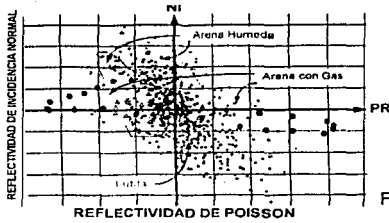
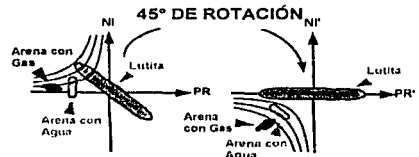


Fig. A.I.10



De manera simultanea se utilizan las secciones cruzadas, que nos son útiles para localizar y resaltar las muestras correspondientes a los puntos dentro de cada zona identificada en la gráfica cruzada, sus resultados son ubicados sobre la sección sísmica, Fig. A.I.11.

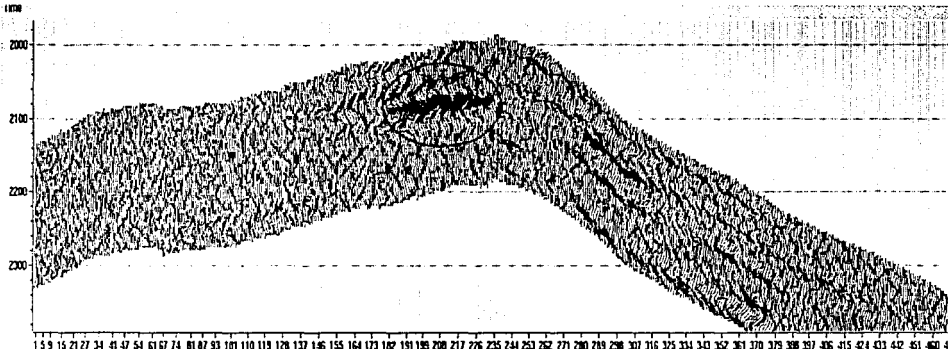


Fig.-A.I.11.- Sección Cruzada correspondiente a la FIG. A.I.4.9

A.I.5.- Clasificación de los Yacimientos por su Respuesta de AVO

A.I.5.1 Clasificación de Koefoed (1956)

Koefoed (1956, 1962) fue el primero en describir los cambios en los coeficientes de reflexión con la variación del ángulo de incidencia para diferentes combinaciones de contrastes entre velocidades de onda P y relación de Poisson, manteniendo constantes los valores de la densidad. Predijo que la variación de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia pueden usarse para predicciones litológicas, pero nunca anticipó que este fenómeno permitiera la detección directa de hidrocarburos (King, 1966; Domenico, 1974, 1976, 1977; Gregory, 1976).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por este mismo tiempo Biot (1956) desarrolló una teoría de la propagación de las ondas elásticas en un medio poroso. Con incorporación de los resultados de Gassmann (Gassmann, F., 1951, Geophysics V.16, 673-685), se hizo posible predecir las velocidades de las ondas P y S de rocas porosas con saturación de gas. La presencia de un pequeño porcentaje de gas en los poros de una roca, reduce la velocidad de la onda P de una roca, mientras que la velocidad de la onda S se incrementa ligeramente en alta saturación de gas. Lo que provoca que V_P/V_S , contenida en la relación de Poisson varíe ampliamente cuando la saturación de gas alcanza pequeños porcentajes.

Su trabajo fundamentalmente queda ilustrado en cinco reglas empíricas, que más tarde fueron verificadas por Shuey, para ángulos de incidencia moderados, Esto es:

1.- Si $V_{P1} < V_{P2}$ y $\sigma_1 < \sigma_2$, para $\rho_1 = \rho_2$; entonces se genera un incremento de AVO. Lo anterior señala que cuando la velocidad longitudinal en un estrato subyacente es mayor que la del estrato sobreyacente, manteniendo las densidades de estos medios iguales, Con un aumento en el parámetro de Poisson en el estrato subyacente se produce un crecimiento gradual del coeficiente de reflexión conforme crece su ángulo de incidencia. Fig.A.1.12A y B.

2.- Si $V_{P1} < V_{P2}$ y $\sigma_1 > \sigma_2$, para $\rho_1 = \rho_2$; entonces se genera una disminución de AVO. Esto es, si mantenemos iguales condiciones que en el modelo anterior y ahora aumentamos la relación de Poisson en el estrato sobreyacente, la magnitud del coeficiente de reflexión decrece gradualmente conforme crece su ángulo de incidencia. Fig.A.1.5.12C y E.

3.- Si $V_{P1} < V_{P2}$ y $\sigma_1 \cong \sigma_2$, para $\rho_1 = \rho_2$; entonces se genera una disminución de AVO en ángulos grandes. Esto es, Cuando mantenemos el modelo en las mismas condiciones de velocidades y densidades y aumentamos gradualmente la relación de Poisson en ambos estratos conservando su misma relación, observamos una disminución en el coeficiente de reflexión a medida que el ángulo de incidencia aumenta. Fig. A.1.5.12D y F.

4.- Si $V_{P1} \cong V_{P2}$ y $\sigma_1 < \sigma_2$, para $\rho_1 = \rho_2$; entonces se genera un incremento de AVO más pronunciado que en el primer caso. Esto quiere decir que el efecto que mencionamos en la regla 1 es más pronunciado cuando el contraste de velocidades transversales es menor.

5.- Las curvas de los modelos vistos anteriormente no varían sustancialmente para ángulos de incidencia menores a 30°



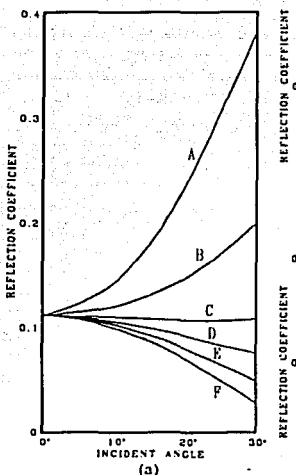


Fig. A.I.12. Coeficiente de reflexión de la onda P contra el ángulo de incidencia. Para el modelo de parámetros dados: A y B muestran la variación de AVO cuando la relación de Poisson es mayor en el medio subyacente. (C) y (E) muestran la variación de AVO cuando la relación de Poisson es mayor en el medio sobreyacente. (D) y (F) muestra la variación de AVO cuando la relación de Poisson es igual en ambos medios, (Koefoed, 1955).

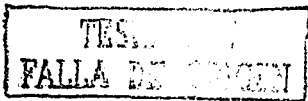
A.I.5.2 Clasificación de Ostrander (1984)

En 1984 Ostrander, demostró que en arenas que contienen gas, los coeficientes de reflexión varían en forma anómala con la distancia fuente-receptor, utilizando este comportamiento como un indicador directo de hidrocarburos.

El resultado de sus investigaciones se describe en los cuatro casos siguientes.

a).-Cuando la velocidad de la onda P, la densidad y la relación de Poisson se incrementan, la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor se incrementa con polaridad positiva. Fig. A.I.13a.

b) Cuando la velocidad de la onda P y la densidad se incrementen y la relación de Poisson disminuya, la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente receptor disminuye con polaridad positiva. Fig. A.I.13b.



c) Cuando la velocidad de la onda P y la densidad disminuyen y la relación de Poisson aumenta, la variación de amplitud con respecto a la distancia fuente – receptor disminuye con polaridad negativa. Fig. A.I.13c.

e) Cuando la velocidad de la onda P, la densidad y el coeficiente de Poisson disminuyen, la variación de la amplitud con la distancia fuente-receptor se incrementan con polaridad negativa. Fig. A.I.13d.

A.I.5.3.- Clasificación de Rutherford y Williams (1989)

Rutherford y Williams en 1989 proporcionan una clasificación de anomalías de AVO producidas en yacimientos de gas en función de la variación del coeficiente de reflexión $R_{pp}(\theta)$ con respecto a la distancia fuente-detector. Fig. A.I.14

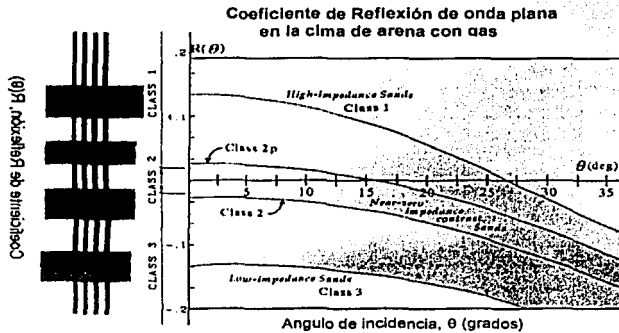


Fig.A.I.14.-Coeficientes de reflexión de Zoeppritz de una onda P

De acuerdo a sus resultados se propusieron tres clases de anomalías de AVO basados en los contrastes de las impedancias acústicas y relación de Poisson, esto son:

Clase I.-

Ocurre cuando el coeficiente de reflexión de incidencia normal R_0 es fuertemente positivo y muestra un fuerte decremento de amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor, es posible un cambio de fase en distancias fuente-receptor lejanas. Físicamente ocurre cuando se tiene una mayor impedancia acústica en el paquete permeable que en su roca encajonante.

En general, tanto el gradiente G como R_0 decrecen con la distancia debido a que disminuye la relación de Poisson.

El cambio de polaridad se da si se cuenta con el suficiente rango de ángulos o distancia en los datos analizados, si estos cambios son fuertes, la respuesta

reflectoría puede cancelarse en el apilamiento o puede tener polaridad opuesta que resulte que no se pueda predecir con el modelado de incidencia normal.

En las gráficas cruzadas (inciso A.4) los puntos de las cimas que producen este tipo de anomalías aparecen en el cuarto cuadrante.

En resumen: Se identifica por sus coeficientes de reflexión R_0 , grandes positivos y su disminución gradualmente con respecto al ángulo de incidencia.

La Clase II.-Es un punto opaco asociado con un yacimiento de gas.

Para que esta clase de arenas se desarrolle es necesario un bajo contraste de impedancia acústica entre los medios que produzcan un coeficiente de reflexión de incidencia normal ya sea positivo o negativo cercano a cero y un contraste de relación de Poisson alto, lo anterior da como resultado una amplitud pequeña negativa o positiva que disminuye con la distancia fuente-receptor.

Para esta clase de arena el atributo $P * G$ utilizado para yacimiento de clase III no es muy apropiado debido al rango de valores que genera, en vez de eso es recomendable el atributo denotado como la relación de Poisson Escalado esto es: $(aP + bG)$ visto anteriormente.

Físicamente ocurren con impedancias acústicas en la capa permeable por orden similar al medio confinante, se trata de arenas moderadamente compactas y consolidadas que presentan coeficientes de reflexión de la onda P cercanos a cero, por tal motivo son difíciles de detectar donde la relación señal a ruido sea baja.

Este tipo de reflectores pueden o no corresponder a anomalías de amplitud en datos apilados y por ende su modelado directo con sintéticos de incidencia normal no son adecuados para reproducir su respuesta en datos apilados.

Si el coeficiente de reflexión de incidencia normal es positivo ligeramente, puede ocurrir un cambio de fase en distancia fuente-receptor cercanas a moderadas. Sus gradientes generalmente son grandes aunque menores a los que se presentan en la clase I.

En las gráficas cruzadas (inciso A.4) los puntos de las cimas que producen este tipo de anomalías aparecen en el tercer y cuarto cuadrante con valores pequeños, Fig.A.I.5.15.

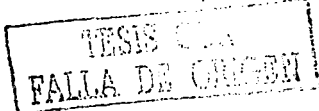
En resumen.- Se identifica por coeficientes de reflexión R_0 , cercanos a cero y se hace más negativo o más positivo con respecto al ángulo de incidencia.

Clase III.- Es un punto brillante asociado con un yacimiento de gas.

Para que esta clase se desarrolle es necesaria un gran contraste de impedancia acústica negativo que produzca un coeficiente de reflexión de incidencia normal negativo y un contraste en el relación de Poisson; dando como resultado que el valor del coeficiente se haga mas negativo con el incremento de la distancia fuente-receptor esto se visualiza en los PRC's como un crecimiento de la reflectividad negativa con respecto a la distancia.

Físicamente se debe a que este tipo de arenas tienen un impedancia acústica menor que su medio confinante por ser poco compactas y consolidadas.

En secciones sísmicas apiladas esta respuesta puede aparecer más intensa que la respuesta de incidencia normal, esto es debido a la contribución del AVO.



Sus gradientes son fuertes aunque relativamente menores a los generados por la clase I y II.

Los cambios de polaridad no se ven asociados a esta clase de reflectores debido a que sus coeficientes de reflexión son negativos.

Los atributos P y G son del mismo signo, por tanto su producto $P * G$ visto en la sección anterior resulta grande y positivo por lo que es el atributo que mejor respuesta da a esta clase de arenas.

En las gráficas cruzadas (inciso A.1.4), los puntos de las cimas que producen este tipo de anomalías aparecen en el tercer cuadrante

En resumen .- Se identifica por sus coeficientes de reflexión R_0 negativos y crece con respecto al ángulo de incidencia produciendo el clásico punto brillante en sísmica pre-apilada y apilada.

Así, un coeficiente de reflexión negativo que se hace más grande con el incremento de la distancia fuente-receptor tiene un incremento absoluto en la magnitud de la anomalía del AVO.

A.1.5.4.- Clasificación de Castagna

Castagna y Swan (1997) consideran que la clasificación de las tres clase de arenas desarrolladas por Rutherford y Williams está incompleta, por ello proponen una cuarta categoría , la cual se describe a continuación:

Clase IV.- Estas arenas se encuentran dentro de una roca confinante muy compacta y de velocidad alta (lutitas silicatadas o calcáreas); presentan un coeficiente de reflexión P que disminuye y un gradiente positivo debido a un aumento en la relación de Poisson, dando como resultado una disminución de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor, el riesgo principal en este tipo de arenas es que la variación del gradiente en la arena con gas y con agua son del mismo orden y por tanto pueden llegar a confundirse.

De tal forma que los puntos brillantes que exhiben un decremento en AVO, si no se interpretan adecuadamente con frecuencia produce "falsos negativos" y pozos invadidos.

Castagna propone una clasificación en base a la posición que ocupen los puntos que representen la anomalía de AVO en una gráfica cruzada de R_0 vs. G , la tendencia de fondo deberá ser definida dentro de un tiempo dado y con una ventana de espacio preferentemente en los intervalos productores de pozos de control, si los datos sísmicos están correctamente corregidos, la cima de las reflexiones del yacimiento con gas deberá graficarse bajo la tendencia central de fondo y las reflexiones de su base deberán graficarse arriba de esta tendencia central, Fig.A.1.15.



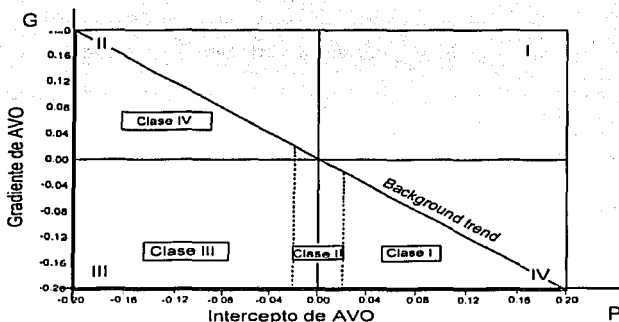


Fig.A.I..15

De esta forma la clasificación de Castagna puede expresarse de la siguiente forma:

Clase I.- Se presenta en la grafica con valores de coeficientes de reflexión de incidencia normal positivos altos y valores del atributo Gradiente negativos altos.

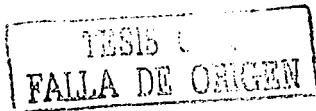
Clase II.- Se presenta en la grafica con valores de coeficientes de reflexión de incidencia normal cercanos a cero y valores del atributo Gradiente negativos.

Clase III.- Se presenta en la grafica con valores de coeficientes de reflexión de incidencia normal negativos altos y valores del atributo Gradiente negativos .

Clase IV.- Se presenta con valores de coeficientes de reflexión de incidencia normal negativos altos y valores del atributo Gradiente positivos.

Clase	Impedancia Acústica en La capa permeable	Cuadrante	P	G	Amplitud contra distancia Fuente-Receptor.
I	Más alta que la unidad confinante	IV	+	-	Disminuye
II	Por el mismo orden	II, III o IV	+ o -	-	Incremento o decremento; puede cambiar de signo
III	Más baja que la unidad confinante.	III	-	-	Aumenta
IV	Más baja que la unidad confinante	II	-	+	Disminuye

Tabla A.I.1.- Resumen de tipos de anomalías de AVO , incluyendo la de Castagna,19997.



A.I.6.-Conversión de Distancia Fuente-Receptor (AVO) A Ángulo Fuente-Receptor(AVO) y sus Aplicaciones

Para aplicar cualquiera de las aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz vistas en la sección A.1.2, es necesario conocer los valores de los ángulos de incidencia, este dato no se graba directamente en campo, lo que se adquiere y posteriormente se ordena en el procesado es un conjunto de trazas denominadas familias PRC (punto de reflejo común) que se encuentran graficadas en función de diferentes distancias fuente-receptor, Fig. A.I.16.

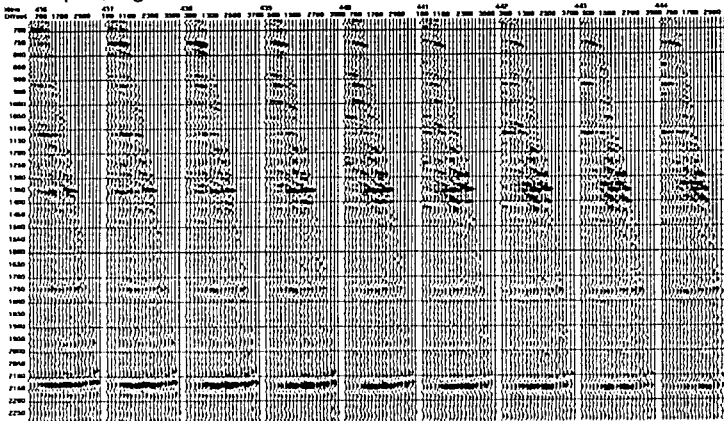


Fig. A.I.16. Familias de PRC, adquiridas y procesadas.

Para conocer los valores de Θ podemos utilizar una transformación geométrica que nos relacione las distancia fuente-receptor con su ángulo de incidencia. Para el caso de una capa de velocidad constante Fig.A.I.17:

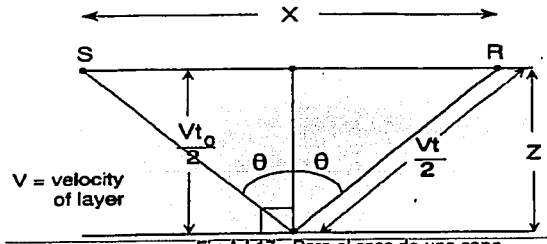


Fig.A.I.17.- Para el caso de una capa

$$\tan \Theta = \frac{X}{2Z} \quad (\text{A.I.67})$$

Donde:

- Θ.-Es el ángulo de incidencia.
- X.- Es la distancia fuente receptor.
- Z.- Es la profundidad.

Si conocemos la velocidad bajo la capa de interés, entonces:

$$Z = \frac{VT_0}{2} \quad (\text{A.I.68})$$

Donde:

- V.- es la velocidad promedio o RMS
- T₀.- es el tiempo total de viaje a incidencia normal.

Sustituyendo la ecuación (A.I.68) en (A.I.67) obtenemos:

$$\tan \Theta = \frac{X}{VT_0} \quad (\text{A.I.69})$$

de donde :

$$\Theta = \tan^{-1} \left(\frac{X}{T_0 V} \right) \quad (\text{A.I.70})$$

Ecuación que nos relaciona la distancia fuente receptor con el ángulo de incidencia.

Caso de n capas o de velocidad variable Fig.A.I.6.18.

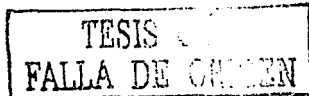
De la ley de Snell para la refracción:

$$\frac{\text{Sen} \Theta_1}{V_1} = \frac{\text{Sen} \Theta_2}{V_2} = \frac{\text{Sen} \Theta_2}{V_2} = \frac{\text{Sen} \Theta_3}{V_3} = \frac{\text{Sen} \Theta_3}{V_3} = \frac{\text{Sen} \Theta_4}{V_4} = \dots = \frac{\text{Sen} \Theta_{n-1}}{V_{n-1}} = \frac{\text{Sen} \Theta_n}{V_n} = P \quad (\text{A.I.71})$$

P se le denomina parámetro del rayo.

En forma general la expresión (A.I.71) la podemos expresar entonces como:

$$P = \frac{\text{Sen} \Theta}{V_n} \quad (\text{A.I.72})$$



Siendo V_n la velocidad de la capa o velocidad de intervalo V_{int} , por tanto

$$P = \frac{\text{Sen}\Theta}{V_{int}} \tag{A.I.73}$$

Por otro lado la trayectoria de tiempo total que describe un rayo en un modelo multicapa, es como el representado en la Fig. A.I.18

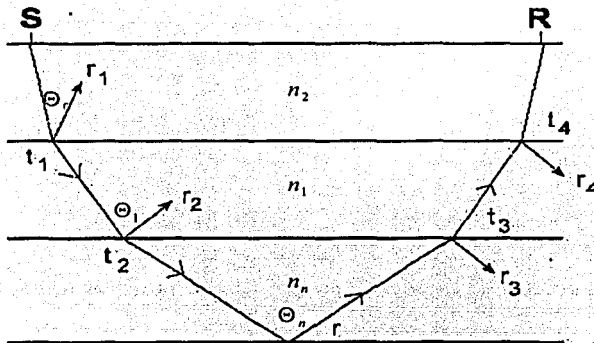


Fig.A.I.18.- Modelo de reflexión para n capas.

Cuya trayectoria describe la siguiente parábola:

$$T^2 = T_0^2 + \frac{X^2}{V_{RMS}^2} \tag{A.I.74}$$

Donde:

V_{RMS} .- Es la velocidad cuadrática media o velocidad RMS.

T_0 .- es el tiempo total de viaje a incidencia normal.

X^2 .- Es la distancia fuente-detector.

En la figura (A.I.19) se puede ver que el parámetro del rayo P se relaciona con la velocidad mediante:

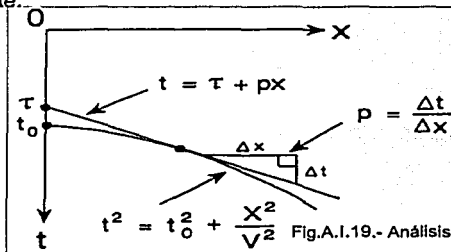


Fig.A.I.19.- Análisis de τ -p para su corrección dinámica

$$\frac{dT}{dX} = P \quad (\text{A.1.75})$$

Diferenciando (A.1.74) con respecto a la distancia fuente-receptor obtenemos:

$$\frac{dT}{dX} = \frac{d}{dX} (T_0^2 + \frac{X^2}{V_{RMS}^2})^{\frac{1}{2}} = \frac{1}{2(T_0^2 + \frac{X^2}{V_{RMS}^2})^{\frac{1}{2}}} \left(\frac{2X}{V_{RMS}^2} \right) = \frac{X}{TV_{RMS}^2} = P \quad (\text{A.1.76})$$

Por tanto:

$$\frac{X}{TV_{RMS}^2} = \frac{\text{Sen}\Theta}{V_{int}} \quad (\text{A.1.77})$$

de donde:

$$\text{Sen}\Theta = \frac{XV_{int}}{TV_{RMS}^2} \quad (\text{A.1.78})$$

Geoméricamente podemos expresar el tiempos total de incidencia normal como:

$$T_0 = T \text{Cos}\Theta \quad \text{de donde } T = \frac{T_0}{\text{Cos}\Theta} \quad (\text{A.1.79})$$

Sustituyendo

$$\text{Sen}\Theta = \frac{XV_{int}}{\frac{T_0}{\text{Cos}\Theta} V_{RMS}^2} = \frac{XV_{int} \text{Cos}\Theta}{T_0 V_{RMS}^2} \quad (\text{A.1.80})$$

$$\text{Tan}\Theta = \frac{XV_{int}}{V_{RMS}^2} \quad (\text{A.1.81})$$

$$\text{Haciendo la consideración de que } V_{RMS}^2 = V_{int} \quad (\text{A.1.82})$$

Obtenemos:

$$\text{Tag}\Theta = \frac{X}{T_0 V} \quad (\text{A.1.83})$$

Finalmente llegamos a la expresión para n capas, Fig. A.1.20.

$$\Theta = \text{Tan}^{-1} \left(\frac{X}{T_0 V} \right) \quad (\text{A.1.84})$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

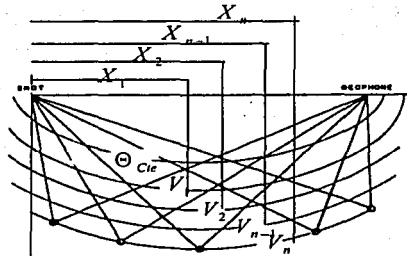


Fig.A.I.20.- Correspondencia de Distancias fuente-receptor para un ángulo de incidencia constante.

El resultado de esta transformación nos proporciona unas familias PRC, en las cuales cada traza es una serie de eventos sísmicos con el mismo ángulo de incidencia sin afectar con ello su patrón de variación de amplitudes.

La ventaja que ofrece el análisis en el dominio del AVA, es debida a que permite comparar el mismo rango de ángulos para diferentes tiempos de transito lo cuál es imposible en el dominio del AVO. Fig. A.I.21.

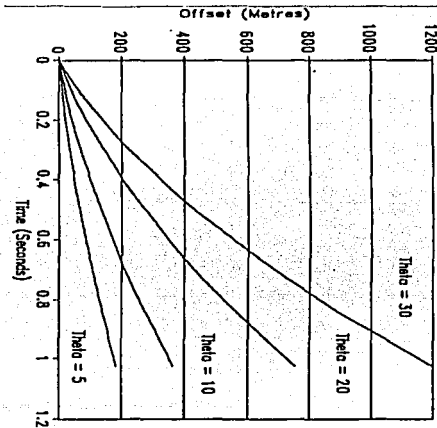


Fig. A.I.21.- Gráfica que presenta el dominio de la distancia fuente-receptor (X,T) y el dominio del ángulo de incidencia (Θ , T).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se puede ver que estas curvas aumentan a distancias fuente-receptor largas y a tiempos de tránsito grandes. Esto significa que se puede hacer el apilamiento de trazas sísmicas por rango de ángulos que nos permitan visualizar las amplitudes agrupadas a distancias fuente-receptor cercanas, medianas y lejanas sobre las familias PRC. Figuras A.I.22a y A.I.22b.

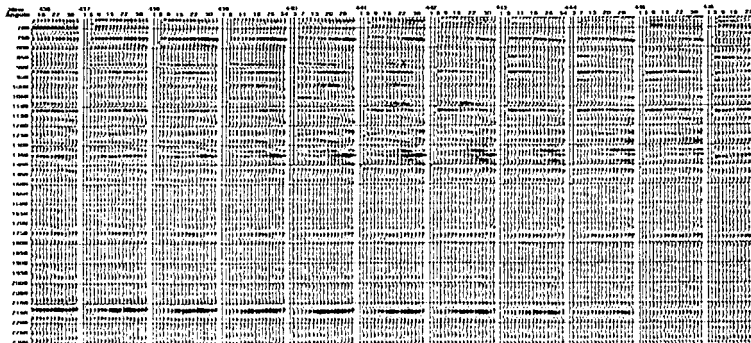


Fig. A.I.22a.- Familia PRC agrupadas en rangos limitados de ángulos de incidencia.

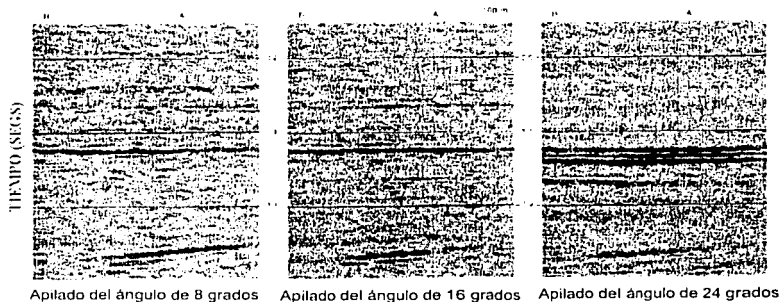


Fig.A.I.22b.- Apilado de trazas con ángulos de incidencia constantes.
Para enfatizar eventos lejanos o cercanos dependiendo del tipo de anomalía

TESIS
FALLA DE CHECEN

A.1.7.- Correlación entre las Propiedades Físicas de las Rocas y el AVO

¿Porque es necesaria?. Porque a través de esto , justificamos los resultados sísmicos de AVO con la litología y el contenido de fluidos de la roca, Fig.A.1.23.

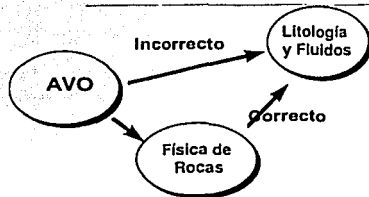


Fig.A.1.23.- Camino correcto para analizar datos de AVO

A.1.7.1.- Saturación (S[%])

Es una medida de la cantidad de volumen de poros (V_p) que se encuentran llenos de algún fluido o mezcla de fluidos.

En yacimientos petroleros los tipos comunes de fluidos son: agua (V_w) y algún tipo de hidrocarburo (V_h).

Sus expresiones son:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \tag{A.1.85}$$

$$S_h = \frac{V_h}{V_p} \tag{A.1.86}$$

Donde:

S_w . - Saturación de agua.

S_h . - Saturación de hidrocarburos.

Como su evaluación es un porcentaje entonces:

$$S_w + S_h = 1 \tag{A.1.87}$$

y la saturación de hidrocarburos a su vez se puede clasificar en:

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

$$S_h = S_{hr} + S_{hm} \quad (\text{A.I.88})$$

Donde:

S_{hr} . - Saturación de hidrocarburos residuales.

S_{hm} . - Saturación de hidrocarburos móviles.

La saturación es otro factor que afecta la respuesta de AVO. Por ejemplo alta saturación de gas y alta presión, producen una disminución de la velocidad de las ondas longitudinales y un incremento en las velocidades trasversales.

Generalmente los coeficiente de reflexión son grandes a altas saturaciones de gas obediendo la siguiente relación de saturación $S_w < 40$ y $S_h > 60$.

A.I.7.2.- Densidad en Medios Porosos $\left(\rho \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \right)$

Los contrastes de densidad entre dos medios elásticos involucran cambios de impedancia acústica y esto trae consigo, cambios en los coeficientes de reflexión.

La densidad se encuentra relacionada con el comportamiento de las velocidades de las ondas P y S a través de las relaciones de Garner (1974):

$$\rho = 0.3095 V_p^{1/4} \quad \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) \quad (\text{A.I.89})$$

y de Lindseth (1979).

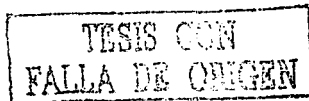
$$\rho = \frac{V_p - 1054.608}{0.308 V_p} \quad \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) \quad (\text{A.I.90})$$

Donde V_p = Velocidad de la onda P (m/s)

Las ecuaciones anteriores han sido utilizadas cuando no se cuenta con un registros de densidad, sin embargo es más recomendable tener la medición directa del subsuelo que calcularla a través de relaciones que no pueden representar todas las condiciones del subsuelo.

La densidad en medios porosos ha sido obtenida como la suma de sus dos fases, es decir de su fase fluida ρ_f que se encuentra en sus espacios vacíos y de su fase sólida ρ_m que representa la matriz de la roca, esto es:

$$\rho = \rho_m (1 - \Theta) + \rho_f \Theta \quad (\text{A.I.91})$$



Donde la densidad del fluido en función de la saturación es:

$$\rho_f = \rho_w S_w + \rho_h (1 - S_w) \quad (\text{A.1.92})$$

De (A.1.92) en (A.1.91) obtenemos la ecuación de Wyllie que nos es útil para evaluar la densidad en medios porosos:

$$\rho = \rho_m (1 - \Phi) + \rho_w S_w \Phi + \rho_h (1 - S_w) \Phi \quad (\text{A.1.93})$$

Donde:

ρ_m . - Densidad en la matriz de la roca.

ρ_f . - Densidad del fluido

ρ_w . - Densidad del agua

ρ_h . - Densidad del hidrocarburo.

A.1.7.3.- Porosidad (Φ [%])

La constituye el conjunto de espacios libre de sólidos contenidos entre la matriz que constituye la fase sólida de la roca. Esta propiedad se evalúa en porcentaje del volumen de poros entre el volumen total de la muestra, esto es:

$$\Phi = \frac{V_{Poros}}{V_{Total}} \times 100 \quad (\text{A.1.94})$$

Si los poros se encuentran comunicados (P^C) se la denomina porosidad efectiva $\Phi_{Efectiva}$.

$$\Phi_{Efectiva} = \frac{V_{PC}}{V_{Total}} \times 100 \quad (\text{A.1.95})$$

El tiempo de transito de una onda P en un medio poroso se calcula como:

$$\Delta t = \Phi \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_m \quad (\text{A.1.96})$$

Donde:

Δt . - Tiempo de transito

Δt_f . - Tiempo de transito del fluido.

Δt_m . - Tiempo de transito en la matriz de la roca.

Si consideramos un desplazamiento unitario, (A.1.96) se puede expresar como:

$$\frac{1}{V} = \Phi \frac{1}{V_f} + (1 - \Phi) \frac{1}{V_m} \quad (\text{A.1.97})$$



Expresión que nos permite evaluar la porosidad del subsuelo a través de los registros sísmicos.

Desde el punto de vista sísmico un medio poroso seco no produce anomalía de amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor, pero si sus poros se encuentran saturados de algún fluido se producirán cambios importantes en su amplitud conforme varíe su distancia fuente-receptor, este efecto se hace más notorio si el fluido es gas, (Gregory, 1965, Ostrander, 1984).

A.1.7.4 Permeabilidad (κ [md])

Es una medida relativa de la movilidad que tienen los fluidos dentro de un sistema poroso interconectado.

Puede haber permeabilidad primaria y secundaria, muy directamente ligada a las clases de porosidades definidas anteriormente, la primera relacionada a la matriz de la roca la cuál es importante en cuanto a su capacidad de almacenamiento pero de permeabilidad baja, la segunda puede ser debida a fracturas o a otra clase de porosidad secundaria, su importancia radica en sus valores altos.

A.1.7.5.- Módulos Elásticos

Si consideramos la respuesta mecánica de los materiales dentro de sus límites elásticos, la relación Esfuerzo-Deformación satisface en buena medida la ecuación de Hooke:

$$\sigma_{ij} = \bar{C} e_{ij} \tag{A.1.98}$$

Donde:

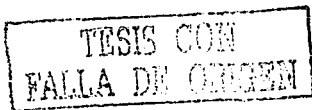
σ_{ij} - Es el Tensor de Esfuerzos aplicado a una unidad de superficie perpendicular a los planos formados por los ejes cartesianos XYZ

e_{ij} - Es el Tensor de Deformación.

\bar{C} - Es la matriz de módulos elásticos.

Para el caso isotrópico, la relación involucra sólo 9 términos con dos parámetros denominados de Lamé, esto es:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{xz} \\ \sigma_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_{xx} \\ e_{yy} \\ e_{zz} \\ e_{yz} \\ e_{xz} \\ e_{xy} \end{bmatrix} \tag{A.1.99}$$



Los parámetros de Lamé actúan como operadores matemáticos en los análisis de esfuerzo-deformación, los cuales se encuentran relacionados con los módulos elásticos a través de las siguientes expresiones:

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)} = K - \frac{2}{3}\mu \quad (\text{A.I.100})$$

$$\mu = \frac{E}{2(1 + \sigma)} \quad (\text{A.I.101})$$

Donde:

E . - Módulo de Young.

σ . - Relación de Poisson.

μ . - Módulo de rigidez.

K . - Módulo de Compresibilidad.

A.1.7.5.1 Módulo de Young $(E \text{ [din/cm}^2\text{)])}$.

La relación entre el esfuerzo longitudinal aplicado y la deformación longitudinal producida en un material elástico se denomina módulo de Young, esto es:

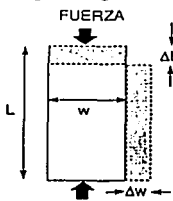
$$E_{II} = \frac{\sigma_{II}}{e_{II}} = \frac{9K\mu}{3K + \mu} \quad (\text{A.I.102})$$

Para rocas compactas saturadas de agua y sometidas a grandes esfuerzos E tiende a valores grandes (por el orden de $70 \times 10^{10} \text{ (din/cm}^2\text{)}$). En general con poca porosidad E aumenta con pequeños incrementos de saturación de agua.

Para rocas muy porosas saturadas con gas, E tiende a cero.

A.1.7.5.2.-Relación de Poisson (σ [adimensional])

La relación del esfuerzo cortante con la deformación transversal producida en un material elástico se denomina relación de Poisson. Esta relación tiene especial importancia en el AVO, debido a su gran sensibilidad de respuesta con pequeñas saturaciones de gas, Fig. A.1.7.24.



$$\sigma = -\frac{\frac{\Delta W}{W}}{\frac{\Delta L}{L}} = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}$$

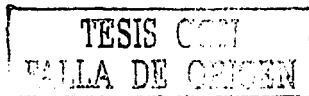
donde:

$$\frac{V_p}{V_s} = \left[\frac{2\sigma - 2}{2\sigma - 1} \right]^{1/2}$$

Fig.A.1.24

(A.I.103)

(A.I.104)



En la expresión (A.I.103) se puede ver que cuando $V_s = 0$; $\sigma = 0.5$, lo que implica que:

Conforme $\sigma \rightarrow 0.5$ El material se va saturando de agua. (A.I.105)

Para un medio gaseoso $\frac{V_p}{V_s}$ es del orden $\sqrt{2}$, por lo que de la ecuación (A.I.103) el valor de $\sigma = 0$.

Lo que implica que :

Cuando $\sigma \rightarrow 0$ El material se va saturando de gas (A.I.106)

Dos puntos importantes más se pueden agregar a los límites anteriores, Fig.A.I.25.

Si $\frac{V_p}{V_s} = 1.5$ entonces $\sigma = 0.1$ estamos en un caso de gas en terrígenos. (A.I.107)

Si $\frac{V_p}{V_s} = 2$ entonces $\sigma = \frac{1}{3}$, estamos en un caso de saturación de agua (A.I.108)

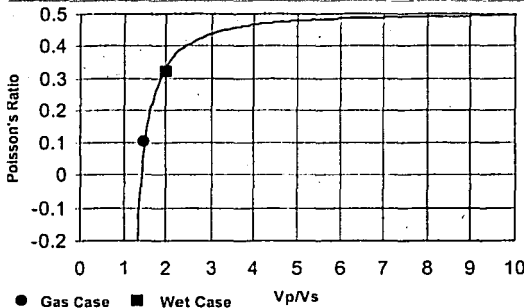
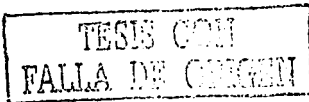


Fig.A.I.25.-Valores de Relación de Poisson para los casos de gas y saturación de agua.

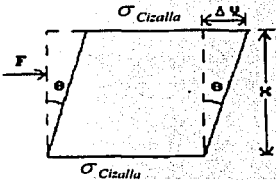
Los límites anteriores funcionan bien en medios isótropos elásticos, sin embargo la mayoría de las rocas presentan anisotropía y esto les permite variar hasta con valores negativos. Experimentalmente se ha comprobado que a presión constante, la relación de Poisson se incrementa a medida que la saturación de agua y porosidades aumentan, ahora bien si la saturación de gas y porosidades aumentan y la presión va



disminuyendo se llega a producir grandes valores negativos, por ende grandes valores negativos se asocia a bajas presiones y contenido de gas, de esta manera la relación de Poisson permite distinguir entre tipos de fluido en las rocas cuando existe buena porosidad.

A.1.7.5.3.-Módulo de Rigidez (μ [dinas/cm²])

Se define como la resistencia a la deformación cortante, ecuación (3.109), Fig.A.1.7.26.



$$\mu = \frac{E}{2(1 + \sigma)}$$

(A.I.109)

Fig. A.1.26.- Módulo de Rigidez

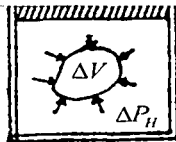
Sus límites son:

$\mu \rightarrow 0$ Conforme el medio se satura de agua.

$\mu \rightarrow 0.5$ Conforme la roca se vuelve más compacta.

A.1.7.5.4.-Módulo de Compresibilidad (K [dinas/cm²])

Si sumergimos un cuerpo en un depósito de agua y esta le ejerce una presión hidrostática, la razón de cambio de esta presión entre el volumen de deformación experimentado se denomina módulo de compresibilidad, Fig. A.1.27.



$$K = \frac{\Delta P_H}{\Delta V} \quad (A.I.110)$$

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu \quad (A.I.111)$$

Fig. A.1.27.- Módulo de Compresibilidad K

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En general los módulos elásticos disminuyen conforme la porosidad se incrementa, siendo la excepción la relación de Poisson.

Domenico (1977) demostró que el módulo de Poisson de las rocas es un fuerte dependiente de los fluidos

A.I.7.6.- Velocidades Sísmicas

En medios homogéneos e isótropos las velocidades de las ondas longitudinales y transversales se pueden calcular a través de las siguientes expresiones, en función de sus módulos elásticos y parámetros de Lamé.

$$V_p = \left[\frac{k + 4/3\mu}{\rho} \right]^{1/2}, \quad V_p = \left[\frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (\text{A.I.112})$$

y

$$V_s = \left[\frac{\mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (\text{A.I.113})$$

Donde:

V_p - Velocidad de la onda compresional,

V_s - Velocidad de la onda de corte,

K - Módulo Compresibilidad.

μ - Módulo de Rigidez

ρ - densidad.

λ - Parámetro de Lamé.

Las ecuaciones (A.I.112) y (A.I.113) dan el enlace fundamental entre la sísmica y las propiedades físicas de las rocas.

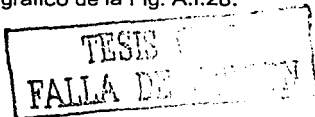
Cuando un gas compresible libre reemplaza a los líquidos en los espacios porosos, la velocidad de la onda P en la roca decrece significativamente, mientras la velocidad de la onda S de la roca se pueda incrementar ligeramente debido al decremento en la densidad de la roca.

Es importante señalar los tres elementos principales de los que depende la velocidad en una roca.

- 1.-El tipo y porcentaje de minerales presentes.
- 2.-El tipo y porcentaje de porosidad.
- 3.-El contenido de fluidos en sus poros.

A.I.7.7.- Línea de Arenas Saturadas de Agua y Lutitas

Castagna y otros (1985) derivaron una relación empírica simple entre las velocidades V_p y V_s ecuación (A.I.114) como resultado de ajustar muchos valores de velocidades en lutitas saturadas de agua, en donde su distribución se ajusto con una línea recta como la mostrada en el gráfico de la Fig. A.I.28.



Esta línea es también conocida como línea de "Arco mudrock", debido a que los autores que la derivaron trabajaban para la compañía Arco en ese tiempo.

$$V_p = 1360 + 1.16V_s \left(\frac{m}{s} \right)$$

(A.I.114)

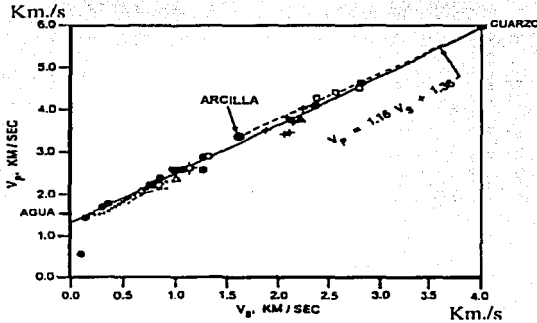


Fig.-A.I.28 Línea de Lutitas Saturas de agua

Existen varias formas de representar gráficamente las relaciones anteriores, una es graficando la relación de Poisson contra la velocidad de P, Fig. A.I.29, la otra es representando la relación de velocidades contra la velocidad P, Fig.A.I.30.

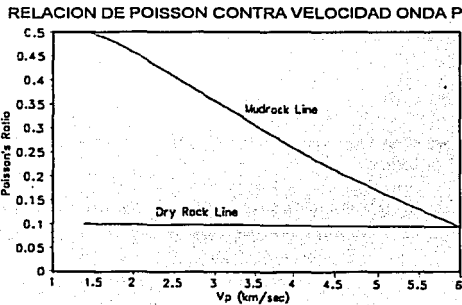


Fig.-A.I.29

FALLA DE ORIGEN

En la gráfica A.I.29 se puede ver que el valor más bajo de la relación de Poisson es 0.1 y en la gráfica 3.30 podemos ver que el valor más bajo de esta relación son los valores que se aproximan asintóticamente a 1.5, como vimos en los límites de estos parámetros en la sección A.I.7.5.2, estos valores corresponden a poros secos (en el subsuelo no existen los espacios vacíos), lo que quiere decir que estar llenos de gas.

Relación Vp/Vs contra Velocidad onda P

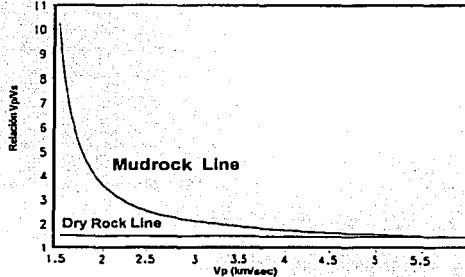


Fig.A.I.30

A.I.7.8.- Ecuaciones de Biot – Gassmann

Una variedad de modelos teóricos se han desarrollado para predecir las velocidades sísmicas en medios porosos.

En términos generales, los modelos se han desarrollado en dos categorías:

1.-Con geometría específica de poro

2.- y usando propiedades globales o volumétricas de las rocas y fluidos sin hacer referencia a una geometría específica de poro.

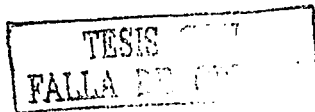
Gassmann (1951) y Biot (1956), produjeron relaciones fundamentales y relativamente simples donde los parámetros más significativos son; el módulo de compresibilidad o volumétrico (K) y el modulo de corte (μ). Las ecuaciones de Gassmann son válidas solamente en frecuencias sísmicas bajas (estrictamente válidas en frecuencia cero) y porosidad intercomunicada.

Algunas ecuaciones empíricas han sido propuestas, tales como:

$$V_r = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_f \quad \text{(Raymer et al)} \quad \text{(A.I.115)}$$

$$V_r \left(\frac{Km}{s} \right) = 5.9 - 6.3\phi - 2.18C \quad \text{(Han et al)} \quad \text{(A.I.116)}$$

$$V_s \left(\frac{Km}{s} \right) = 3.52 - 4.91\phi - 1.89C \quad \text{(A.I.117)}$$



Sin embargo el mejor ajuste que se ha obtenido a los datos observados, ha sido a través de las ecuaciones de Biot-Gassmann.

De manera independiente Gassmann(1951) y Biot(1956), desarrollaron la teoría de la propagación de ondas en rocas saturadas por fluidos, considerando el tiempo promedio de viaje de la onda P en función de la saturación de agua en un yacimiento. Derivando expresiones para los módulos de compresibilidad (K), módulo de rigidez(μ) y densidad efectiva, para sustituirlos en las ecuaciones (A.I.112) y (A.I.113) y poder calcular las velocidades de P y S en medios saturados.

$$V_P = \left[\frac{K_{sat} + 4/3 \mu_{sat}}{\rho_{sat}} \right]^{1/2} \quad y \quad V_S = \left[\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}} \right]^{1/2} \quad (A.I.118)$$

El módulo de rigidez no afecta los fluidos, por tanto

$$\mu_{sat} = \mu_{scco} \quad (A.I.119)$$

El módulo de compresibilidad saturado obtenido de los estudios de Biot-Gassmann.

$$K_{sat} = K_{scco} + \frac{\left(1 - \frac{K_{scco}}{K_m}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_f} + \frac{1-\Phi}{K_m} - \frac{K_{scco}}{K_m^2}} \quad (A.I.120)$$

Por lo tanto de (A.I.120) en (A.I.118) obtenemos.

$$V_P = \left[\frac{K_{scco} + \frac{4}{3} \mu_{scco} + \frac{\left(1 - \frac{K_{scco}}{K_m}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_f} + \frac{1-\Phi}{K_m} - \frac{K_{scco}}{K_m^2}}}{\rho} \right]^{1/2} \quad (m/s) \quad (A.I.121)$$

Mavko et al (The Rock Physics Handbook,1999), reacomoda los términos de (A.I.120) y nos proporciona una ecuación más intuitiva:

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{scco}}{K_m - K_{scco}} + \frac{K_f}{\phi(K_m - K_f)} \quad (A.I.122)$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Donde:

sat.-Roca saturada

f.-fluido contenido en el poro

m.-matriz de la roca

ϕ .-Porosidad efectiva de la roca.

El módulo de compresibilidad del fluido puede ser modelado para distribuciones uniformes de gas en el fluido mediante:

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1-S_w}{K_{hc}} \quad (\text{A.I.123})$$

Donde:

K_w .- Módulo de compresibilidad del agua.

K_{hc} .- Módulo de compresibilidad de hidrocarburos.

Saturaciones no uniformes proveen diferentes funciones (Mavko et al: The Rock Physics Handbook, 1999).

Por otro lado, se cuenta con una serie de valores típicos para la estimación de los módulos de compresibilidad de gas, aceite y agua salada estimados a partir de las ecuaciones dadas por Batzle y Wang, 1992, Geophysics, V.57, pp.1360-1408.

$$K_{gas} = 0.021 \text{Gpa}, \quad K_{aceite} = 0.79 \text{Gpa}, \quad K_w = 2.38 \text{Gpa}$$

Donde:

$$\text{Gpa} = 10^{10} \text{ dinas/cm}^2$$

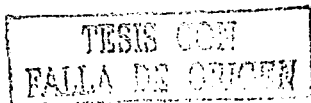
El módulo de compresibilidad de la matriz de una roca (K_m) usualmente se obtiene de datos publicados y de mediciones en núcleos obtenidos durante las perforaciones.

Sus valores típicos son:

$$K_{arenisca} = 40 \text{Gpa}$$

$$K_{calizas} = 60 \text{Gpa}$$

El módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{seca}), puede ser estimado mediante la ecuación (A.I.121) reescrita de la siguiente forma (Gregory, 1977):



$$M_{sit} = M_{sec0} + \frac{\left(1 - \frac{K_{sec0}}{K_m}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_f} + \frac{1-\Phi}{K_m} - \frac{K_{sec0}}{K_m^2}} \quad (\text{A.I.124})$$

Donde:

$$M_{sit} = K_{sit} + 4/3\mu \quad (\text{A.I.125})$$

$$M_{sec0} = K_{sec0} + 4/3\mu = SK_{sec0} \quad (\text{A.I.126})$$

$$S = \frac{3(1 - \sigma_{sec0})}{(1 + \sigma_{sec0})} \quad (\text{A.I.127})$$

Después de mucha simplificación algebraica la ecuación (A.I.124), puede ser rescrita como una ecuación cuadrática con términos que involucran el módulo de compresibilidad seco.

$$aY^2 + bY + C = 0 \quad (\text{A.I.128})$$

Donde:

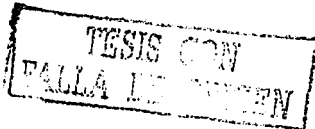
$$Y = 1 - \frac{K_{sec0}}{K_m} \quad (\text{A.I.129})$$

$$a = S - 1 \quad (\text{A.I.130})$$

$$b = \phi \left(\frac{K_m}{K_f} S - 1 \right) - S + \frac{M_{sit}}{K_m} \quad (\text{A.I.131})$$

$$c = -\phi \left(S - \frac{M_{sit}}{K_m} \right) \left(\frac{K_m}{K_f} - 1 \right) \quad (\text{A.I.132})$$

Resolviendo (A.I.128) para Y, obtenemos el dato esperado.



En las siguiente gráfica se presenta la respuesta de velocidad en arenas saturadas de gas Fig.A.I.31, utilizando las ecuaciones de Biot-Gassmann vistas anteriormente (A.I.119) y (A.I.120).

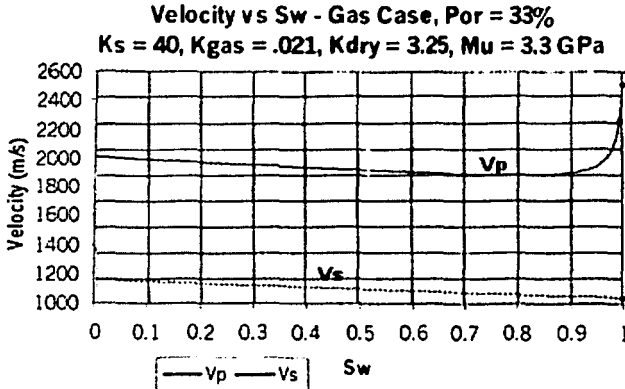


FIG. A.I.31

Conclusiones:

Una comprensión de la física de rocas es fundamental para la interpretación de anomalías de AVO.

Las ecuaciones de Biot-Gassmann se relacionan bien a las observaciones de campo para areniscas con gas, poco consolidadas.

La línea de Arco Mudrock es una herramienta empírica muy útil para discriminar areniscas saturadas de agua y lutitas.

TESIS
FALLA DE ...



TESTE COM
FALTA DE ORIGEM

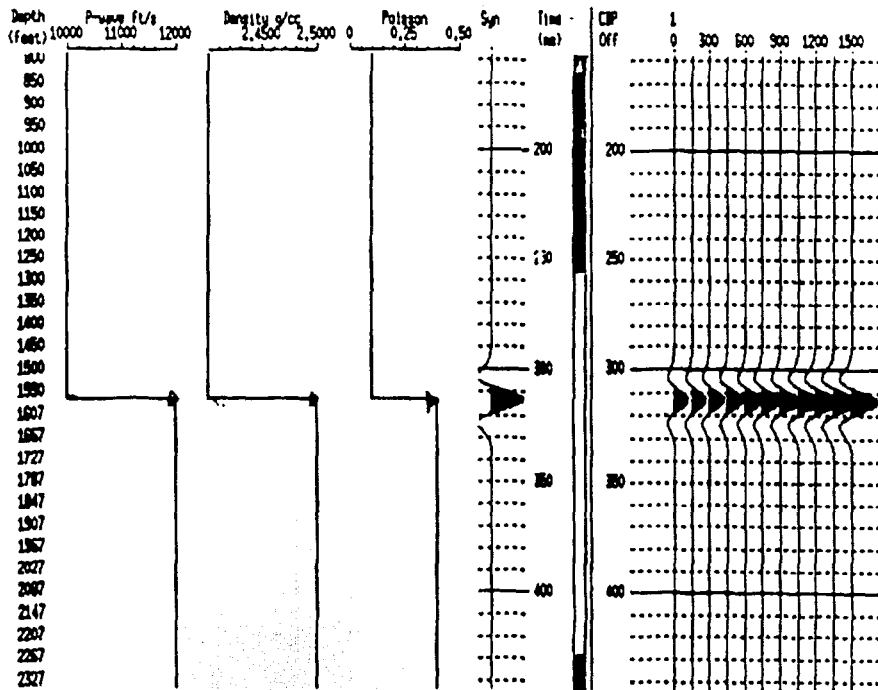


Fig.-A.I.13a.-Cuando la velocidad de P, la densidad y la relación de Poisson se incrementan, la respuesta de AVO es un incremento de la amplitud positiva con respecto a la distancia.



Cuatro Modelos de Ostrander



EMILIA
1977

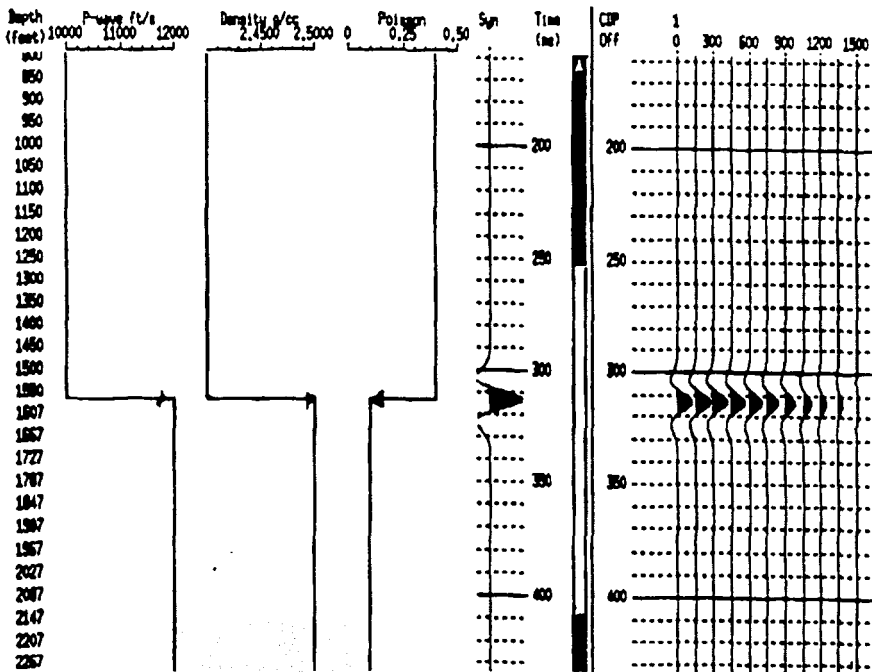


Fig.-A.I.13b.-Cuando la velocidad de P y la densidad se incrementan y la relación de Poisson decrece la respuesta

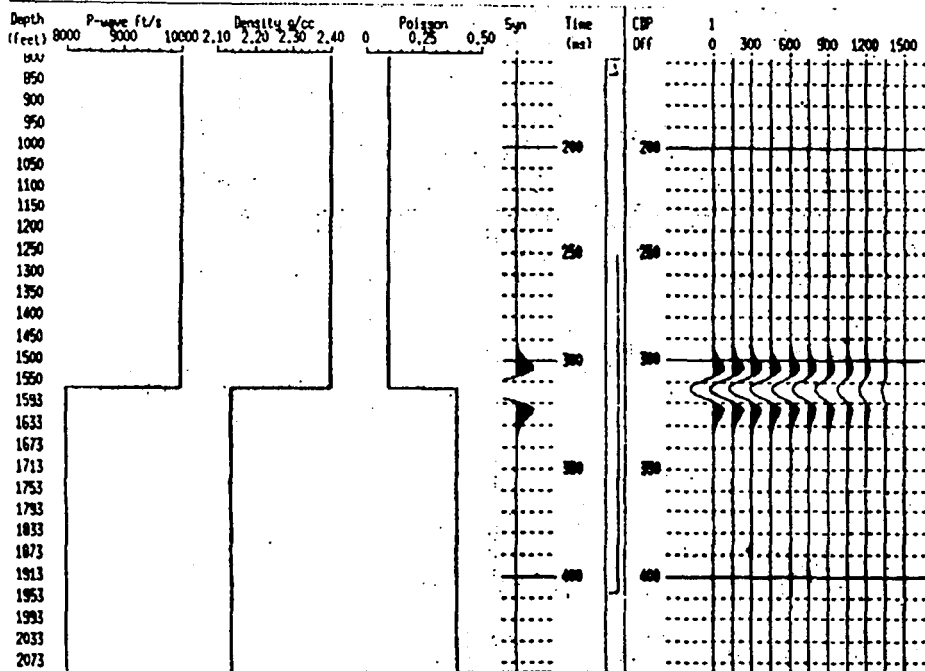
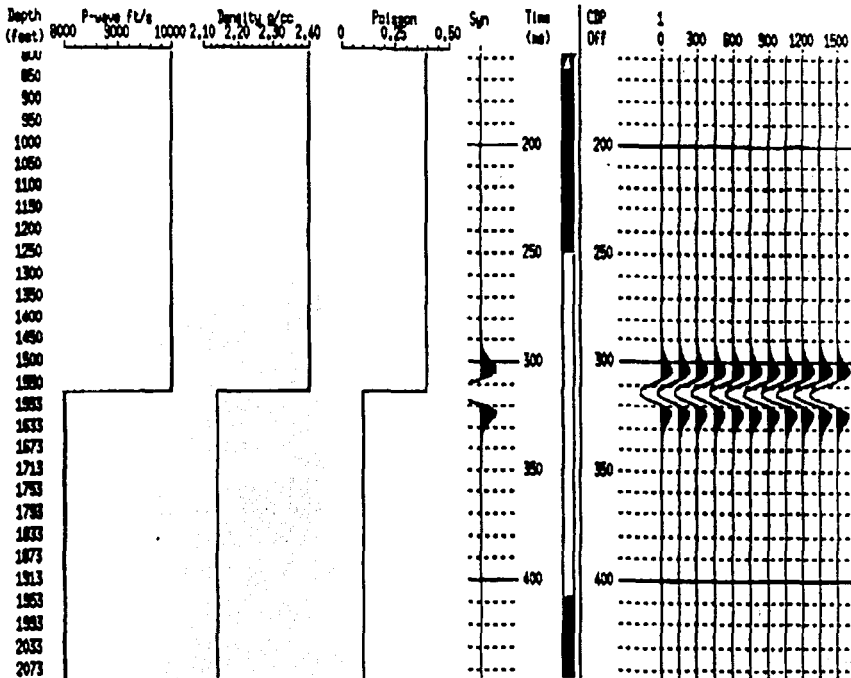


Fig.-A.I.13c.-Cuando la velocidad de P y la densidad decresen y la relación de Poisson se incrementa la respuesta

TESIS CON
NÚMERO DE
N.º 1000



PALEO
7789

Fig. A.1.13d

Fig.-A.1.13d.-Cuando la velocidad de P, la densidad y la relación de Poisson disminuyen, la respuesta de AVO es un incremento de la amplitud negativa con respecto a la distancia.

A.II.-ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS CON OBJETIVOS DE AVO

A.II.1 Reglas Generales de Adquisición de un volumen sísmico enfocado a un análisis de AVO

Fuente.-	De Preferencia controlada: Vibroseis en trabajos de tierra y pistolas de aire en adquisición marina.
Arreglo de Fuentes	Fuente puntual de preferencia o tan cercana como sea posible, evaluando su respuesta.
Receptores	Con resonancia de baja frecuencia, buen acoplamiento en tierra y evitar fugas en los trabajos marinos.
Arreglo de Receptores	Tan corto como sea posible lo cual constituye un verdadero problema en áreas ruidosas, Fig.A.II.1.
Intervalo de Muestreo Fuente/Receptor	Evitar el efecto de Aliasing espacial
Distancias Fuente-Receptor Cercanos	Lo suficientemente cercano para estimar la reflexión normal R_0 , evitando el ruido de la fuente.
Distancias Fuente-Receptor Lejanos	Lo suficientemente alejado para una buena respuesta de AVO sin excederse de la distancia crítica.

Se puede diseñar prospectos de muchas maneras con el mismo cubrimiento en el subsuelo, sin embargo todos ellos pueden resaltar o atenuar diferentes atributos, lo que los hace aptos para la aplicación de cierto tipo de procesos y técnicas especiales de interpretación. El estudio debe adquirirse enfocado a proveer atributos apropiados para técnicas tales como AVO, el análisis de estos atributos con su objetivo final debe ser parte fundamental de su diseño.

A.II.2.- Consideraciones Geológicas

La meta principal de cualquier estudio sísmico es la de adquirir datos que ayuden a incrementar el entendimiento geológico del subsuelo y consecuentemente reducir el

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

riesgo asociado con la perforación para localizar gas y aceite. (Greenlee et al., 1994). Un estudio económico que no obtiene apropiadamente la imagen de los yacimientos de hidrocarburos es un estudio erróneo, que puede condenar un programa exploratorio y de desarrollo.

Debido a lo anterior el diseño de los parámetros de adquisición debe ser determinado por la geología de la roca que conforma el yacimiento. Consideraciones como la topografía, los permisos, el equipo, el precio, etc., deben considerarse como actividades enfocadas a hacer cumplir el diseño establecido.

Las características más importantes de las rocas que necesitan ser considerada durante el diseño son : resolución sísmica, profundidad a los objetivos, buzamiento estructural, velocidad de las rocas, extensión y complejidad del reservorio.

A.II.2.1.-Resolución Sísmica

Los objetivos de interés deben ser de un espesor y un contraste de impedancias acústicas que permitan ser detectados por el método sísmico. Lo primero que tenemos que determinar es si las propiedades elásticas y geométricas del yacimiento son las adecuadas para determinar su posición y delimitar su extensión mediante la herramienta sísmica. El método sísmico no es la "panacea" que permite verlo todo, algunos reservorios son invisibles a las técnicas sísmicas actuales. La energía elástica responde a los cambios en la velocidad y densidad de las rocas, inferir estos cambios en relación de otras propiedades geológicas es la base de su interpretación, si el espesor de las rocas, la velocidades y densidades relativas mantienen el reservorio invisible para el interprete, entonces lo mejor será dirigir esta inversión económica hacia otros estudios.

A.II.2.2.-Profundidad de los Objetivos

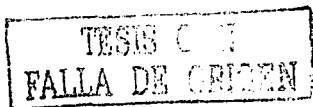
La profundidad del objetivo(s) afecta(n) una variedad de atributos de diseño. Significativamente ayuda a determinar el tamaño de la apertura del estudio y el tamaño del patrón de grabación. Objetivos profundos casi siempre requieren de largas aperturas y objetivos someros tienden a ser más caros de adquirir. Velocidad y otras consideraciones (Mute) hacen que las distancias fuente-receptor lejanas se queden sin uso, en consecuencia se requiere mayor número de fuentes de energía por unidad de superficie para obtener el apilamiento necesario en los eventos someros.

A.II.2.3.-Buzamiento Estructural

Tanto el tamaño de la celda como el tamaño total del estudio son determinados en parte por su echado estructural. El tamaño de un estudio 3-D requiere de proyectar un evento geológico que llega ser significativamente tan largo como lo escarpado sea su buzamiento.

El tamaño de la celda responde inversamente al buzamiento estructural; cuando el buzamiento es grande la celda necesita ser pequeña en el sentido de evitar el fenómeno de aliasing espacial.

Menos directo pero igual de importante es el rol que juega el echado en la determinación de la necesidad de aplicar la corrección por dip moveout (DMO). capas inclinadas usualmente se benefician . Si DMO va ser utilizado en la secuencia de proceso, mayor atención se debe poner en adquirir una buena distribución de la



distancia fuente-receptor. Una falla en este sentido puede limitar la habilidad propia del proceso y traducirse en una imagen del subsuelo inadecuada.

La expresión utilizada para calcular el buzamiento estructural en secciones es:

$$\Theta = \text{Sen}^{-1} \left(\frac{V_{\text{int}} * dT}{2 * dX} \right) \quad (\text{A.II.1})$$

Donde:

V_{int} = Velocidad de Intervalo al objetivo.

dX = Intervalo entre trazas (m).

dT = Intervalo entre tiempos de reflejos donde se desarrolla el echado (m).

Θ = Ángulo (grados).

A.II.2.4.-Velocidad de las Rocas

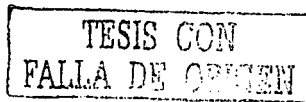
El papel que juega la velocidad de las rocas determinan si un evento geológico es visible o no por la herramienta sísmica. Es también importante para determinar el tamaño del tendido de las líneas receptoras activas, el tamaño de la celda y el tamaño de apertura de migración. Rocas con velocidades muy altas tienen menor corrección dinámica (NMO) que las de baja velocidad, por lo tanto el rango de distancia fuente-receptor que contribuyen al apilamiento es mayor en las rocas con velocidades altas. Esta información debe ser considerada en la selección del número y distribución de canales utilizados en un área determinada. En zonas con buzamientos muy pronunciados, la apertura de migración y el tamaño de la celda son también relativas a la velocidad de las rocas. Para calcular el tamaño de la celda, la velocidad de las rocas son utilizadas directamente para determinar los requerimientos del estudio.

A.II.2.5.-Extensión y Complejidad del Yacimiento

Las últimas características geológicas que afectan el diseño óptimo de un estudio 3-D, son su extensión y complejidad. Exceptuando los aspectos legales y económicos, el tamaño y la forma del estudio necesitan reflejar el tamaño y forma del reservorio o el tren de reservorios. La complejidad estratigráfica y estructural del yacimiento, como su echado estructural, puede también tener un considerable impacto sobre el tamaño de la celda. Rocas complejas necesitan gran densidad de datos. Lo anterior típicamente incrementa tanto la resolución espacial (con pequeñas celdas) como la temporal (con el incremento de fuentes).

A.II.3.-Consideraciones Económicas

La parte más difícil es hacer que las necesidades geofísicas se obtengan con las posibilidades económicas. Frecuentemente la clave para salvar este obstáculo yace en la identificación correcta del valor del estudio 3-D, en lugar de pensar en su precio, es importante reconocer que un apropiado diseño y adquisición puede evitar muchos pozos secos y más aún que puede ayudar a encontrar hidrocarburos que de otra manera podría haber permanecido sin descubrir (Ariel et al, 1991). El verdadero valor de un estudio 3-D yace en que adicione reservas no solo que evite pozos secos.



El impacto de los problemas del mundo real sobre los diseños geofísicos deben ser cuidadosamente examinados por sus repercusiones potencialmente negativas sobre el producto final. Técnicas de procesamiento tienden a mejorar estos efectos negativos, sin embargo nada de lo que no se graba bien en el campo puede ser corregido con el procesado. Ejemplo de ello lo constituye las recuperaciones de las posiciones de las fuentes, que por obstrucciones naturales o urbanas no se tiran de acuerdo al diseño, la manera de situarlas debe hacerse de acuerdo a un estricto control de calidad que asegure la uniformidad del apilamiento, más que el cumplimiento con los índices de producción diaria, minimizar los cambios en el apilamiento y la distribución de distancias fuente-receptor son esenciales para un buen estudio. En muchos casos es aconsejable sobre-diseñar la adquisición para permitir un margen de error. Un diseño pobre que no produce adecuadamente la imagen del subsuelo es una pérdida de dinero.

A.II.4.-Consideraciones básicas en el Diseño de un Levantamiento Sísmico

Parámetros básicos en el diseño de un estudio de 3-D:

A.II.4.1.-Tamaño del Estudio

A.II.4.2.- Apertura de Migración.

A.II.4.3.- Apertura de Fresnel.

A.II.4.4.- Apertura de Difracción.

A.II.4.5.- Apertura de AVO.

A.II.4.6.-Construcción del Apilamiento.

A.II.4.7.- Escala Económica.

A.II.4.8.- Aliasing Espacial.

A.II.4.9.- Distribución de Distancias Fuente-Receptor.

A.II.4.10.- Distancia Fuente-Receptor Mínima y Máxima de una Celda.

A.II.4.11.-Distribución Azimutal.

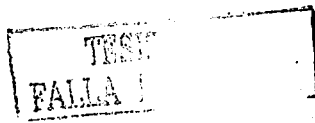
A.II.4.12.-Orientación del Estudio.

A.II.4.1.- Tamaño del Estudio

Un error muy común en el diseño de estudios sísmicos, es negarle importancia al tamaño del estudio. El proceso empieza por determinar el tamaño del área que se pretende iluminar. La imagen del área iluminada es la imagen del subsuelo que se desea obtener ya migrada. La falla en la captura apropiada de los datos puede dejar incompletas los márgenes del reservorio. La definición incompleta de los límites estratigráficos y estructurales de un reservorio puede significar la diferencia entre el éxito o fracaso de un pozo. Después de delimitar el área geológica de interés, se debe adicionar al estudio una superficie mayor o apertura. El tamaño de esta apertura es determinado por las siguientes cinco consideraciones, no todas estas se aplican en cada estudio:

A.II.4.2.-Apertura de Migración

En las áreas con buzamientos estructurales significativos, la posición sin migrar de un evento sísmico es muy diferente al de su posición verdadera en el subsuelo. Para



poder migrar una información sísmica apropiadamente es necesario grabarla con una apertura con un ancho igual a :

$$AM = \frac{1}{2} (V_{RMS} * T * Tang\Phi) \quad (A.II.2)$$

Donde:

V_{RMS} = Velocidad RMS al Objetivo.

T = Tiempos de reflejo al Objetivo (s)

Φ = Máximo buzamiento de interés (grados).

Comúnmente se calcula mediante una simplificación de la ecuación (A.II.2), mediante:

$$AM = Z * Tang\Phi \quad (A.II.3)$$

Donde:

Z = Es igual a la profundidad del objetivo

Φ = Máximo buzamiento de interés (grados).

Esta formula asume un rayo recto, con un modelo de velocidad constante. Para áreas con buzamientos excepcionalmente abruptos, es preferible aproximarse a las capas del subsuelo mediante modelado y determinar de manera más precisa los requerimientos de la apertura de migración. Los conceptos de apilamiento y uniformidad deben mantenerse también en la apertura de migración.

A.II.4.3.-Apertura de Fresnel

Aún en provincias geológicas con pequeñas o ningún buzamiento, es necesario grabar los datos más allá de la imagen del subsuelo. La migración en 3-D ayuda a enfocar la energía (colapso de la zona de Fresnel),(Lindsey,1989). Este enfoque es una de las razones de que los datos 3-D sean superiores al método tradicional de exploración 2-D. La apertura de migración es determinada mediante la mitad de la longitud de onda del radio de la zona de Fresnel r y es determinado por la ecuación siguiente (Yilmaz, 1987):

$$r = \left(\frac{V}{2} \right) \left(\frac{T}{f} \right)^{1/2} \quad (A.II.4)$$

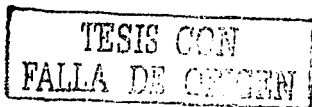
Donde :

V =.- es la velocidad (RMS puede usarse por consistencia).

T = es el tiempo doble de reflejo al objetivo.

f =es la frecuencia dominante de los datos sísmicos en el objetivo.

Las consideraciones de Fresnel, requieren adicionar una apertura con un ancho de al menos el largo del radio r .



Una regla practica establece que esta apertura es más o menos $\frac{1}{4}$ de la apertura de migración.

A.II.4.4.-Apertura de Difracción

Adicionalmente al posicionamiento de los eventos(Migración) y el enfoque de la energía (Zona de Fresnel), los procesos de migración colapsaran las difracciones producidas por fallas y truncamientos estratigráficos. Capturar esta energía de difracción es necesaria para producir apropiadamente la imagen del evento creado. Sin embargo tratar de capturar todas las colas de difracción es probablemente innecesario. La cantidad de apertura para capturar la energía de difracción puede ser mejor determinada usando la experiencia 2D y consideraciones del procesado.

A.II.4.5.-Apertura de AVO

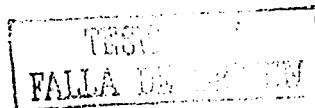
Para analizar en los datos sísmicos la variación de la amplitud con la distancia fuente-receptor, la grabación de los datos sísmicos deben seguir el principio de "uniformidad", Cualquier tipo de distancia fuente-receptor requerida para mostrar apropiadamente los efectos del AVO, necesita ser adquirida con uniformidad en cualquier parte del área de estudio. En general esto significa extender el alcance de la fuente-receptor más allá del área iluminada por una cantidad igual a la mitad de la distancia necesaria para los propósitos de AVO. Así por ejemplo si el análisis de AVO requiere un distancia fuente-receptor máxima de 3000 m. entonces la apertura de AVO necesaria es de al menos 1500 m de ancho.

A.II.4.6.-La Construcción del Apilamiento

Acondicionar la apertura a la superficie del subsuelo también permite la construcción del apilamiento. Aquí nuevamente la uniformidad es la guía. Por ejemplo si se requiere 15 de apilamiento para iluminar apropiadamente la imagen del subsuelo, el estudio debe diseñarse para adquirir los datos con el 15 de apilamiento en toda el área de trabajo. Apilamiento que cambie cerca de los limites del área de interés puede introducir frecuencia, fase o amplitudes anómalas que podrían ser el resultado de la caída del apilamiento y no de las condiciones geológicas buscadas. La cantidad de apertura requerida para la construcción del apilamiento es función de la geometría del disparo, pero una regla práctica en los diseños es considerarla igual a mitad de la distancia de un disparo a la línea receptora mas lejana, la figura A.II.2 muestran la construcción de un estudio con un apilamiento de 15 que tiene una distancia fuente-receptor lejana del orden de los 3000 m, para este caso su apertura andaría por los 1500 m.

La mejor forma de determinar los requerimientos de apilamiento para un estudio de 3-D es mediante su comparación con otro estudio 3-D en la misma área. Sin embargo no siempre existen versiones cercanas de sísmica 3-D, entonces los estudios sísmicos 2-D son una buena fuente de información, en los casos en que tampoco se cuente con ella, posiblemente sea necesario adquirir al menos una línea sísmica 2-D de prueba que nos ayude a definir los parámetros de adquisición de un estudio subsecuente 3-D. El costo de adquirir una línea 2-D de prueba puede ser fácilmente justificado con los resultados obtenidos del estudio 3-D.

Existen algunas relaciones que nos permiten calcular el apilamiento generado por geometrías particulares de adquisición como las siguientes:



$$\text{Apilamiento} = N_{\text{Fuentes}} \times N_{\text{Canales}} \times C^2 \times U \quad (\text{A.11.5})$$

Donde:

N_{Fuentes} = Número de Fuentes por Km.²

$N_{\text{Receptoras}}$ = Número de Canales Activos por Salvo.

C = Tamaño de un lado cuadrado de la Celda (m.)

U = Factor de conversión (10^{-6} para m/Km²)

Cuando las líneas fuentes se tiran perpendicularmente a las líneas receptoras (geometría del Swath), el apilamiento total es el resultado de multiplicar el apilamiento obtenido en cada dirección:

$$\text{Apilamiento}_{\text{Total}} = (\Sigma \text{Apilamiento}_{\text{InLine}}) \times \text{Apilamiento}_{\text{Crossline}} \quad (\text{A.11.6})$$

Pero no existe ninguna fórmula mágica que permita determinar el apilamiento requerido para determinado estudio.

Una regla práctica sugiere que el apilamiento en un estudio 3-D sea del orden de la mitad al de un estudio 2-D. O calcularlo a partir del apilamiento 2-D, a través de la siguiente relación:

$$\text{Apilamiento}_{3-D} = \text{Apilamiento}_{2-D} \times \left(\frac{I_3^2}{I_2} \right) \left(\frac{f * \pi * 0.401}{V} \right) \quad (\text{A.11.7})$$

Donde:

I_2 = Espaciamiento entre punto medio común.

I_3 = Tamaño (x, y) de la celda 3-D

V = Velocidad RMS en el objetivo.

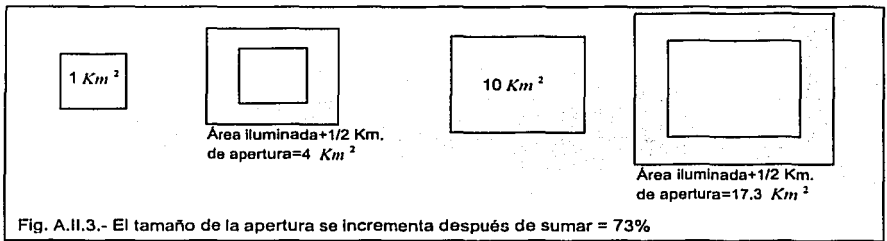
f = Frecuencia de interés

La cobertura uniforme del apilamiento al pasar de una celda a otra, es importante para mantener la uniformidad en la relación señal-ruido consistente y estabilidad en la amplitud, particularmente donde estamos interesados en objetivos estratigráficos. Con los actuales sistemas de distribución es posible diseñar un estudio con cualquier apilamiento requerido, sin embargo como antes uniformidad es la clave. Apilamiento constante debe ser mantenido por todas partes del área de interés. Fig. A.11.2, apilamientos anómalos en una parte del estudio y bajos en otras, son síntomas de un mal diseño, una mala adquisición o ambos. En muchos casos esto podría producir amplitud, frecuencia, o fase que son indistinguibles de los verdaderos cambios producidos por el subsuelo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A.II.4.7.-La Escala Económica

El tamaño de apertura es función de la geología de las rocas del yacimiento, por tanto la apertura requerida no es más pequeña cuando el área iluminada es más pequeña. Cierta tamaño de apertura debe ser adquirido sin reparar en lo pequeña que sea esta imagen. Consecuentemente, una significativa escala económica existe para estudios grandes. Por ejemplo, una apertura de medio kilómetro necesitara un incremento de 300 % en el tamaño del estudio donde el área iluminada es de solo un Km.², mientras que para la misma apertura sobre 10 Km.² de adquisición se requiere solo de un incremento del 73% ,Fig. A.II.3 por tanto desde el punto de vista económico es más recomendable tirar estudios lo más largos posible con sentido geológico, que varios cortos.



A.II.4.8.-Suficiente intervalo de Muestreo

El objetivo del tamaño de la celda es que el intervalo de muestreo sea suficientemente pequeño para evitar el efecto de aliasing espacial, pero por razones económicas es deseable tener celdas tan largas como sea posible, así que tienen que balancearse estos dos criterios para grabar una señal que pueda ser reconstruidas posteriormente con un intervalo de muestreo lo más grande posible. Para calcular esto el intervalo de muestreo se encuentra en función de la velocidad y frecuencia del objetivo a través de la siguiente expresión:

$$dx = \frac{1}{4} \left(\frac{V}{f_m \cdot \text{Sen}\Theta} \right) \quad (\text{A.II.8})$$

Donde :

dx = Es el intervalo de muestreo.

V = Es la velocidad.

f_m = Es la frecuencia máxima en el evento de interés.

Θ = Es el buzamiento estructural en la zona de interés.

Si queremos conocer la máxima frecuencia con la que podemos adquirir una información, con un intervalo de muestreo determinado, entonces de la expresión anterior obtenemos:

$$f_m = \frac{1}{4} \left(\frac{V}{\Delta x \cdot \text{Sen}\Theta} \right) \quad (\text{A.11.9})$$

En Geologías Complejas.

Cuando el aliasing espacial sea menos determinante, su la complejidad geológica lo puede ser, para requerir de pequeñas celdas, que permitan detectar sutiles eventos estratigráficos o yacimientos altamente fallados.

Es importante tener en mente que el reservorio es más complicado de lo representado en la sísmica. La literatura esta llena de prelevantamientos y postlevantamientos que avalan esta observacion (Brown, 1991).

Una regla practica ampliamente aceptada para el muestreo de geologías complejas, es la de obtener por lo menos cuatro datos a través de la unidad geológica más delgada que se pretende observar. Por ejemplo si el tren de un canal es de 100 m de ancho, 25 m de espaciamiento en celdas podría ser suficiente.

A.11.4.9.-Distribución de Distancias Fuente-Detector

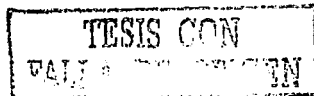
La adecuada calidad de esta información nos va permitir ver la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor, por tal motivo es uno de los atributos del diseño y adquisición de datos sísmicos que más impactan en un análisis de AVO.

Una buena distribución de distancias fuente-receptor es absolutamente crítica en la precisión del procesamiento de datos sísmicos. Es particularmente importante en la determinación del campo de velocidades, derivando soluciones estáticas robustas.

Optimizar el muestreo de distancias fuente-receptor es un paso obligado para detectar anomalías sutiles de AVO. Uno de los caminos más fáciles que significativamente incrementan el muestreo en el dominio de la distancia fuente-receptor es, cambiando el tradicional patrón perpendicular continuo de tiro, por el patrón denominado de pared de ladrillo (bricklayer or brick wall) Fig. A.11.4a y adicionalmente el patrón modificado de pared de ladrillo Fig. A.11.4b, en el que el patrón de tiro se repite en la dirección perpendicular a las líneas receptoras hasta un intervalo igual a la media del número de líneas del patrón de recepción, esto es para el caso de un patrón de recepción de 6 líneas vivas por salvo* se repetirá cada tercer swath*.

La distribución de distancias fuente-receptor producidas por el patrón tradicional perpendicular continuo se muestra en la Fig. A.11.4c. La Fig. A.11.4d nos muestra la distribución de distancias fuente-receptor del mismo estudio con el patrón modificado de pared de ladrillo. Note la distribución más uniforme en la Fig. A.11.4d que la mostrada en la figura A.11.4.c.

Aunque la mejoría del incremento de muestreo de las distancias fuente receptor es la razón primaria de un patrón de pared de ladrillo. Presenta otro beneficio; la mínima distancia en la celda es también mejorada.



Con esta geometría de swath, en que las líneas de tiro no son continuas, se logra mayor uniformidad en la cobertura, en la distribución de distancias fuente-receptor y en la distribución azimutal en las celdas.

La distribución regular de distancias fuente-receptor en cada celda implica que tenemos en un caso ideal un rango de distancias cortas y largas con una distribución idealmente lineal. Si se obtuviera como resultado de un mal diseño y adquisición una mala distribución de distancias fuente-receptor entre celdas adyacentes, se tendría la introducción de cambios en el contenido de frecuencias que afectan el carácter de los eventos.

A.11.4.10.- Distancias Fuente-Receptor Mínima y Máxima en cada celda

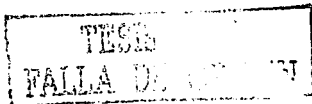
Dos atributos geofísicos más se necesitan analizar en el proceso de diseño: La distancia mínima fuente receptor que se refiere a la más corta dentro de una celda y la máxima distancia que se refiere a la distancia fuente-receptor mas grande dentro de la misma celda. En las figuras A.11.5a y A.11.5b han sido sobre puestos los símbolos de la fuente y receptor para darnos cuenta como se desarrollan sus valores.

En los estudios de 3-D la uniformidad de la distancia mínima, como se ha mencionado, es deseable, pero en esta ocasión es económicamente imposible porque para obtenerla se requiere de una enorme densidad de tiros. En adquisiciones terrestres virtualmente siempre tiene significado cíclico los valores de las distancias mínimas de la celda Fig. A.11.5a, esta ciclicidad se manifestara por si misma en el 3-D. Finalmente la habilidad para derivar unas estáticas de refracción precisas es también afectada por la distribución de distancias cercanas fuente-receptor. Las distancias mínimas son necesarias para obtener una adecuada cobertura de los eventos reflejados someros los que pueden ser muy útiles en la resolución de anomalías estáticas.

Obtener uniformidad de valores máximos Fig.A.11.5b es igual que el caso anterior deseado pero económicamente imposible, la ciclicidad sin embargo no altera la interpretación de los datos puesto que el proceso de mute modera su impacto, es importante mantener la ciclicidad del patrón distancias lejanas fuente-receptor constantes en todas partes del área iluminada. Esto podría ayudar a eliminar los cambios relativos en la respuesta apilada, contenido de frecuencia (por ejemplo el encogimiento del NMO y la atenuación), además de mejorar la relación de señal a ruido de los datos.

Las distancias máximas son requeridas para maximizar la sensibilidad de los análisis de AVO y de velocidad para las correcciones dinámicas así como para la migración.

La distancia fuente-receptor nominal para un estudio podría ser aproximadamente igual a mayor que la distancia fuente-receptor utilizable. Por tanto no hay razón para que este valor sea igual a la profundidad del objetivo más profundo, en cambio podría ser determinado por los primeros arribos, el NMO stretch mute y por los requerimientos de AVO. Grabar menos de la máxima distancia fuente receptor iría en detrimento de los datos, repercutiendo en la precisión de las velocidades derivadas para remover el NMO. Determinar cuanta distancia fuente-receptor se debe grabar es una decisión que requiere de procesamiento previo y experiencia en el área.



A.II.4.11.-Distribución Azimutal

Las orientaciones con respecto al norte de las líneas imaginarias que unen la fuente con los receptores conforman la distribución azimutal. Las Figuras A.II.6a y A.II.6b nos muestran los tipos de distribución azimutal que podría obtenerse de un diseño angosto y uno amplio respectivamente.

En algunas circunstancias, estudios azimutales amplios son más económicos de hacer que los reducidos, particularmente donde los objetivos primarios son muy someros. Esto puede incentivar la adquisición de los estudios amplios, pero su factibilidad geofísica debe ser contestada primero.

Distribuciones azimutales amplias tienden a obtener pobre distribución de distancias fuente-receptor necesarias para el análisis de AVO, más que sus equivalentes distribuciones azimutales angostas, con el mismo apilamiento.

- a) En áreas con extrema complejidad estructural, diferentes azimut requieren de velocidades de apilamiento significativamente diferentes para remover el NMO dentro de la misma celda. Esto puede hacer que el apilamiento de los datos sea muy difícil. DMO puede remover este efecto azimutal, pero en orden de aplicar DMO uno debe primero remover las estáticas consistentes con la superficie y para remover las estáticas residuales consistentes con la superficie, los datos deben ser corregidos por NMO. Por tanto el problema es circular que puede evitarse con el propio diseño (Levin, 1971).
- b) La distribución azimutal uniforme contribuye al éxito de la migración espacial.

A.II.4.12.-Orientación del estudio.

Aunque la migración en 3-D permite a los eventos moverse en cualquier dirección, la relación entre la orientación líneas receptoras y buzamiento estructural es usualmente una cuestión crítica. Orientaciones óptimas son determinadas por la economía y por salvar obstáculos culturales, no por consideraciones geofísicas. En casos de extrema complejidad lateral de la variación de la velocidad podría ser conveniente orientar el patrón de tiros paralelo al rumbo de las estructuras principales para simplificar el campo de velocidades necesario para el apilamiento de los datos (O'Connell et al, 1990).

A.II.5.- Definiciones de Términos de Adquisición Utilizados en esta Sección

Swath.- Técnica de adquisición 3-D, que consiste en la grabación de varias líneas paralelas con grupos de puntos de tiros orientados perpendicularmente a las líneas de receptores.

Dentro de las variantes de esta geometría se encuentran:

- a) Las geometrías de líneas receptoras y fuentes ortogonales continuas.
- b) La geometría de líneas receptoras y fuentes ortogonales discontinuas (como de pared de ladrillo y de pared de ladrillo modificada).

Consideraremos por ejemplo el caso del swath de 6 líneas de 80 canales por línea con un total de 480 canales detonados con grupos de 6 puntos de tiro orientados perpendicularmente a la línea de receptores. Con el tendido de receptores tal como

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

esta indicado en la Fig. A.II.7c , se detonan individualmente los 6 puntos de tiro con el tendido de receptores en la misma posición obteniendo así 6 registros. A continuación movemos el tendido de receptores el próximo salvo en un número de estaciones igual al existente entre salvos y repetimos el procedimiento para obtener así otros 6 registros y así sucesivamente hasta llegar a los extremos del swath.

Patch.- patrón de recepción consistente en una configuración de líneas activas.

Salvo.- La compañía Shell usa este termino para identificar al grupo de puntos de tiro que se detonan individualmente manteniendo el tendido de líneas receptoras activas que conforman el Patch jika.

Rool on -Roll off.-Es la forma de registrar los extremos del prospecto en la dirección de los puntos de tiro,(empleada en la adquisición del cubo Cocuite-Lizamba-Champa). Existen dos alternativas; en la más convencional empieza en el primer salvo en uno de los extremo del área de trabajo (rool-on) y el primer swath es de cuatro líneas con él salvo entre la primera y la segunda línea, Fig.A.II.7a. El segundo swath es de cinco líneas con él salvo entre las líneas segunda y tercera Fig. A.II.7b , para llegar así al tercer swath que es el completo de seis líneas, Fig.A.II.7c. Cuando se llega al otro extremo del prospecto se procede en forma similar (roo-off). El swath penúltimo es de cinco líneas con el salvo entre la cuarta y tercera línea ,Fig. A.II.7d. El último swath es de cuatro líneas con el salvo entre la penúltima y la última línea Fig. A.II.7e.

La forma de registrar los swaths se puede hacer en cualquiera de las dos direcciones. Pero es más conveniente desde el punto de vista logístico, registrar y avanzar una línea de observación hacia delante y recoger la línea de atrás, normalmente se tienden un número mayor de líneas a las del propio path hacia delante para no detener la producción de PT's, mientras se recogen cada línea de atrás y la mueven hacia delante.

En cuanto al sentido de detonación o vibrado de los salvos, puede hacerse en cualquiera de las dos formas siguientes:

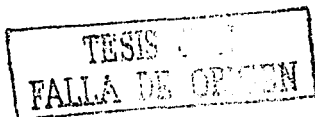
- 1.- Los puntos de tiros de los salvos se detonan siempre en la misma dirección, del número menor al mayor. Esta técnica en fuente explosiva comúnmente, es denominada "Zig-Zag"
- 2.- Los puntos de tiro de los salvos se detonan invirtiendo la dirección de detonación al pasar de un salvo al siguiente. Esta técnica en fuente vibratoria comúnmente, es denominada como "loop".

Alguna de las ventajas más importantes de la Geometría Swath.

- a) La cobertura es uniforme.
- b) La distribución de las distancias fuente-receptor en cada celda es regular.
- c) La distribución de azimut en cada celda es regular.

Entre las limitaciones de la geometría swath se incluye la necesidad de que el área del prospecto sea campo abierto, sin obstáculos que impidan detonar o vibrar los puntos de diseño, además de no impedir el tendido de cables y geófonos.

Inline.- Usualmente así se identifica la dirección de las líneas receptoras.



Crossline.- Usualmente así se identifica la dirección de las líneas de tiro.

Templete.- Tendido o patrón de emisión-recepción

A.II.6.- Adquisición de Datos del Estudio "Cocuile-Lizamba-Chalpa"

El estudio de adquisición de datos sísmicos fue encomendado por Pemex Exploración y Producción a la compañía Grant Geophysical de México en el mes de Septiembre de 1999 con el nombre de : COCUITE-LIZAMBA-CHALPA 3D.

Los objetivos de este proyecto fueron estratigráficos, enfocados a definir arenas del mioceno medio, mioceno superior y plioceno que se ubican en los intervalos de 1.2 hasta 3.0 segundos de tiempo de reflejo doble (1200 -3500 m. promedio) y lograr la identificación de trampas estratigráficas y su relación con la componente estructural de los alineamientos regionales Loma Bonita-Mirador-Cocuile y Mata Gallina-Mata Espino, considerando la interpretación de las secuencias estratigráficas a través de sus configuraciones internas (down laps, onlaps, etc.) características de los ambientes de depósito de piso de cuenca y talud. Tabla A.II.1.

OBJETIVOS DEL ESTUDIO COCUITE LIZAMBA CHALPA 3D			
Objetivo (play)	Prof. Prom. (m)	Litología	Tipo de HCS
Mioceno Inferior	3280 - 3600	Areniscas, Conglomerados y Lutitas	Gas Seco
Mioceno Medio	2500 - 3000	Areniscas, Conglomerados y Lutitas	Gas Seco
Mioc. Sup.-Plioc.	1200 - 2500	Areniscas, Conglomerados y Lutitas	Gas Seco

Tabla A.II.1

Su diseño fue ortogonal, utilizando tendidos simétricos roll on - roll off para obtener un bin de 25 líneas por 25 trazas y un apilamiento nominal de 30 trazas, contiene 37 swaths observados en un solo zip el cuál se conforma de 27 líneas fuente con dirección azimutal de 207° equidistantes 550 m. y 38 líneas receptoras con una dirección azimutal de 62° equidistantes 450 m.

Distribución geométrica de líneas fuentes y receptoras, Fig. A.II.8.

LINEAS FUENTES:



Números de líneas fuentes: 27
 Longitud: 16.60 Km.
 Separación entre líneas: 550 m
 Azimut: 332° 32' 00"
 Puntos en cada línea: 333
 Intervalo entre puntos: 50 m
 Total de puntos de tiro: 8991
 Total kilómetros lineales: 448.2 Km.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

LINEAS RECEPTORAS



Números de líneas receptoras	38
Longitud:	14.25km
Separación entre líneas:	450 m
Azimut:	062° 32' 00"
Puntos en cada línea:	286
Intervalo entre estaciones:	50 m
Total de estaciones:	10868
Total kilómetros lineales:	541.5 Km.
Total de estaciones y puntos fuente:	9859
Desarrollo lineal total:	989.7 Km.

Parámetros de Adquisición:

ESTUDIO COCUTE - LAZAMBA - CHALPA	3-D
Tamaño del BIN:	25 x 25 m
Intervalo entre PT's.	50 m
Intervalo entre grupos receptores:	50 m
Intervalo entre líneas receptoras (LR):	450 m
Intervalo entre líneas fuente (LF):	550 m
Número de LR activas:	10
Número máximo de canales vivos por PT:	1320
Número de PT's por salvo:	9
Aplamamiento:	30(6 inline x 5 Xline)
Offset máximo:	3959 m
Máximo mínimo offset:	675 m
Offset máximo:	3959 m
No. De detectores por traza:	6
Arreglo de grupo de geófonos:	Lineal centrado en la estaca 6 d - 4.16 m
Tendido:	Simétrico Roll on-roll off
Formato de grabación:	SÉG D en cartuchos 3490 E
Longitud de observación:	6 seg.
Intervalo de muestreo:	2 ms.
Profundidad de PT's.:	Variable, entre 20 y 30 m
Carga utilizada:	Pentolite 2.75 lbs.



A continuación se muestran los diferentes cubrimientos del subsuelo adquiridos a diferentes distancias fuente-receptor. Figuras: A.II.9a a la A.II.9.d

En la figura A.II.10a, se presenta la geometría del apilamiento del estudio.

En la figura A.II.10b, se muestra el diseño de distancias mínimas fuente-receptor.

En la figura A.II.11a, se presenta el diseño de las distribución de distancias fuente-receptor.

En la figura A.II.11b, se muestra el diseño de la distribución azimutal fuente-receptor del estudio.

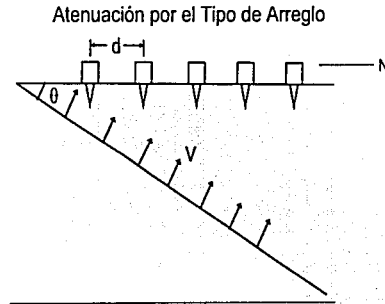
En la figura A.II.12a, se muestra un monitor representativo del swath con roll-on y en la figura A.II.12b se presentan dos registros de tiros representativos.

La figura A.II.13a nos muestra un análisis del espectro de frecuencias con su gráfica de potencia entre los 600 y 800 ms.

En la figura A.II.13b podemos ver el modelo de ventana para el pique de velocidades, donde la variación de velocidades es de 2000 a 4000 m/s.

Finalmente presentamos imágenes sísmicas representativas en las figuras A.II.14 y A.II.15 de los primeros resultados obtenidos con el procesamiento preliminar hecho en campo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



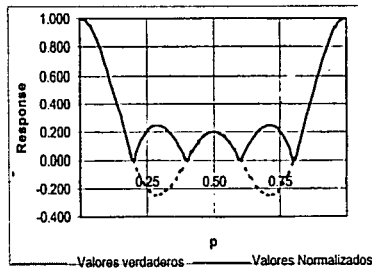
$$R(P) = \frac{1}{N} \frac{\text{Sen}(NP\pi)}{\text{Sen}(P\pi)}$$

Donde:

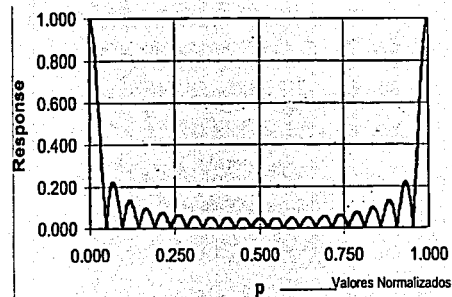
$$P = \frac{d}{\lambda} = Kd = \frac{f}{V} d = f\Delta t$$

N.- Es el número de elementos

Fig.A.II.1a).-Un frente de onda de velocidad V se mueve con un ángulo Θ a través de N geófonos



A.II.1b).-Respuesta debida a 5 elementos



A.II.1c).-Respuesta debida a 21 elementos

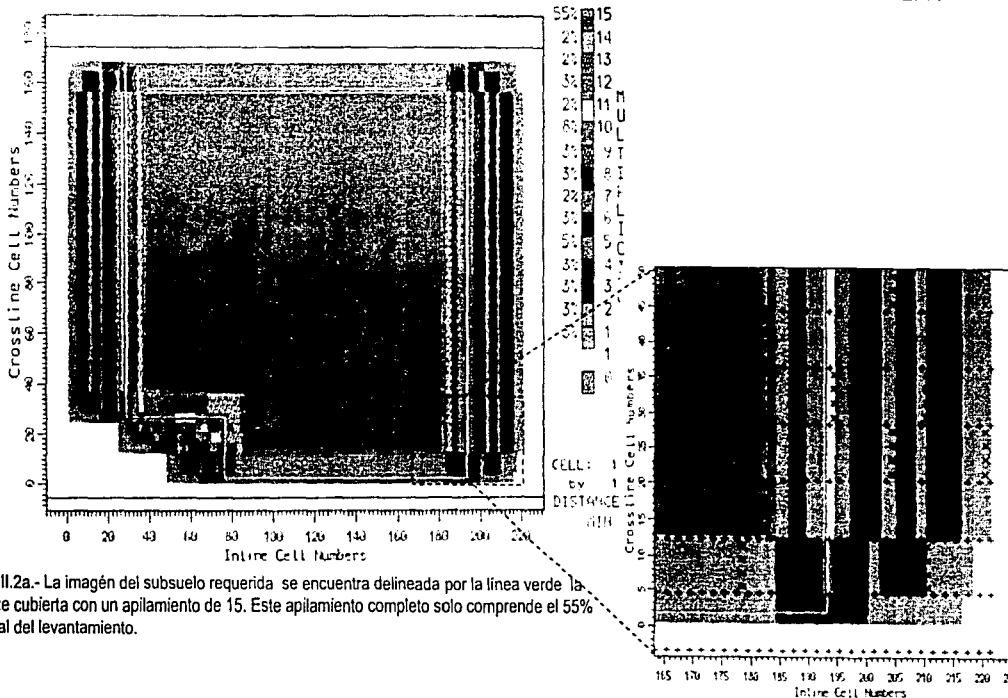
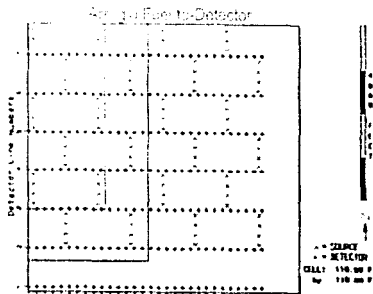
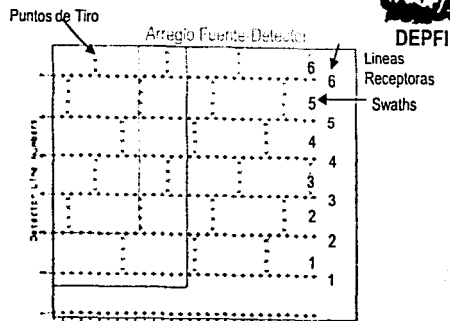


Fig. A.II.2a.- La imagen del subsuelo requerida se encuentra delimitada por la línea verde la cual fue cubierta con un apilamiento de 15. Este apilamiento completo solo comprende el 55% del total del levantamiento.

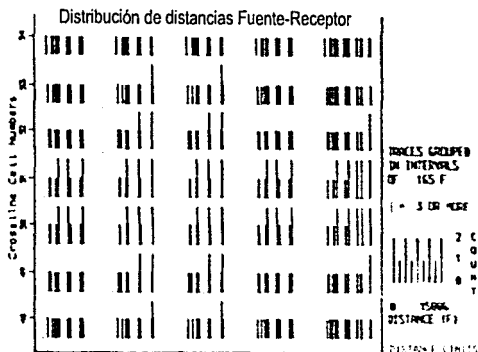
Fig. A.II.2b.- Este es un acercamiento de la zona de apertura de la figura anterior, con el arreglo fuente-receptor sobrepuesto que nos muestra la construcción del apilamiento en ambas direcciones.



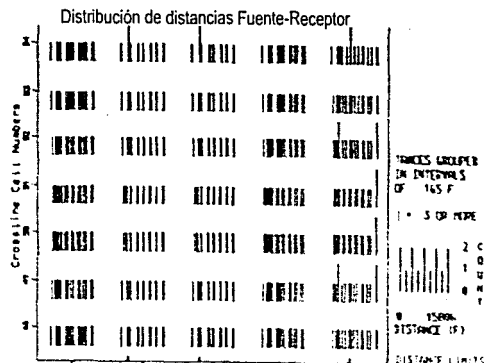
A.II.4a.-Patrón Fuente-Receptor tipo Pared de Ladrillo



A.II.4b.-Diseño Fuente-Receptor tipo Pared de Ladrillo Modificado. El salvo se repite cada tres swath si el patrón utiliza seis líneas vivas en cada tiro



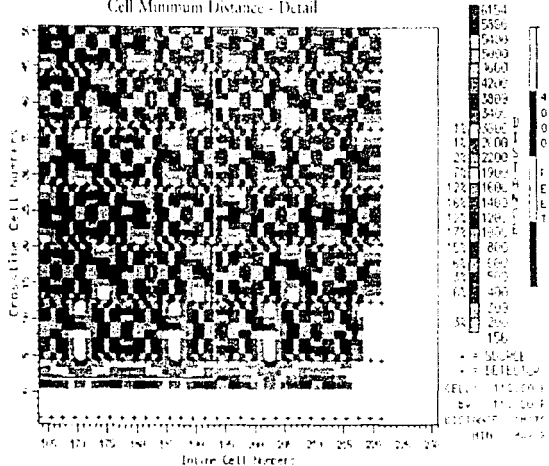
A.II.4c.-Distribución de distancias Fuente-Receptor para un diseño de líneas fuentes rectas.



A.II.4c.-Distribución de distancias Fuente-Receptor para un diseño de pared de ladrillo modificado



Cell Minimum Distance - Detail



TIENES CON FALLA DE ORIGEN

Fig A.II.5a.- Acercamiento de la distancia mínima de un diseño que produce una adquisición con muchas celdas con distancias cercanas fuente-receptor del orden de los 1600 ft.(487.80 m).

Cell Maximum Distance - Detail

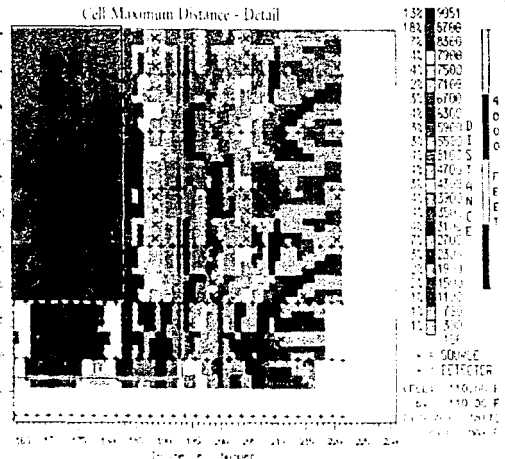


Fig A.II.5b.- Acercamiento de las distancias máxima en las celdas. Note que con este diseño no se produjeron distancias fuente-receptor lejanas por lo que el apilamiento completo y el análisis de AVO solo son posible hacerlos dentro de la región enmarcada con la línea azul.



TESIS CON
FALLA DE COPIA

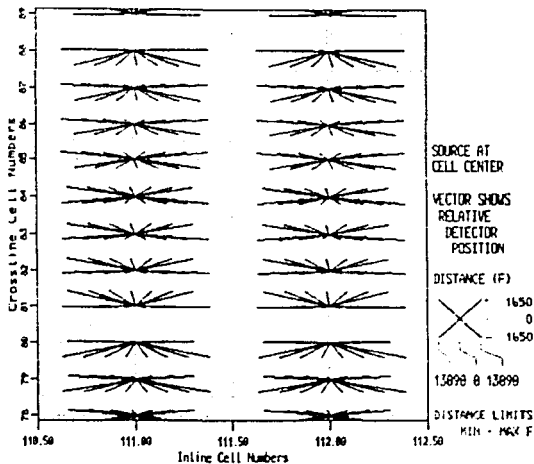


Fig. A.II.6a.- Distribución azimutal fuente-receptor angosta con un apilamiento de 15 (Recomendada para objetivos de AVO)

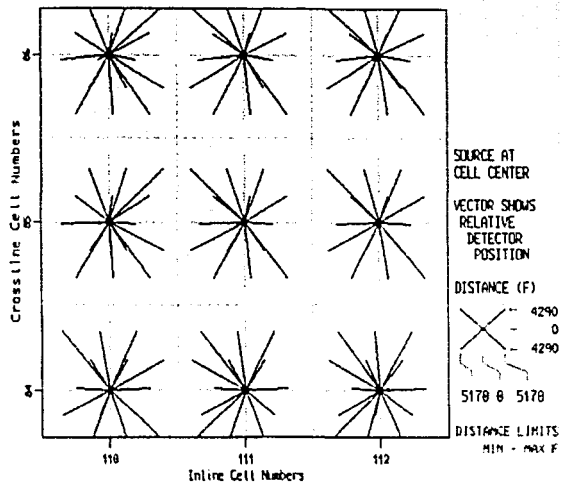


Fig. A.II.6b.- Distribución azimutal fuente-receptor amplia con un apilamiento de 15.

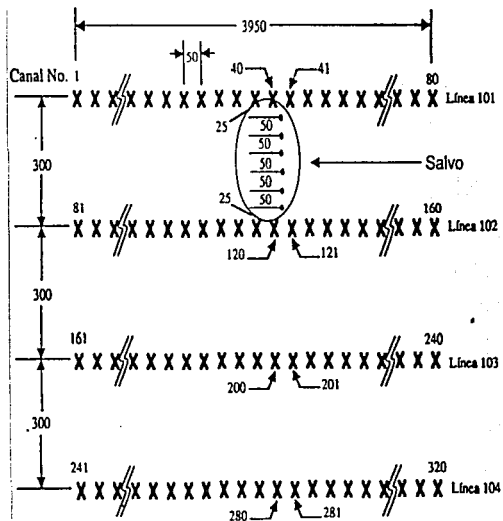


Fig. A.II.7a.-Entra por un extremo del área (roll-on), el primer swath es de 4 líneas receptoras con el salvo entre la primera y la segunda línea.

Fig. A.II.7b.-El segundo swath es de 5 líneas receptoras con el salvo entre la segunda y tercer línea.

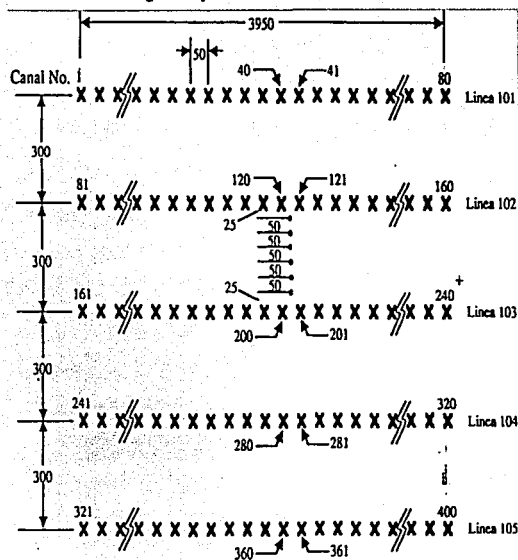


Fig. A.II.7

TESIS CON
FALLA EN EL
EXAMEN

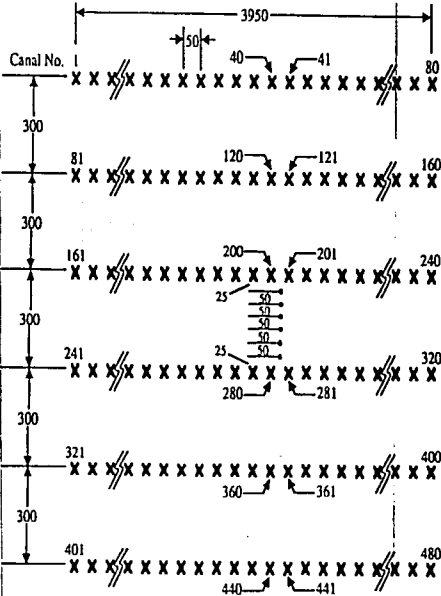
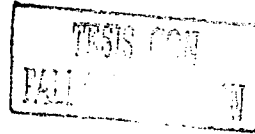


Fig. A.II.7c.-El tercer swath es el completo de 6 líneas receptoras con el salvo situado en medio del tendido. Esta geometría se continúa hasta llegar al otro extremo del estudio.

Fig. A.II.7d.-En el otro extremo del prospecto, el swath penúltimo es de 5 líneas receptoras con el salvo situado entre la cuarta y tercer línea.

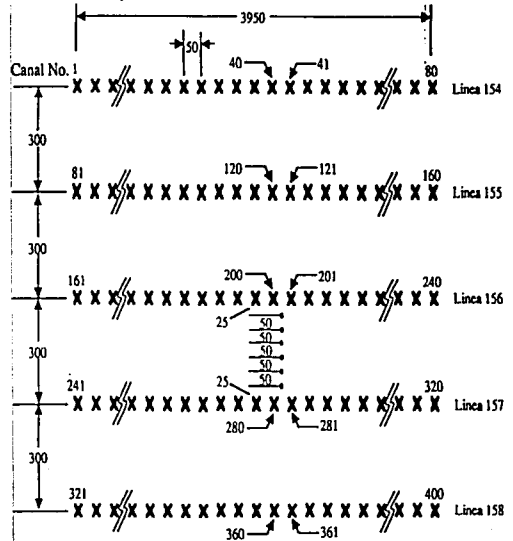
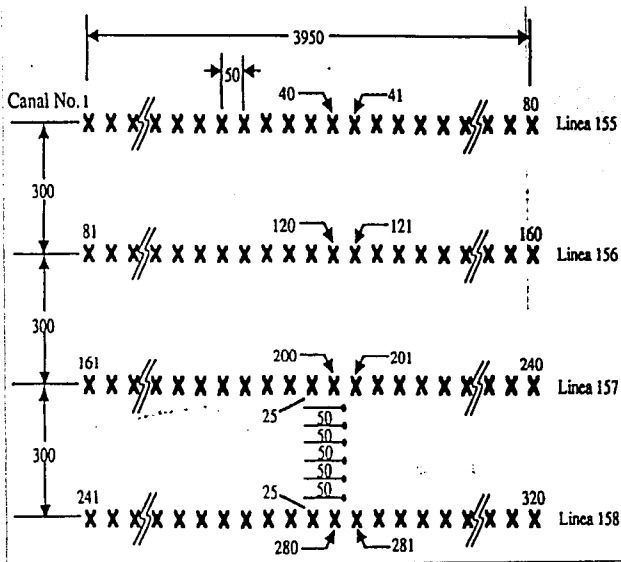




Fig. A.II.7e.-El último swath en este extremo es de cuatro líneas con el salvo entre la última y penúltima.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Geometría ortogonal del cubo Cocuite Lizamba Chalpa

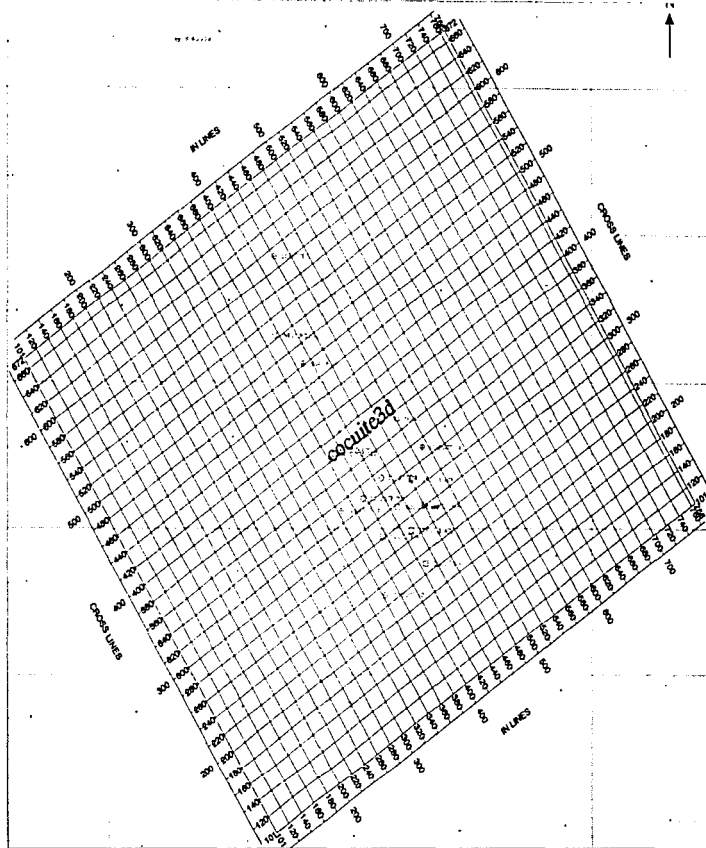
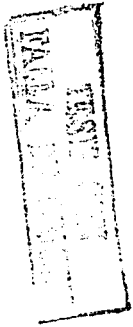


Fig. A.II.8

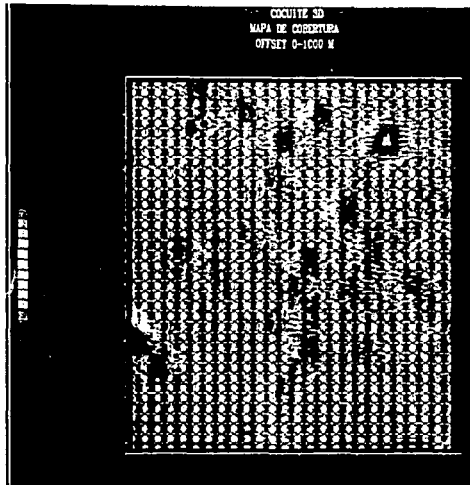


Fig.A.II.9a.- Mapa de Cobertura con distancia fuente-receptor de 0-1000 m

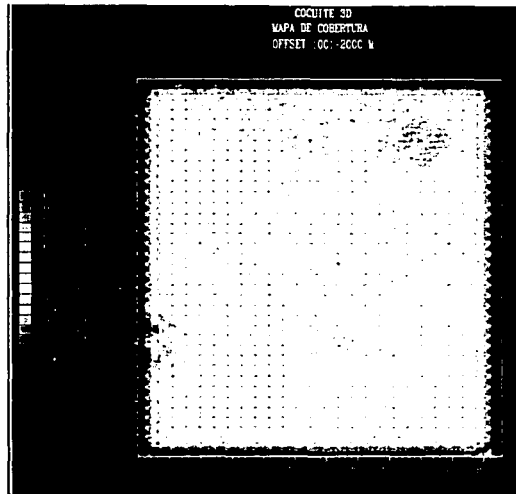


Fig.A.II.9b.- Mapa de Cobertura con distancia fuente-receptor de 1001-2000 m

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Cobertura de Adquisición a diferentes profundidades del subsuelo
Cubo Sísmico Cocuite-Lizamba-Chalpa.



DEPT. DE INGENIERIA

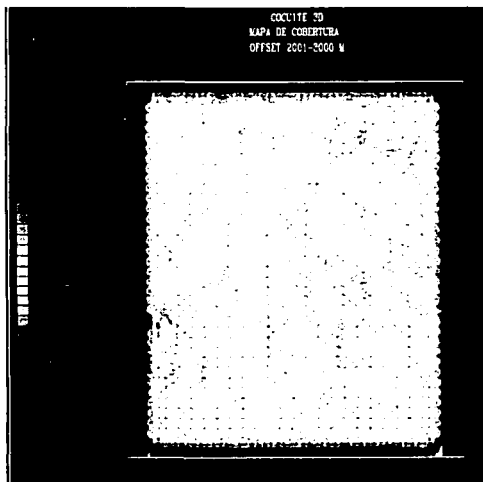


Fig.A.11.9c.- Mapa de Cobertura con distancia
fuente-receptor de 2001-3000 m

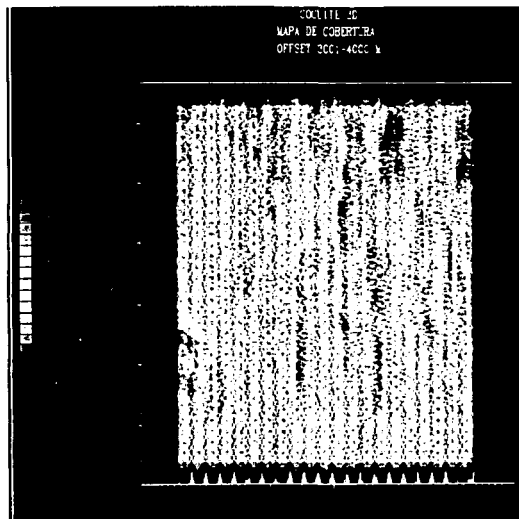
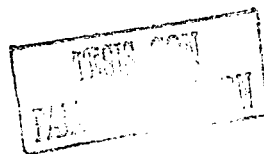


Fig.A.11.9d.- Mapa de Cobertura con distancia
fuente-receptor de 3001-4000 m

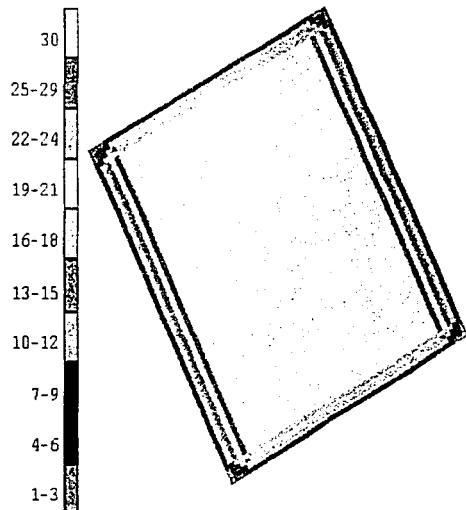


Fig.A.II.10a.- Diagrama de apilamiento del diseño del estudio
Cocuite-Lizamba.Chalpa.

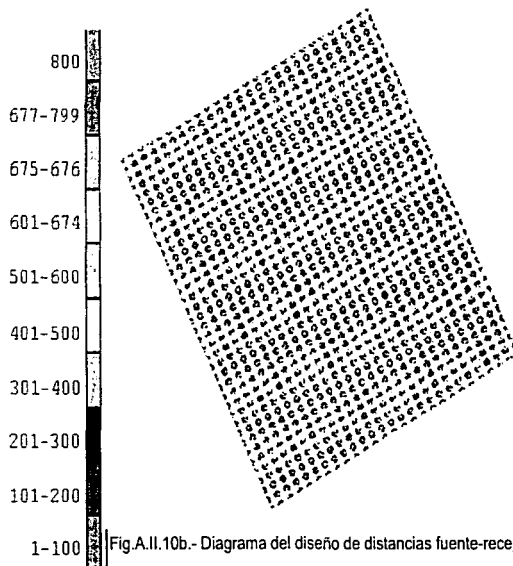


Fig.A.II.10b.- Diagrama del diseño de distancias fuente-receptor
mínima del estudioCocuite-Lizamba.Chalpa.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Diseños de distribución de distancias fuente-receptor y Azimutal
Cubo Sísmico Cocuite-Lizamba-Chalpa



DEPCI



Fig.A.II.11a.- Diagrama de distribución de distancias fuente-receptor del estudio Cocuite-Lizamba.Chalpa

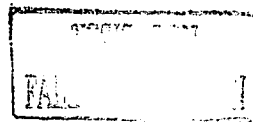
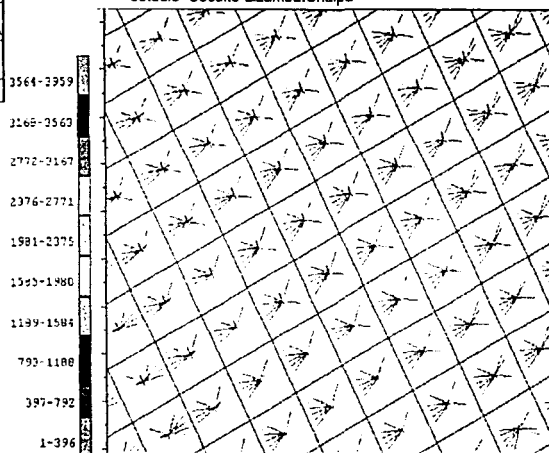


Fig.A.II.11b.- Diagrama de distribución azimutal fuente-receptor del estudio Cocuite-Lizamba.Chalpa



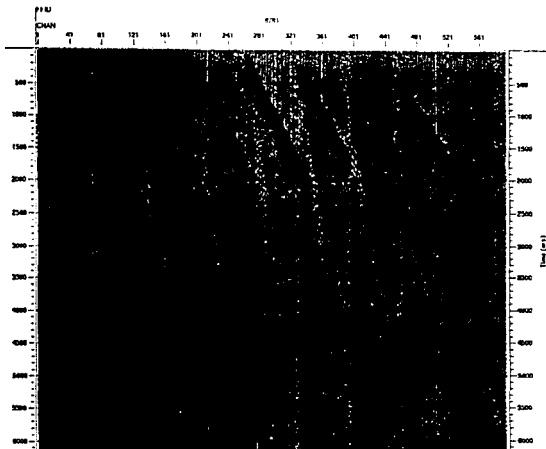


Fig. A.II.12a.- Muestra de un monitor de swath con roll-on.

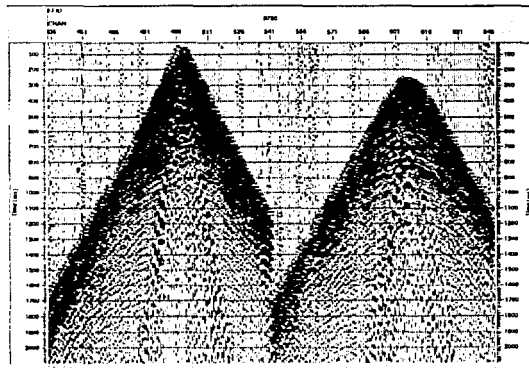


Fig. A.II.12b.- Muestra de dos registros de tiro

TESIS COMI
PALLA...
...EN



TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

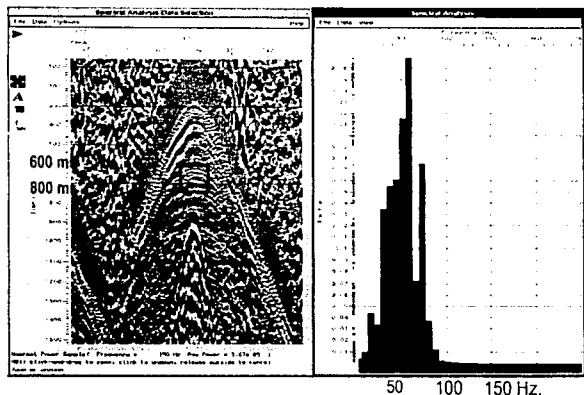


Fig. A.II.14a.- Muestra del análisis del espectro de potencia realizado en este estudio con una ventana de 200 ms.

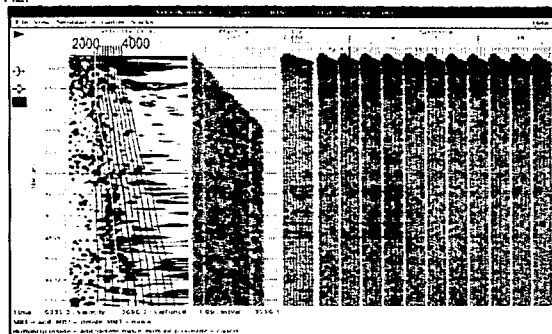
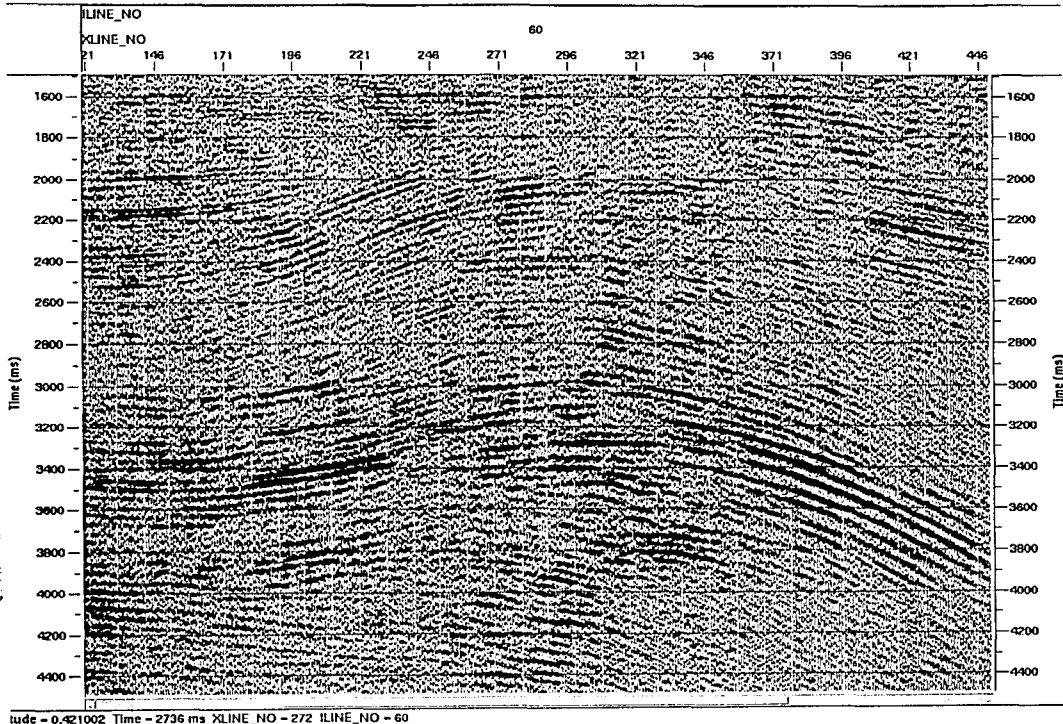


Fig. A.II.14b.- Muestra del análisis realizado para la creación del modelo de velocidades en donde se puede observar para este caso que la velocidad varía desde 2000 m/s. A 4000 m/s.



tude = 0.421002 Time = 2736 ms XLINE_NO = 272 ILINE_NO = 60

Fig.A.II.14.- Apilado preliminar de campo en el anticlinal presente en la zona de interés con un apilamiento de 6, no de 30 con el que cuenta la información final.



TESIS
FALLA DE ORIGEN



Fig. A.II.15.- Corte de tiempo a 2200 ms. En la estructura de la sección anterior vista en planta.

A.III.-PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS CON OBJETIVOS DE AVO.

A.III.1.-Consideraciones Generales.

Cuando se intenta seleccionar una secuencia de procesamiento de datos adecuada con objetivos de AVO se encuentra con un número muy variado de flujos de trabajo que han sido probados en diferentes estudios para AVO. De tal manera que no podemos decir que exista una secuencia única que funciones adecuadamente en todos los casos.

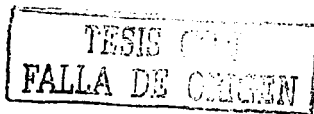
En términos generales para procesar datos con objetivo de AVO, el criterio principal es el de balancear en la medida de lo posible, la atenuación de ruido mezclado en la señal sísmica sin la alteración de la variación natural de la amplitud relativa con respecto al ángulo de incidencia, en donde se encuentra contenida la información geológica requerida (todo lo anterior, sin el apoyo del apilamiento de los datos sísmicos, que constituye unas de las herramientas más poderosas del procesamiento de datos que ayuda a reforzar la señal sísmica). El balance entre estos dos aspectos determinan el éxito o fracaso de un análisis de AVO.

Para obtener lo anterior se deben considerar los siguientes aspectos generales:

- 1.-Minimizar los pasos de proceso de acuerdo a las necesidades de la relación señal-ruido de cada caso particular.
- 2.-Procesar independientemente cada sección de distancia fuente-receptor común.
- 3.-Preservar las Amplitudes relativas (compensación de Amplitudes consistentes con superficie).
- 4.- Atenuación 3-D de ruidos.
- 5.-Alineamiento de los reflectores (análisis de velocidades, correcciones Estáticas, Dinámicas y Residuales consistentes con la superficie (Taner, et al 1974;Wiggins et al., 1976).
- 6.-Ubicación de los eventos reflejados en su posición verdadera (Migración en tiempo antes de apilar).

En áreas con buzamiento significativo o complejidad estructural es recomendable la utilización de procesos más sofisticados como la corrección por buzamiento (DMO) y el filtro inverso Radón recomendado para la atenuación de múltiples (Kelamis, et al., 1990).

Muchas de las secuencias encontradas en la literatura son conducidas en forma paralela con el modelado directo, que permita al analista enfocar sus secuencias hacia la respuesta sintética esperada por el interprete. Se debe recordar que las amplitudes sísmicas no son los coeficientes de reflexión calculados a partir de los registros y que cuentan con un grado de resolución vertical superior que la equivalente resolución sísmica, por ende la ventaja de este método de anticipar la respuesta de las familias PRC's en los intervalos productores y secos de los pozos conocidos es evidente.



No es suficiente asumir que un incremento en la respuesta de AVO es un indicador directo de hidrocarburos. Modelos basados en velocidades y densidades locales son necesarios para confirmar que la respuesta es consistente con los valores conocidos del subsuelo. A continuación se muestra en la Fig. A.III.1, un diagrama de flujo básico de una secuencia de procesos para volúmenes sísmicos que serán analizados con AVO.

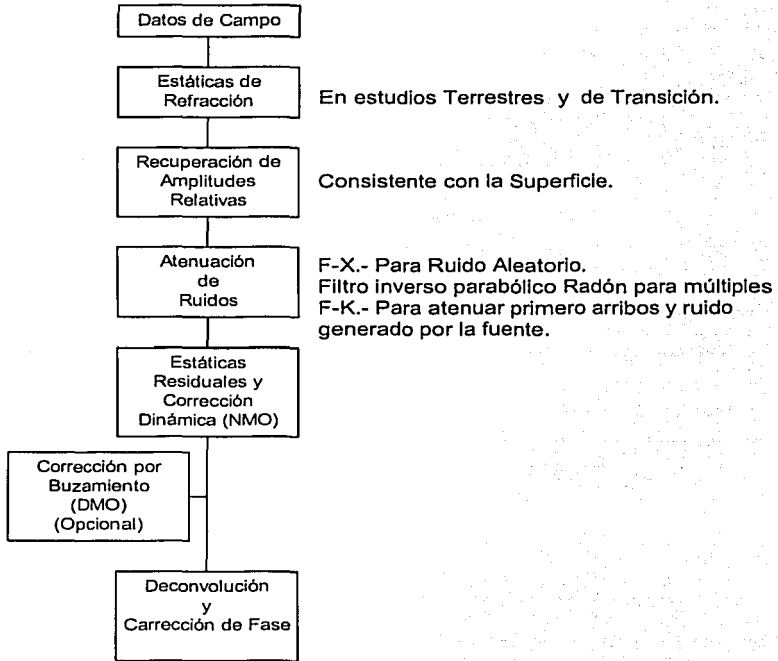


Fig. A.III.1.- Diagrama de Flujo para procesamiento de datos para AVO.

El término consistente con la superficie.- Es un concepto usado para determinar y aplicar un proceso determinado, como puede ser corrección estática, compensación de amplitudes, deconvolución, atenuación de ruidos, etc,

TESIS CON
FALLA DE OBJETIVO

basados en estudios estadísticos(a diferencia de los mismos procesos que existen con cálculos determinísticos), los dominios que generalmente se investigan son cinco: Fuente, receptor, distancia fuente-receptor, PRC, y canal de grabación,(R.E.Sheriff y L.P. Geldart, 1983,V.2, p.47-49).

Uno de los problemas cruciales en el procesamiento de datos terrestres es el efecto del acoplamiento entre la fuente y el receptor, así como las variaciones en la capa de intemperismo, lo que puede producir severas distorsiones en la amplitud que no corresponde a cambios en las propiedades geológicas del subsuelo, los procesos estadísticos han probado atenuar estas distorsiones mejor que los determinísticos.

A.III.2.- Preparación de los datos de Campo

A.III.2.1.-Demultiplexado.- Una vez que el analista ha seleccionado el sistema de procesamiento que incluye tanto hardware como software, debe reformatear la información de campo al formato requerido por el paquete, la mayoría de los formatos de campo son grabados en el denominado multiplex.

La mayoría de los sistemas trabajan la traza en forma secuencial en la cual las muestra son separadas y reagrupadas cronológicamente dentro de su respectivo canal. El proceso de poner los datos multiplexados en una traza secuencial es conocido como demultiplexado, Esto es simplemente un proceso de inversión de una matriz como el ilustrado en la Fig. A.III.2a.

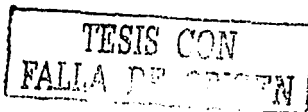
Durante el demultiplexado, cada cinta es identificada con un encabezado al inicio. También cada traza se identifica con un encabezado al inicio de sus datos muestreados.

A.III.2.2.-Edición.- Todos los registros mal grabados y sus trazas muertas(trazas sin amplitudes) deben ser removidos del archivo de trabajo para no degradar la calidad de los demás datos. Aunque la edición de datos puede darse en cualquier momento durante el proceso, lo mejor es hacerlo bien desde el principio ya sea en forma manual o automática.

A.III.2.3.- Summing.- Los registros con posiciones fuente-receptor iguales puede ser sumados para ayudar a reducir el ruido aleatorio que produce el medio ambiente, los efectos de las ondas superficiales(ground roll) y las ondas de aire. Este proceso es necesario cuando se usa como fuente los Vibroseis.

Este proceso involucra más la división que la suma debido a que los eventos de ruido aleatorio que aparecen en los registros sísmicos son atenuados o divididos por un factor igual a la raíz cuadrada del número de registros sumados. Los eventos coherentes en los cuales se encuentran comprendidos las reflexiones primarias son mejorados por el mismo factor.

A.III.2.4.-Croscorelación.- es requerida por los datos de vibroseis y normalmente se realiza después del summing, En este proceso la señal de barrido de entrada es comparada (croscorelacionada) con los datos con incrementos consecutivos de tiempo. Duplidad entre barridos cercanos y pulsos de altas amplitudes son removidos en los registros de croscorelación.



A.III.3.-Correcciones Geométricas

Aunque el objetivo del procesamiento de datos sísmicos para un análisis de AVO no requiere los datos apilados, es necesario dejarlos preparados como familias de punto de reflejo común. Todos los pasos ilustrados en la Fig.A.III.2b son requeridos para cubrir con este objetivo.

A.III.3.1.-Ordenamiento de Trazas

Para muchos sistemas de procesamiento, los datos de las trazas deben ser identificadas de acuerdo a su punto de reflejo común, esto se puede hacer; construyendo una tabla en la cual cada traza observada puede ser identificada con un punto de reflejo común o por un agrupamiento de trazas en familias de punto de reflejo común, donde su apilamiento este representado por el número de trazas que integren cada familia, así por ejemplo si el apilamiento de cada familia es de 4 significa que cada familia esta formada por 4 trazas, Fig. A.III.3.

A.III.3.2.- Corrección por Divergencia Esférica

Es el decaimiento de la amplitud de un frente de onda debido a su propagación geométrica durante su transmisión a través del subsuelo. La energía de la onda se esparce a medida que el frente de onda se expande, provocando que la densidad de energía varíe inversamente con el cuadrado de la distancia.

En la parte somera, la onda sísmica describe una trayectoria de rayo recta por lo que dicha corrección puede ser hecha usando las ecuaciones de Newton que considera el tiempo de viaje a distancia cero y velocidad rms. Pero a medida, que la onda se propaga, se presenta una trayectoria curva debido a la heterogeneidad del medio, por lo cual debe aplicar la compensación por divergencia esférica en función de la distancia, Fig. A.III.4.

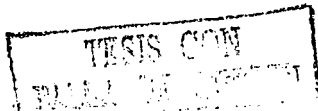
A.III.3.3.-Correcciones Estáticas y Dinámicas.

Los horizontes reflejados representan en las trazas un error de alineamiento debido a que cada una tiene la fuente-receptor localizada en diferente elevación y a diferente distancia de separación. Este horizonte reflejado debe por supuesto ser apropiadamente alineado antes de su apilamiento, la sección apilada representa los tiempos de reflexión en los cuales la fuente y el receptor representan idéntica posición en cada traza.

Para hacer esto dos correcciones son necesarias:

- 1.- Una corrección vertical que pone la fuente y el receptor en el mismo plano horizontal.
- 2.- Una corrección horizontal que pone la fuente y el receptor sobre el mismo plano vertical.

Estas correcciones son el resultado de corrimientos en tiempo de los datos. La primera corrección produce un corrimiento estático de tiempo (la traza completa es corrida la misma cantidad). Ya sea hacia arriba o abajo dependiendo de la



posición del nivel de referencia relativo a la fuente y al receptor. La segunda corrección en la cuál los eventos en los datos son corridos por una cantidad variable pero siempre creciente.

La primera corrección es siempre referida como corrección estática, corrección de intemperismo estático, corrección de elevación o corrección del terreno, Fig. A.III.5a.

La segunda es llamada como corrección dinámica o corrimiento normal (NMO), Fig. A.III.5b.

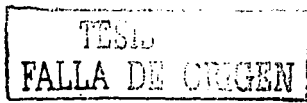
Teóricamente cualquiera de las dos puede aplicarse primero, pero la mayoría de los programas de análisis de velocidades que proporcionan información para determinar la corrección dinámica, son efectivos si la corrección del nivel de referencia estático ha sido corregido, por tanto es recomendable realizar primero la corrección estática y posteriormente la corrección dinámica.

El nivel de referencia puede ser movido dentro de unas cuantas decenas de metros o menos, si estos cambios son muy severos se pueden originar valores distorsionados de las velocidades del subsuelo, además de otros factores que varían con el tiempo. Para prevenir esto podríamos hacer la corrección primero con un nivel de referencia "flotante" que evite las grandes diferencias en los corrimientos de tiempo y posteriormente pasarlo a un nivel de referencia plano en cualquiera de las siguientes etapas del proceso.

Ambas correcciones son dependientes de las velocidades conocidas. La corrección estática normalmente usa velocidades de la capa de intemperismo y de la capa subintemperizada. Esta información se obtiene mediante estudios de pozo, de ondas directas ó registros de refracción con los datos sísmicos.

La corrección Estática es pues aplicada a los datos para compensar los efectos de las variaciones en elevación, espesor y velocidades de la capa intemperizada y el nivel de referencia. Se trata de determinar los tiempos de reflejo que hubieran sido observados si todas las medidas fueran tomadas en un nivel generalmente plano sin material intemperizado o de baja velocidad. El éxito del método se basa en el cumplimiento de una suposición: Consistencia con la superficie, mediante la cuál se asocia un tiempo de retardo constante a una localidad superficial sin considerar el viaje de la onda, esta condición es aceptable cuando $V_1 \gg V_0$, siendo V_1 la velocidad de la capa subyacente. El uso de la técnica de PRC provee redundancia de datos que permite el análisis estadístico de diferencias de tiempo.

Para la solución del problema de Estática, se calcula el tiempo vertical a nivel de referencia denominado tiempo de reemplazo en las posiciones de las fuentes y receptores, la estática aplicada a una traza es la suma algebraica de los tiempos de reemplazo en las localidades mencionadas anteriormente correspondientes a dicha traza, Fig.A.III.6a.



Una de las razones para calcular y aplicar correcciones estáticas es para asegurar la integridad estructural en la sección procesada. Las anomalías por estáticas cuya longitud de onda espacial es mayor que la longitud del tendido, producen estructuras falsas que deben ser corregidas.

La corrección dinámica debe calcularse con velocidades fuera de la capa de inemperismo. Estas velocidades normalmente son obtenidas de programas de análisis de velocidades. Los programas de análisis de velocidades usualmente son procedimientos estadísticos en los cuales porciones de datos son apilados por diferentes velocidades y diferentes tiempo. Entonces podemos elegir las mejores velocidades de apilamiento y los tiempos a partir de una gráfica de semblanza.

La Fig. A.III.6b, presenta como es calculada la corrección dinámica a partir de las velocidades de apilamiento (V), el tiempo doble de reflexión(T_0) y la distancia entre la fuente y el receptor (X).

Debido a que la velocidad de apilamiento absorbe todos los efectos del echado y la curvatura del rayo, estas velocidades no deben ser utilizadas como medidas precisas para la conversión tiempo-profundidad.

A.III.3.4.-Corrección por Estática de Refracción

Es la determinación del espesor de la capa de inemperismo y la velocidad de la capa sub-intemperizada, mediante la medición de los tiempos de arribo de ondas refractadas.

Los tiempos de refracción son grabados al ángulo crítico como líneas rectas de cuyas pendientes e intercepciones se pueden estimar los tiempos de retardo y las velocidades de los refractores. En las gráficas de primeros arribos contra distancia de grabación, un cambio de refractor se identifica por un cambio de pendiente en una posición llamada la distancia de crucero y a un tiempo de intercepción.

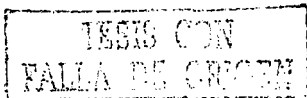
Una vez obtenido el modelo superficial, es decir profundidades y velocidades; la corrección se calcula reemplazando el espesor de inemperismo y sub-intemperismo al nivel de referencia.

El método de estáticas de refracción se basa en tiempos absolutos de los primeros arribos y en teoría resuelven las componentes de estáticas de periodo largo.

Las estáticas por refracción son efectivas para corregir aquellas anomalías con longitud de onda espacial corta y larga, lo que permite efectuar el análisis de AVO sobre reflectores reales del subsuelo. Este método permite calcular espesores y velocidades de las capas cercanas a la superficie analizando los primeros arribos en los registros de campo basado en el principio básico de la energía refractada.

A.III.3.5.-Correcciones Residuales Estáticas y Dinámicas

Después de completar las correcciones estáticas y dinámicas, podríamos encontrar que algunos de nuestros reflectores dentro o entre familias adyacentes de PRC's no se encuentran adecuadamente alineados, este



problema es usualmente causado por variaciones locales de velocidades o espesores en capas de baja velocidades, las correcciones que se aplican para estos casos se denomina estáticas residuales o dinámicas residuales (NMO). Varios programas utilizan soluciones estadísticas para ayudar a corregir este problema, normalmente pueden correr después de aplicarse ambas correcciones. Por tanto las correcciones residuales pueden aplicarse en cualquier tiempo antes del apilamiento. En algunos ocasiones estas correcciones pueden ser interactivas; es decir, aplicar la corrección del nivel de referencia estático, proceder a mejorar la corrección dinámica con la mejor corrección residual estática y dinámica hasta lograr un buen alineamiento de los reflejos primarios.

Las estáticas residuales se calculan a nivel de familias de PRC's utilizando un análisis estadístico de diferencias de tiempo para la alineación de reflexiones primarias, respetando las estructuras subsuperficiales y la relación de NMO. Compensan por efectos de variaciones de velocidad y espesor de las capas someras que normalmente no son corregidos por las estáticas al nivel de referencia debido a que no se tienen mediciones para dichas variaciones, Fig.A.III.7.

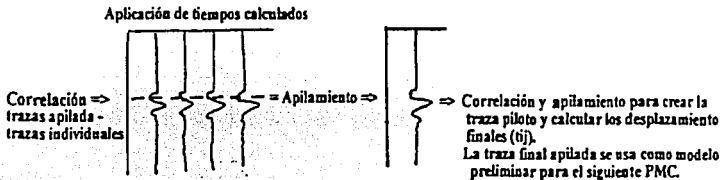


Fig.A.III.7.- Estáticas Residuales: Generación de Traza modelo Jain et. al., 1982)

A.III.4.- Recuperación de Amplitudes Relativas

La amplitud de los eventos reflejados podría indicarnos el tipo de material presente en las interfaces reflejadas. Para un estudio de las amplitudes sísmicas relativas deben ser grabadas y procesadas sin la aplicación de ninguna clase de función de ganancia (AGC) y de llegarse a aplicar deben realizarse con mucho cuidado para evitar la distorsión de las amplitudes relativas que produzcan contrastes de impedancias acústicas locales denominadas puntos brillantes y que no se encuentren asociados a la respuesta geológica. El balanceo de la amplitud debe ser consistente con la superficie que permita compensar el efecto de la distancia fuente-receptor que sumado al procesamiento por ondícula consistente con la superficie también, puedan cancelarse las distorsiones cercanas a la superficie.

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACION

A.III.5.-Corrección Dinámica por Buzamiento

El proceso de DMO es la corrección dinámica que transforma las trazas sísmicas ordenadas por punto medio común a puntos de reflejo común. Es recomendable su uso en estudios de AVO con geología compleja, debido a que mejora la resolución en los datos sísmicos y permite el análisis en el dominio de punto de reflejo común. Sin embargo muchos consideran que este proceso perjudica la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor, por lo que solo utilizan su campo de velocidades generado, sin las imágenes de las familias de PRC's.

A.III.6.-Mejoramiento de la Imagen Sísmica

El principal objetivo después de la corrección de datos es incrementar la relación señal – ruido que permita delinear de manera más precisa los horizontes reflejados. Todos los tipos de ruidos mencionados más adelante en la sección (A.III.6.6) pueden ser reducidos a través de algún tipo de filtro digital. En el diseño de estos filtros uno puede encontrar algunas propiedades que el ruido tiene pero que la señal reflejada no las tiene. Durante la aplicación del filtro, la porción de datos que tiene esta propiedad es removido o atenuado mientras que la señal reflejada es retenida.

Esta parte del procesamiento de los datos es análoga al procesamiento de la refinación del gas o el aceite que son pasados a través de filtros para eliminar o reducir las sustancias no deseadas que se encuentran mezcladas. De la misma manera con el procesamiento digital, los datos sísmicos son pasados a través de filtros matemáticos que remueven el ruido indeseado que se encuentra mezclado en la señal reflejada.

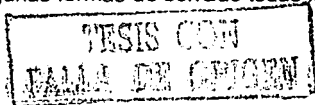
Existen numerosos programas que han sido diseñados para atenuar cada tipo de ruido. En la figura A.III.8a, se muestra los mas comunes. La mayoría pueden ser utilizados en cualquier tiempo después de las correcciones vistan anteriormente, pero el punto donde se recomienda su aplicación es antes de la corrección dinámica con la intención de generar un mejor análisis de velocidades.

Cuando el ruido de alta amplitud tiene propiedades muy parecidas a la señal, el problema de filtrado es más difícil de aplicar. Si un filtro severo es aplicado con la intención de remover el ruido adecuadamente la señal podría dañarse.

La fuente genera ruidos de alta amplitud similares a los reflejos como las ondas superficiales y las ondas de aire con un contenido de frecuencia similar a los datos, por tanto es muy importante que durante el diseño y adquisición de la información sísmica se reduzca tanto como sea posible antes de grabarlos.

A.III.6.1.-Borrado(MUTE).

Eventos de alta amplitud tales como las ondas directas, las ondas superficiales y refracciones superficiales que se presentan en segmentos específicos de tiempo, pueden ser removidos a través de un proceso conocido como borrado (muting). Existen algunas formas de borrado todas las cuales podría preceder al



apilamiento. El denominado "Front end" muting es usado para remover o atenuar ruidos que se encuentran al inicio de las trazas. El tipo "Surgical" (quirúrgico) muting remueve o atenúa eventos de ruido que se presentan después de los tiempos de inicio.

El borrado es normalmente aplicado a los datos como una función de la distancia de la traza (distancia entre fuente y receptor) más que como una función de tiempo.

A.III.6.2.-Filtros Pasa Banda

Remueve todos los eventos que se encuentre fuera de la ventana de frecuencia del filtro. Esto es usualmente realizado de dos maneras; por multiplicación cruzada de las muestras de los datos con un operador que se desplaza a través de ellos o por una transformación de los datos del dominio temporal al dominio de la frecuencia, donde el nuevo espectro es cromultiplicado por un operador que reduce o elimina todas las frecuencias fuera de este operador, finalmente se regresa al dominio temporal. Este tipo de programa son especialmente útiles en la reducción de los efectos dañinos de las bajas frecuencias y alta amplitud de las ondas superficiales y ondas de aire. Los efectos de las altas frecuencias del ruido del viento y del ruido del pozo (originado por la caída de fragmentos cercanos a los puntos de tiro).

A.III.6.3.-Filtro de Notch.

Es utilizado para atenuar eventos de ruido que se encuentran en una frecuencia predominante dentro de la banda de frecuencia de la señal útil. Los filtros de Notch de 60 ó 50 Hz. por ejemplo son aplicados frecuentemente en áreas donde se adquieren datos sísmicos con líneas de potencia eléctricas de alta tensión.

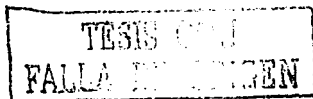
A.III.6.4.-Deconvolución (Filtro inverso)

Debido a que la función de transferencia no se comporta como un pulso unitario porque se distorsiona por el ruido aleatorio y demás ruidos, Fig. A.III.8b. Una estimación de nuestra función de transferencia puede hacerse mediante la utilización de la forma de pulso de entrada con esta clase de ruidos y dividirla de manera figurada entre la salida del sísmograma, lo que nos produce una nueva función de salida equivalente al sísmograma ideal $O_i(t)$, obtenido por un pulso unitario como función de entrada.

La deconvolución para datos con objetivo de AVO deberá ser consistente con la superficie debido a que este análisis produce trazas con menores variaciones en la fase de la ondícula, la deconvolución traza por traza no es recomendable.

A.III.6.5.-Filtros 2-D y 3-D

Filtros de 2-D y 3-D son aplicados como una función de espacio y tiempo sobre grupos de familias de PRC's. Un tipo especial de esta clase de filtros es denominado, filtro de velocidad el cual remueve eventos que tienen una velocidad aparente o buzamiento diferente a los horizontes reflejados, estos filtros de velocidad pueden atenuar las ondas de aire, las ondas superficiales y



otro tipo de ondas con ruido las cuales tienen una velocidad aparente baja comparada con los eventos reflejados en áreas estructuralmente planas. Un filtro 2-D similar es denominado deconvolución espacial utilizado anteriormente para atenuar ruido aleatorio.

A.III.6.6.- Tipos de Ruido Sísmico

¿Que es el Ruido Sísmico?

Se define como una señal que no representa ningún rasgo geológico del subsuelo, pero que sin embargo se encuentra grabada en el sísmograma por razones inherentes a la propia adquisición de la información sísmica, causando que los reflejos primarios queden enmascarados.

Básicamente se tienen dos tipos de ruidos;

- 1.- Ruido Coherente.-caracterizado por tener una forma de onda definida, así como desfases y velocidades aparentes uniformes.
- 2.- Ruido Aleatorio.- que no manifiesta ninguna uniformidad aparente.

Los ruidos anteriores pueden ser producidos por:

I.-Ruidos Generados por la Fuente:

Ruidos del Pozo.- Ruido generado por la caída de escombros producida por la detonación del punto de tiro. Usualmente se manifiestan en el sísmograma como eventos de alta frecuencia de muy bajo nivel.

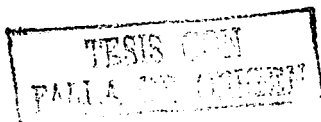
Ondas Directas.- Ondas que se propagan directamente de la fuente al receptor a través de la capa de intemperismo, su apariencia en el sísmograma es de altas amplitudes y bajas frecuencia en los primeros eventos sobre las trazas cercanas.

Ondas Superficiales.- Ondas que se propagan a través de la superficie del terreno, su apariencia usual es de baja frecuencia y baja velocidad aparente que se presentan de manera aleatoria.

Onda de Aire.- Ondas sonoras (baja frecuencia) producidas por las detonaciones de los puntos de tiros, se presentan en el sísmograma con una velocidad aparente muy baja 1500 m/s de manera aleatoria.

Refracciones Superficiales.-Es un tipo de ruido coherente que generalmente proviene de la capa de intemperismo, a pesar de viajar horizontalmente arriban a los detectores verticalmente. Se presentan con amplitudes altas, frecuentemente en los primeros arribos sobre las trazas lejanas.

Reverberaciones.- En trabajos de sismología marina, ocurre con frecuencia donde parte de la energía reflejada se multirrefleja entre las interfases superior e inferior del agua. Fig. A.III.9a, que se presenta en el sísmograma como colas sobre eventos reflejados.



Múltiples.- Un reflejo primario en una sección, es una porción de energía que ha seguido una trayectoria simple, sin embargo puede suceder que el evento se refleje más de una vez en la interfase de un mismo estrato, esto es lo que se conoce como múltiple. En general son reflexiones repetidas que se reproducen de manera coherente después de las reflexiones primarias.

Se originan varias clases de múltiples cuya clasificación se basa en las diferencias entre sus tiempos de arribo y los tiempo de reflexión del primario, para un mismo nivel, así se tienen múltiples de trayectoria larga, corta e intermedia.

Los múltiples de trayectoria larga, son generalmente eventos atrapados en un estrato de baja velocidad que muestran grandes contrastes de impedancia acústicas con los estrados encajonantes.

La atenuación de múltiples se logra mediante el apilado, la deconvolución y el filtro inverso radón.

Los fantasmas.- son un tipo especial de múltiple que se producen cuando una parte de la energía radiada por el pozo viaja hacia arriba y se transmite o refleja en la base de la capa de interemperismo, este fenómeno provoca que una cierta cantidad de ruido arribe inmediatamente antes o después al tendido de geófonos, Fig.A.III.9b.

Los fantasmas, pueden ser producidos también por una fuente superficial de energía, Fig. A.III.9c.

Difracciones .- consiste de ruido coherente, originado por la propagación de la energía en todas direcciones debida a discontinuidades laterales abruptas en las propiedades elásticas del medio o bien por la curvatura de la interfase, los eventos difractados se caracterizan por ser muy similares a los eventos primarios ya que forman en una sección sísmica un conjunto parabólico que puede ser interpretado como un estructura.

II.-Ruidos generados por el medio ambiente:

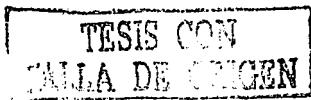
Tráfico de personas, vehículos y animales.- Es un tipo de ruido incoherente que se presenta en el sismograma como picos.

Viento.- Es un tipo de ruido incoherente de alta frecuencia debido a las corrientes de aire.

Terremotos.- Cualquier movimiento producido en el interior de la tierra por otra fuente diferente a la utilizada en la adquisición sísmica, produce en el sismograma señales de muy baja frecuencia de manera coherente y aleatoria.

Pequeños estanques de agua.- producen ruido incoherente

Líneas de corriente eléctrica.- inducen ruido de 50 a 60 Hz. cuando se encuentran cercanas al área de trabajo.



Ruido Instrumental.- Los instrumentos de grabación producen una clase de ruidos de muy bajo nivel, usualmente de alta frecuencia.

A.III.7.- Migración en tiempo antes de apilar.

No debemos olvidar que los sismogramas están en función del tiempo y no de la profundidad y por tanto proporcionan una imagen distorsionada de las estructuras del subsuelo. La migración es un procedimiento que ayuda a determinar la verdadera posición espacial de los eventos con relación al número de estación que les sobreyace. Esto entonces daría al interprete una mejor imagen de las estructuras geológicas del subsuelo. Migración es un problema geométrico cuya solución es frecuentemente obtenida de manera estadística moviendo eventos reflejados y difractados atrás de su interfase reflejada o difractada.

La migración preapilada fue desarrollada para que la imagen de los reflectores fuera clara en áreas donde la variación lateral hace inadecuada la migración postapilamiento, (Keho et. al. 1992), han demostrado la importancia de la migración antes de apilar en presencia del echado. La migración en sísmica preapilada podría pensarse que es innecesaria en áreas del Golfo de México donde la sección sedimentaria es relativamente plana, sin embargo es una importante componente del procesamiento de datos sísmicos con objetivo de AVO por varias razones:

Produce resultados superiores que el proceso convencional de DMO. La aplicación de esta migración reduce el tamaño de la zona de Fresnel y con ello mejora la resolución lateral de la zona de estudio. Por esta razón se debe aplicar en el análisis de AVO para determinar la extensión y posición correcta de la anomalía de interés y con ello reducir tanto los problemas estratigráficos como el riesgo de la perforación, Fig. A.III.10.

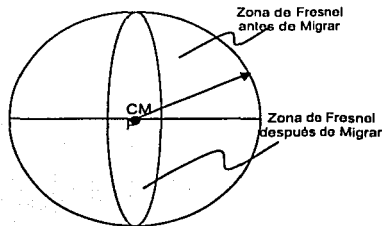
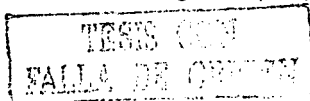


Fig. A.III.10.- Zona de Fresnel antes y después de migrar una línea sísmica perpendicular al rumbo de la estructura.

La migración de una línea sísmica que esta paralela al echado de una estructura encoge su radio de Frenel a lo largo de la línea Fig. A.III.10, entonces en una familias migrada de PRC's echado abajo, las anomalías asociadas a rocas con gas se ven menos extendidas que en una familia de PRC's sin migrar en el mismo lugar. Entonces la migración preapilada puede ser usada para el



análisis de AVO, debido a que comprime el tamaño de la zona de Fresnel y por tanto incrementa su resolución lateral de los objetivos en profundidad (Berkhout,1985).

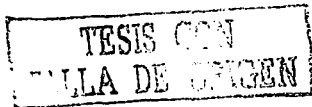
La Migración postapilada tiene el mismo efecto de encogimiento del radio de la zona de Fresnel y podría asumirse que tiene efectos similares. Si ese fuera el caso uno podría usar la migración postapilamiento para determinar la correcta posición y extensión de una anomalía de AVO mediante el mapeo de las familias de PRC's obtenidas de esta información sísmica. Sin embargo esto nos conduce a una solución equivocada, recomendamos que la migración en tiempo antes de apilar sea conducida para mapear la extensión y posición una anomalía de AVO que pretenda ser perforada. La Fig. A.III.11a nos muestra una sección que ha sido migrada en tiempo después de apilar a través de una anomalía de amplitud que ha sido productora, la cuál se extiende echado abajo, lo que nos hace pensar en la extensión del yacimiento, esta misma anomalía la podemos observar sobre la familia de PRC's sin migrar de la figura A.III.11b donde nos muestra que la anomalía de amplitud es una anomalía de AVO, con esto podemos confirma la suposición anterior. Sin embargo en la Figura A.III.11c podemos darnos cuenta que en realidad no existe tal anomalía en esa posición y lo anterior fue confirmado con los resultados de la perforación de un pozo que encontró el contacto gas-agua en una posición más alta a la referida, con esto se pretende demostrar que ni con la sección post-apilada ni con la familia preapilada sin migrar podemos definir con mejor detalle la extensión de una anomalía de AVO que con la migración en tiempo antes de apilar. Por otro lado aligera los problemas potenciales de la interpretación del AVO, casi todas las secciones sísmicas contienen una cantidad significativa de energía difractada de horizontes fallados o terminaciones estratigráficas. Estas difracciones aparecen sobre las familias de PRC's como ruido que pueden interferir con las amplitudes de los objetivos de reflexión, obscureciendo la respuesta de amplitud. La migración preapilamiento de distancias fuente-receptor comunes puede ayudar a clarificar las respuestas de AVO (De Beukelaar et al, 1991).

Brown,1992 ha demostrado que algunas amplitudes que se preservan con los algoritmos preapilados pueden reducir el ruido en los análisis de AVO. El capítulo 6 y 14 del libro de James L. Allen y Carolyn P. Peddy, Amplitude Variation with Offset, Gulf Coast Case Studies,1993, contiene ejemplos ilustrativos de la importancia de la migración preapilada para un análisis de AVO.

Resnick et al 1987 nos muestran que el análisis con sísmica migrada en tiempo antes de apilar nos permite conservar mejor la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor.

A.III.8.-Procesamiento Final del Estudio: " Coculte- Lizamba - Chalpa "

Fue realizado por la Compañía Mexicana de Geofísica S.A. de C.V., utilizando el Software Geovecteur Plus.



Este fue realizado para ser utilizado en el Activo de Exploración Papaloapan, bajo la supervisión del CNPS-Villahermosa realizada por el Ing. Miguel Juárez Casas, en el Centro Dedicado CMG de Poza Rica, Veracruz del 22 de Octubre de 1999 al 27 de Mayo del 2000.

El procesado se realizó tratando de preservar las amplitudes y el contenido de frecuencias lo más posibles.

Se dividió este proceso de acuerdo a los objetivos en dos secuencias.

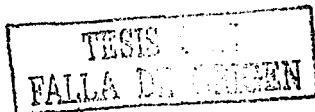
- a) Secuencia de proceso estándar con objetivos estratigráficos
- b) Secuencia de proceso con preservación de amplitudes, en datos preapilados, con objetivo de AVO.

A continuación reproduzco de manera textual la secuencia de proceso con preservación de amplitudes utilizada en este estudio.

Secuencia AVO.

1. Reformato SEG-D a formato CGG.
2. Control de la geometría y creación de la malla bin.
3. Edición automática de trazas.
4. Ordenamiento en bins por strips (strips 1 al 12) con traslape de 6 Inlines y ordenado por crosslines e Inlines
5. Recuperación de amplitud verdadera: corrección por divergencia esférica usando función regional de velocidad; compensación de amplitudes por offset y compensación de amplitudes consistentes con la superficie
6. Deconvolucion consistente con la superficie con longitud de operador 120 ms. Ruido blanco 1 % con ventanas de diseño y aplicación de T300-T4500.
7. Calculo y aplicación de estáticas por elevación con velocidad de reemplazamiento de 1500 m/s y referidas a 0 msnmm.
8. Calculo y aplicación de estáticas por refracción con velocidad de corrección 2150 m/s y offset 1700-2500 m.
9. Primer análisis de velocidad cada 500 m (20 cdps) sobre líneas receptoras.
10. Primer paso de estáticas residuales consistentes con la superficie con investigación de echados cada 6 Inlines y cada 6 crosslines sobre datos filtrados (5-9-18-27 Hz.).
11. Segundo análisis de velocidades en los mismas ubicaciones que el análisis previo
12. Segundo paso de estáticas residuales consistentes con la superficie con parámetros idénticos al primer paso.

Las Figuras A.III.12, A.III.13 y A.III.14 nos muestran una familia de PRC's, una sección apilada y un corte de tiempo obtenidos de la secuencia de proceso presentada anteriormente.



A.III.9.- Procesos Realizados con el paquete de Aplicación de AVO

Se atenuó el ruido restante utilizando la siguiente secuencia de procesamiento especial contenida en el paquete de AVO de Hampson-Russell:

Entrada: Familias de PRC's migrados en tiempo antes de apilar.

Se les aplica un filtro pasa-banda: 8-18-48-65 Hz., después de ejecutar varias pruebas.

Se realiza una corrección dinámica residual (NMO): A partir de un análisis de velocidad detallado para alinear los reflectores lo mejor posible.

Fase cero.- Se utilizaron los Pozos Cocuite-402 y Cocuite-403 para poner en fase cero los datos sísmicos. Utilizando los registros sísmicos y de densidad medidos, se calculó una traza de reflectividad la cual se convolucionó con una ondulada de Ricker de 32 Hz. que nos permitió obtener una traza sintética. Se realizó una correlación cruzada de dicha traza con la traza sísmica real en la ubicación del pozo y se derivó una rotación de fase. Ambos pozos mostraron los mismos resultados realizándose una rotación de -80° sobre los datos sísmicos para convertirlos a la polaridad SEG positiva.

Se Aplicó un Filtro inverso Radón con $Low_ \Delta T = 30$ y $High_ \Delta T = 50$, para atenuar los múltiples y ruido lineal coherente que conservaban los datos de entrada.

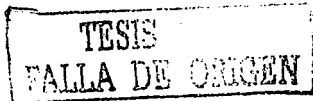
La figura A.III.15 presentamos una familia de PRC's obtenida a partir de los procesos realizados dentro de la aplicación especializada de AVO.

A.III.10 Criterios Generales para el Diseño de Flujos de Procesos para AVO

A continuación se proporcionan 10 reglas prácticas de diseño y aplicación de flujos de procesos para preparar los datos sísmicos para un análisis de AVO:

1.- Conocer las capacidades (ventajas y desventajas) del software que se va a emplear, lo cual incluye una descripción detallada de los diferentes módulos a emplear, sus alcances, restricciones, recursos necesarios (recurso de máquina), tiempos de ejecución y costos, etc. Tener presente que los flujos de procesos de diferentes paquetes pueden parecer distintos pero los principios básicos con los que son diseñados son los mismos (ejemplos: Geometría, Edición, recuperación de Amplitudes, Correcciones Estáticas y Dinámicas, etc.).

2. - Definir los objetivos principales del trabajo y armar sobre la base de esto el flujo de proceso que mejor los satisfagan y describir de manera detallada cada proceso, para detectar ambigüedades o etapas importantes que pudieran pasarse por alto.



3.-Analizar los datos sísmicos con los que se va a trabajar, debido a que no siempre se requiere de aplicar los mismos procesos (ejemplos: editores de ruido, tipos de deconvolución, número de análisis de velocidad, etc.). Con esto mejoramos el flujo de proceso.

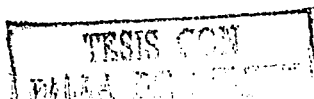
4.-Se debe tener cuidado de que los datos estén ordenados adecuadamente, tal y como se adquirieron, que la geometría 2-D o 3-D sea la correcta (que no existan posicionamientos erróneos, confusión con las trazas, etc.). Esto que debiera ser muy sencillo algunas veces se complica, debido a factores de apreciación realizados durante la adquisición y la elaboración del reporte del observador. Lo recomendable es efectuar los controles de calidad necesarios (LMO, tiras de apilamiento, brute stacks, etc.) para asegurar el correcto posicionamiento de los datos.

5.-Después de la geometría, es recomendable aplicar una edición o limpieza de trazas, con el propósito de remover las trazas mal grabadas o sin grabar (trazas muertas), esto se puede efectuar manualmente (lo que resulta muy laborioso, por los volúmenes de información que se manejan) o bien mediante diferentes paquetes de edición automática que se tiene en la industria, los cuales aplican procesos estadísticos para la atenuación o eliminación de ruido. Se debe tener cuidado de no afectar con una excesiva edición a la señal de interés.

6.- Después de la edición de datos, es común, proceder a la recuperación de amplitudes relativas, para lo cual en forma determinística se compensa la pérdida de amplitud por divergencia esférica mediante una función de velocidades que puede ser estimada a partir de los mismos datos, de datos previos, de información de velocidades de pozos, etc. Sin embargo cuando los datos van a ser procesados para realizar un análisis de AVO, lo más recomendable para la recuperación de amplitudes relativas como se vio anteriormente en la sección A.III.4, es mediante métodos consistentes con la superficie (métodos estadísticos). En esta etapa se puede compensar la pérdida de amplitudes causada por la absorción (Q), la cual se aplica en función de la litología. Sin embargo para procesos destinados a realizar análisis de AVO, su aplicación debe realizarse con mucho cuidado. Debido a la posibilidad de generar o destruir anomalías de amplitud que no corresponden a la respuesta del subsuelo, por esto de no estar seguro de su aplicación correcta lo mejor será no utilizarla en este tipo de estudios.

7. -Después de la recuperación de amplitudes es recomendable aplicar las correcciones geométricas, también de manera estadística vistas en la sección A.III.3, dejando la aplicación de sus correcciones residuales (estáticas y dinámicas) de manera interactiva para etapas posteriores hasta lograr un mejor alineamiento de sus reflectores.

8.- Después de aplicar las correcciones geométrica anteriores, se sugiere la evaluación de la aplicación de la corrección por buzamiento que como vimos en



la sección A.III.5 es opcional en trabajos de AVO, la aplicación se da en base a la intensidad del echado de la zona de trabajo y a su complejidad geológica.

9.-De aquí en adelante todos los procesos que se apliquen son con la finalidad de mejorar su imagen. En la sección A.III.6 vimos una serie de procesos de filtrado que se aplican con la finalidad de mejorar la apariencia final de las familias de PRC's., el criterio de aplicación sigue siendo el expresado en un principio: Se deben de aplicar el número mínimo de procesos posibles, cuidando que la variación de la amplitud con respecto a las distancias fuente-receptor sea producida por efectos del subsuelo y no debida a los procesos aplicados.

10.-Entender, el significado geofísico de los resultados de cada módulo para evitar malas interpretaciones así como también aplicar un estricto control de calidad en cada etapa del proceso que nos permita identificar errores oportunamente y evite llevarlos a otras etapas del proceso.

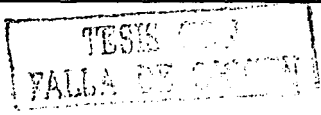
A.III.10.1.- Secuencia de procesos en Promax para realizar Análisis de AVO

- 1.-Geometría (Control de Calidad).
- 2.-Edición automática y/o manual de trazas ruidosas(Trace statics & spike noise burst) (Control de Calidad).
- 3.- Análisis preliminar de velocidades
- 4.-Recuperación de amplitud en tiempo y distancia (OAR) (Control de Calidad).
- 5.-Estáticas de refracción (para el caso terrestre)
- 6.-Recuperación de Amplitudes Consistentes con la Superficie (Control de Calidad).
- 7.-Deconvolución Consistente con la Superficie (Ensamble Deconvolution).
(Análisis en los 4 dominios y aplicación en el dominio del Tiro).
- 8.-Análisis de velocidad.
- 9.-Estáticas Residuales (para el caso terrestre)
- 10.-Atenuación de múltiples y ruido lineal coherente (filtro Radón)
- 11.-Secuencia de Migración en tiempo antes de apilar (Kirchhoff).
- 12.-Afinar campo de velocidades.
- 13.-Filtros (fx_decon, filtros pasa banda o variable en tiempo, etc.)
- 14.-Conversión de trazas en el dominio de las distancias fuente-receptor al dominio de trazas angulares (Control de Calidad).
- 15.-Obtención de los Atributos de AVO (P, G, y PxG).
- 16.-Apilado de Atributos, gráficos cruzados, familias de PRC's, secciones diferencia, etc.
- 17.-Amarre con trazas sintéticas obtenidas de los registros de pozo productores y secos.



A.III.10.2.- Secuencia de Procesos diseñadas para estudios de AVO.
 En la tabla A.III.5.1 presentamos algunas de las secuencias de procesamiento reportadas en la literatura y publicadas por Castagna y Backus, 1993.

AUTOR	SECUENCIA DE PROCESOS PARA AVO
Ostrander, 1984:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrección de Divergencia Esférica. 2. Corrección de Ganancia Exponencial. 3. Deconvolución impulsiva de fase mínima. 4. Análisis de velocidad. 5. Corrección NMO. 6. Ecuilización de trazas. 7. Suma horizontal de trazas.
Chiburis, 1984:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Supresión suave de múltiples en F-K. 2. Divergencia Esférica y corrección de NMO. 3. Ecuilización Completa de trazas. 4. Alineamiento sobre un eventos consistente de referencia. 5. Suma horizontal de trazas. 6. Picos de amplitudes picados interactivamente. 7. Suavizamiento de curva ajustada por mínimos cuadrados. 8. Quitar picos fuera de lugar. 9. Reajuste de curvas. 10. Resultados recortados y suavizados.
Long and Richgels, 1985:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Correcciones de Divergencia Esférica, Atenuación y corrección de ángulo emergente determinado por análisis de regresión. 2. Variaciones en la potencia de la fuente, sensibilidad de receptores, todas las amplitudes de distancia fuente-receptor, modelado consistente y resuelto. 3. Desviaciones de rechazo como ruido. 4. Corrección inversa de amplitud. 5. Corrección espectral del arreglo de atenuación de superficie. 6. Aproximación de NMO aplicada usando muestreos de velocidad muy finos y contornos de velocidad consistentes geológicamente. 7. Deconvolución consistente con la superficie para datos terrestres. 8. Estáticas residuales de PRC cuidadosamente monitoreadas por corrimientos incorrectos debido a los efectos de AVO. 9. Borrado mínimo. 10. Filtrado espacial de distancia fuente-receptor común. 11. Ajuste lineal y no lineal para coeficientes de AVO.



Yu, 1985:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicación de ganancia exponencial, supresión de ruido coherente y remover ganancia. 2. Compensación de distancia fuente-receptor. 3. Deconvolución. 4. Corrección NMO. 5. Corrección consistente con la superficie. 6. Suma de trazas parciales. 7. Filtro Pasa banda. 8. Sección dependiente de la Ecuación.
Todd, 1986:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Promedio espacial. 2. Deconvolución. 3. Corrección de divergencia geométrica. 4. Análisis de velocidad global y corrección de NMO. 5. Apilado parcial. 6. Corrección para la variación del promedio de amplitud en tiempo y offset.
Martínez, 1992:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrección de divergencia esférica dependiente de la distancia. 2. Atenuación de múltiples. 3. Compensación por Q. 4. Deconvolución de ondícula. 5. Corrección dinámica. 6. Balanceo de amplitudes en el plano de distancia fuente receptor común. 7. Migración preapilamiento. 8. Compensación por transmisión en las capas suprayacentes. 9. Atenuación de ruido en F-X.
Mazzotti, 1995: (convencional)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrección del decaimiento de las amplitudes. 2. Deconvolución impulsiva. 3. Análisis de AVO.
Mazzotti, 1995: (consistente con la superficie)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrección de divergencia esférica de distancia cero. 2. Corrección de amplitudes consistente con la superficie. 3. Deconvolución consistente con la superficie. 4. Análisis de AVO.
(Modificado de Mazzotti, 1995)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrección de divergencia esférica dependiente de la distancia. 2. Corrección de amplitudes consistente con la superficie. 3. Filtrado inverso del arreglo de recepción. 4. Deconvolución consistente con la superficie. 5. Atenuación de ruido f-x en cada plano de distancia fuente receptor común. 6. Migración preapilada.



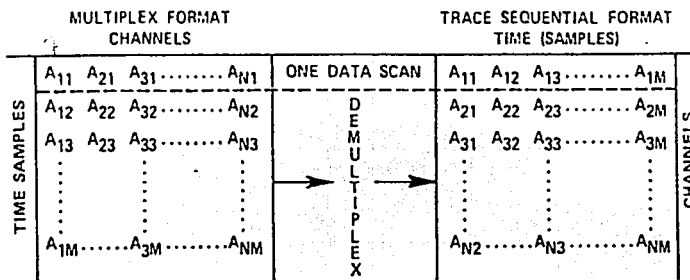
Hans A. Meinardus et. al 1998	1.- Atenuación de Ruido 2.- Aplicación de Estáticas de Refracción. 3.- Procesos Consistentes con Superficie: Estáticas Residuales, Compensación de Amplitud y deconvolución Impulsiva.
----------------------------------	--

Tabla A.III.5.1

TESIS CON
FALLA DE COPYRIGHT



Formatos de Grabación y Primeras Etapas de Procesamiento de Datos



ORDER ON TAPE:

MULTIPLEX FORMAT = [A₁₁, A₂₁, A₃₁.....A_{N1}, A₁₂, A₂₂.....A_{N2}, A₁₃.....ETC.]

DEMULPLEX FORMAT = [A₁₁, A₁₂, A₁₃.....A_{1M}, A₂₁, A₂₂.....A_{2M}, A₃₁.....ETC.]

Fig.- A.III.2a.- El primer arreglo matricial representa el el numero de canales para un sistema de N canales
El segundo arreglo representa el número de muestras por canal para un número M de muestras

TESIS
FALLA EN ENTRENAMIENTO

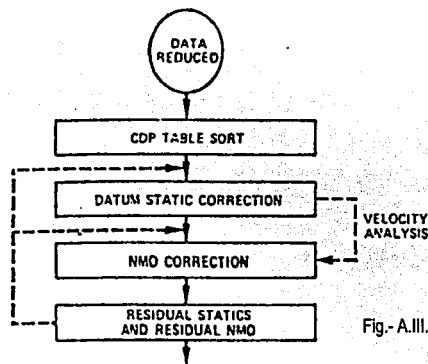


Fig.- A.III.2b.-Correcciones Geométricas



TESIS COTI
FALLA DE CHIMBOTE

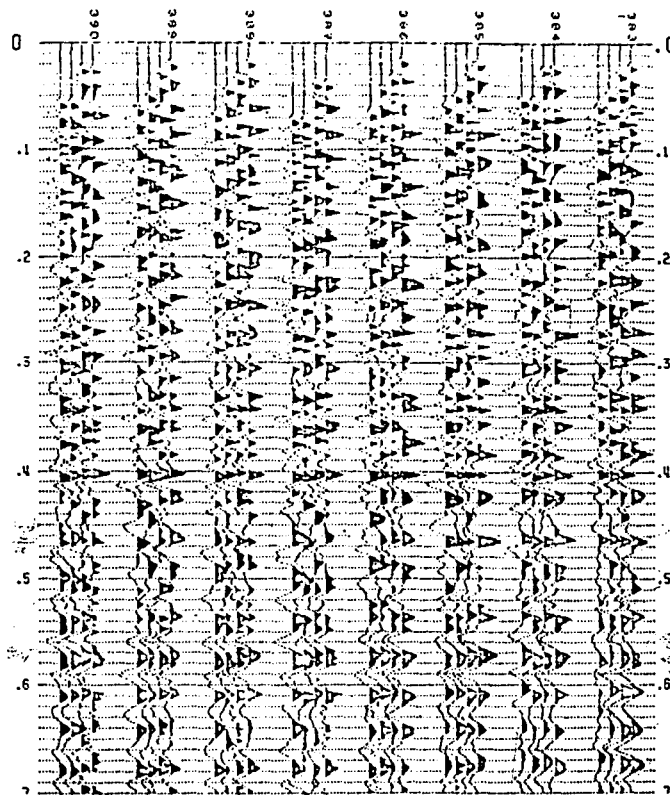


Fig.- A.III.3.- Familias de PRC's con un apilamiento de 4

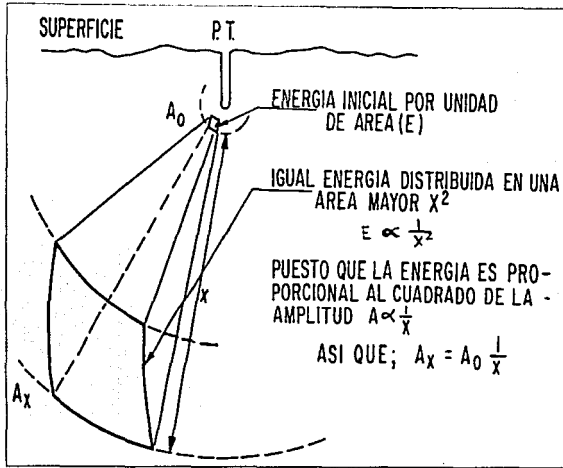


Fig.- A.III.4a.-Geometría de la corrección por Divergencia Esférica

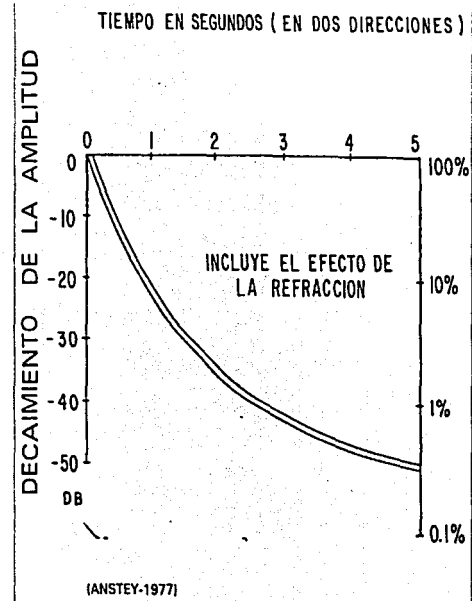
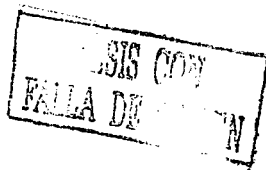


Fig.- A.III.4b.-Decaimiento de la Amplitud con respecto a su propagación





Corrección Estática

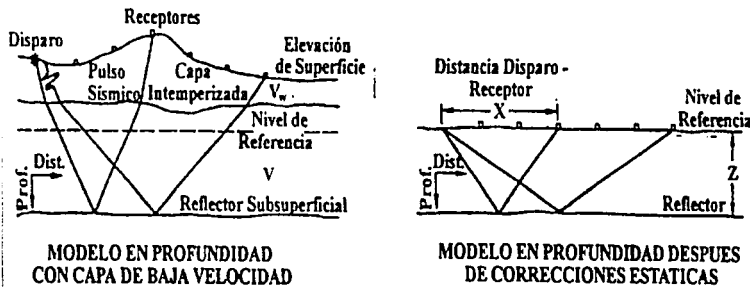


Fig.- A.III.5a.-Geometría de la Corrección Estática

Corrección Dinámica

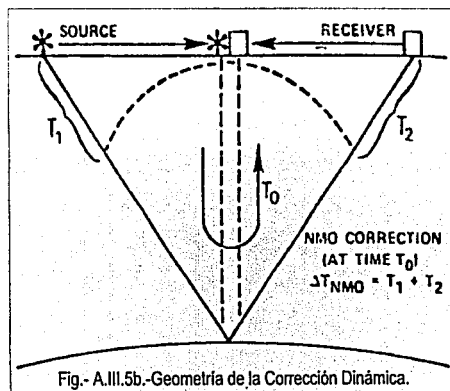


Fig.- A.III.5b.-Geometría de la Corrección Dinámica.

REPOSICIONADO
PARA
SER
REVISADO



Corrección Estática

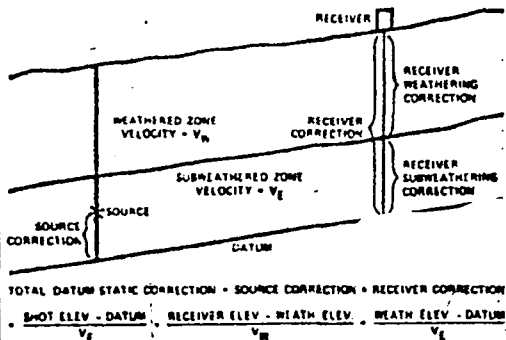


Fig.- A.III.6a.- Nivel de Referencia Típico en la Corrección Estática y la forma de calcularla.

Corrección Dinámica

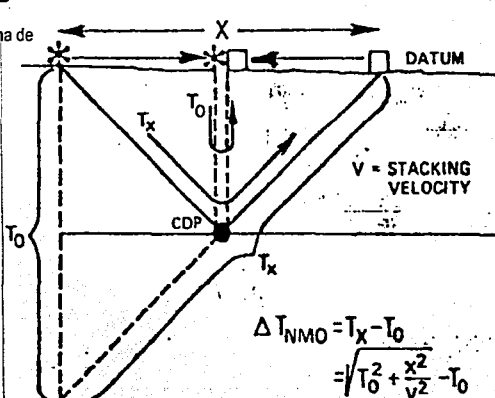
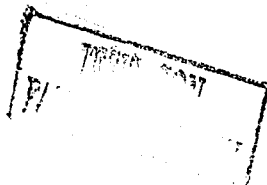


Fig.- A.III.6b.- Corrección Dinámica Típica y su forma de calcularla Pag.240





TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

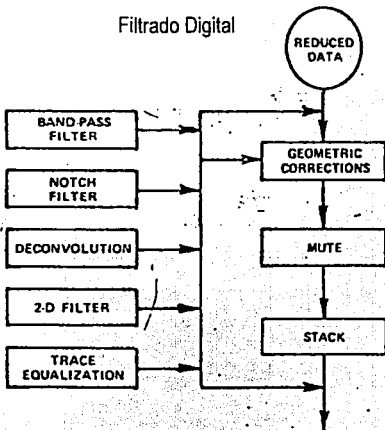


Fig.A.III.8a.- Procesos de mejoramiento de la imagen de las trazas

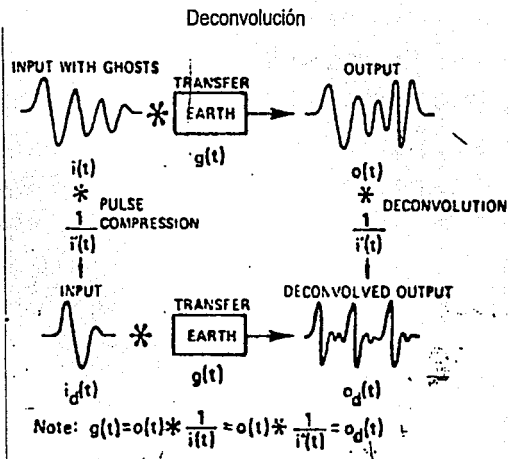


Fig.A.III.8b.- Procesos de mejoramiento de la imagen de las trazas

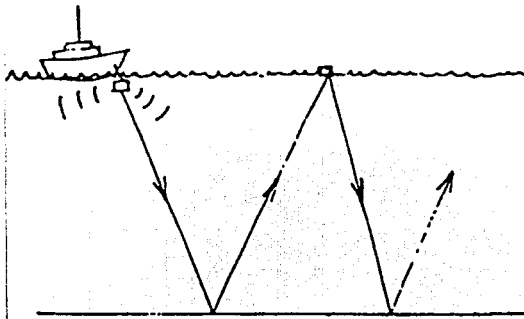


Fig.A.III.9a Fenómeno de Reverberación.

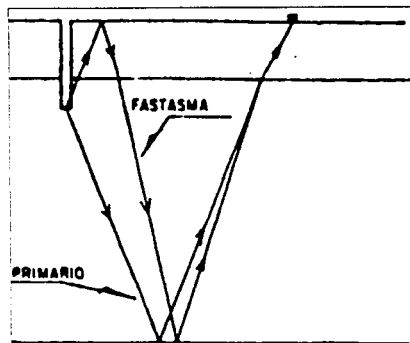


Fig.A.III.9b.- Parte de la energía viaja hacia arriba del pozo y la otra parte se trasmite o refleja en la cima de la capa de intertemperismo.

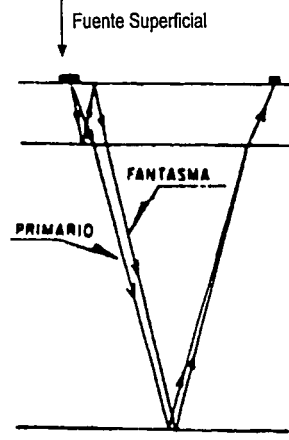


Fig.A.III.9c.- Fantasmas producidos por una fuente superficial de energía

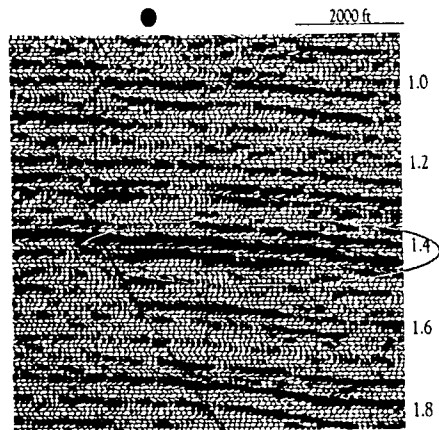


Fig.A.III.11a.- Migración DMO, sobre una anomalía de amplitud que se extiende echado abajo de un pozo productor.

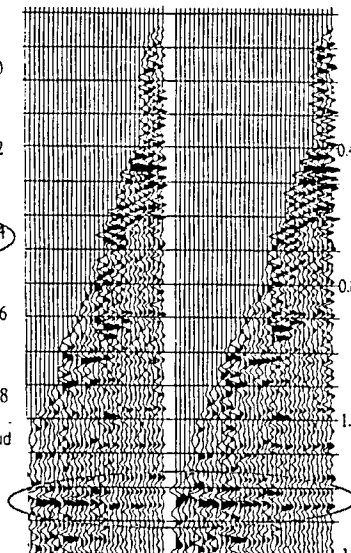


Fig.A.III.11b.- Familia PRC's sin migrar que muestra la misma anomalía de amplitud que la observada en la figura anterior.

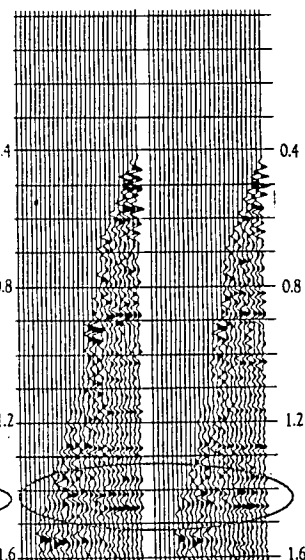
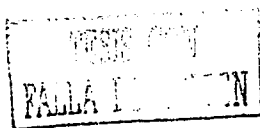


Fig.A.III.11c.- Familia de PRC's migrada en tiempo antes de apilar, donde se puede observar que la anomalía observada en los casos anteriores desaparece. De los resultados de un pozo sabemos que el contacto gas-agua se encuentra echado arriba de esta posición. Por tanto con esta sección se pudo haber anticipado los resultados del Pozo.



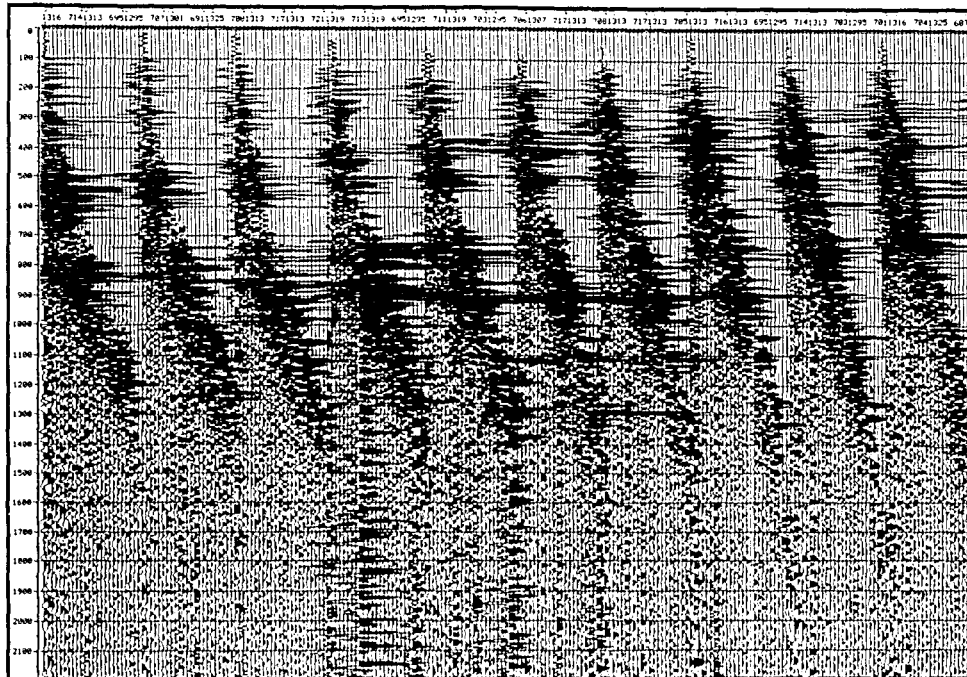


Fig.A.III.12.- Familia de PRC's del cubo Cocuite-Lazamba-Chalpa de entrada a la aplicación de AVO.

REPROCESAMIENTO FINAL
DE LAS FAMILIAS PRC'S
CUBO COCUIE-LIZAMBA-CHALPA

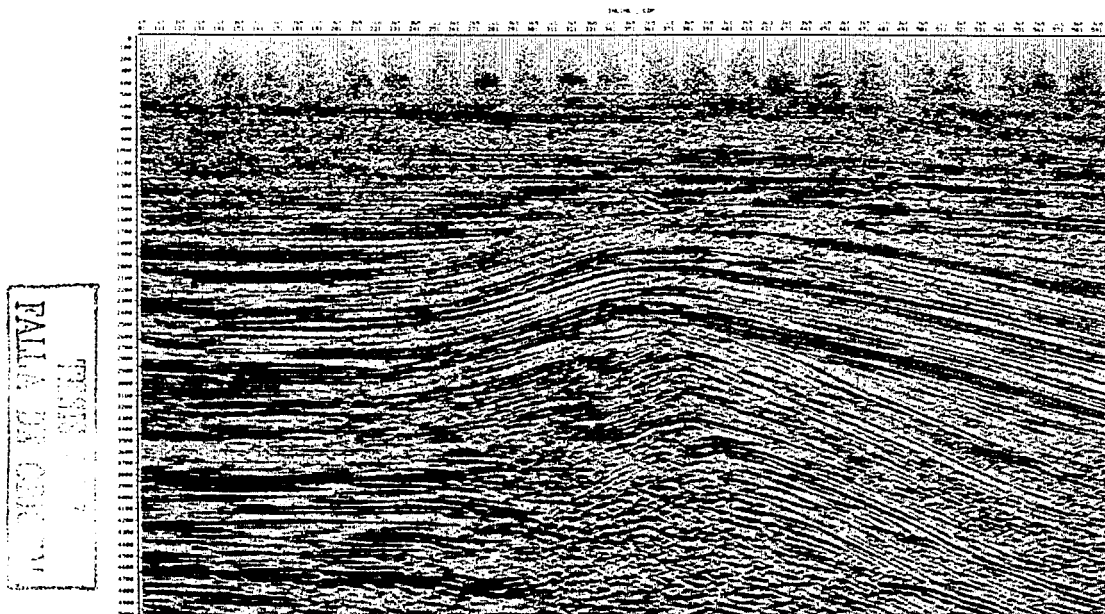


Fig. A.III.13.-Inline No. 365 del cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa, migrada y apilada

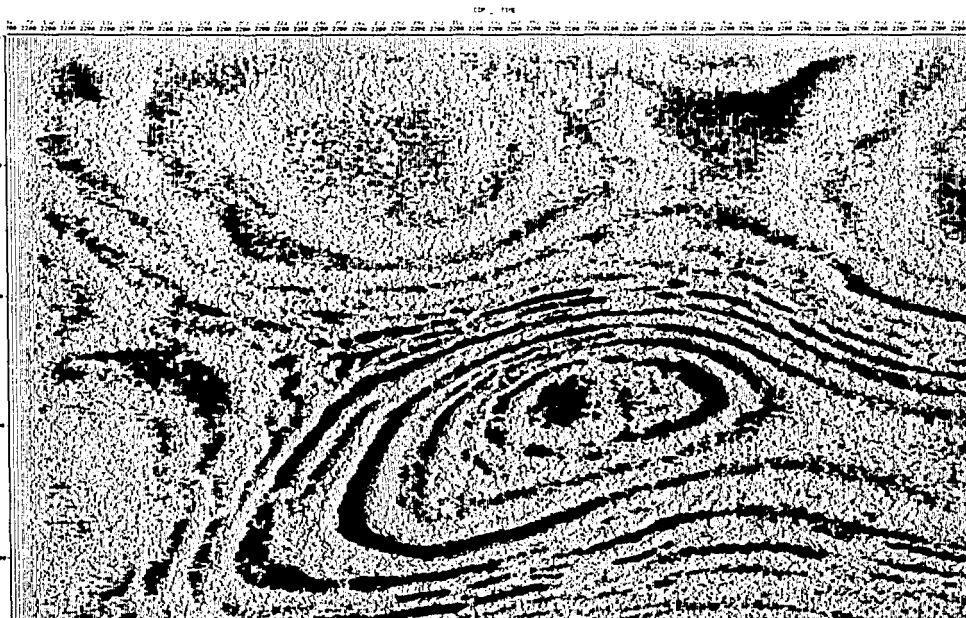


Fig.A.III.14.-Corte de Tiempo a 2200 ms del cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa migrado y apilado.



Reprocesamiento Final dentro del Paquete Especializado de AVO de Familias PRC's
Cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa



DEPE

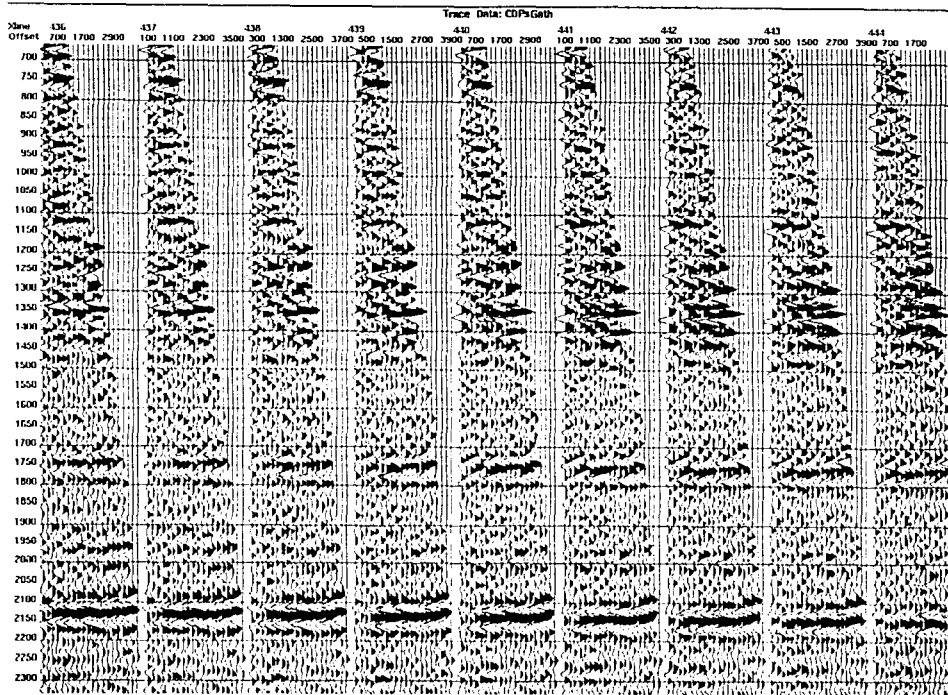
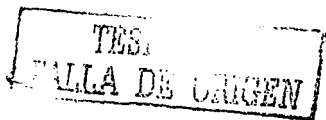


Fig. A.III.15.-Familia de PRC's del cubo Cocuite-Lizamba-Chalpa con las que se realizó el análisis de AVO.

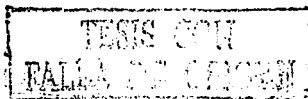
9. - BIBLIOGRAFÍA.

Geología:

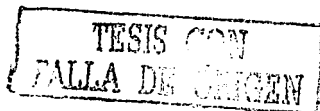
- Mossman, R.W. and Viniestra O.F. 1976. complex fault structures in Veracruz province of Mexico, American Association of Petroleum Bulletin, V.60, p. 379-388.
- Cruz-Helu, P., Verdugo V. And Barcenas P.R.1977. Origin and distribution of tertiary conglomerates, Veracruz Basin, Mexico. American Association of petroleum Bulletin, V.61, p. 207-226
- Salvador, A., 1991. Origin and development of Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, geological society of America, The geology of North America, V.J. p.389-444
- Pemex-Exploración-Producción(PEP) Amoco and Instituto Mexicano del Petroleo (IMP), 1995 Estudio tectónico del cinturón plegado y cabalgado de zoológica y de la cuenca terciaria de Veracruz. PEP Reporte interno.
- PEMEX Exploración- Producción(PEP)- Chevron overseas Petroleum 1993, inc. Proyecto de Veracruz. PEP internal report
- PEP, 1996: Excursión geológica al cinturón plegado y cabalgado de zoológica. PEP reporte interno.
- Coney, P.J.1972, Non-Collision tectogenesis in Western North America V-2, p 713-725. Academic Press, London And New York.
- Coney, P.J, 1978, Mesozoic-Cenozoic Cordilleran Plate Tectonics: Grad. Soc. América Memoir 152, p 33-50.
- Winker, C.D. t R.T., Buffler, 1988, Paleogeographic evolution of early Deep-Water Gulf Of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous, AAPG Bulletin, V.72, p.318-349
- Tabla de tiempo Geológico de Palmer 1983
- SEPM (1995)-9 USGS 99-2000
- Armstrong, R.L., 1974, Magnetism, Orogenic Timing and Orogenic Diachronism in the Cordillera from Mexico to Canada: Nature, V.247 P348-351
- Dickinson, W.R., et al, 1988, Paleogeographic and paleotectonic setting of Larumide Sedimentary basin in the central rocky mountain region: Geol. Soc. America Bulletin, V.100, p 1120-1130.
- Suter, M., 1984, Cordilleran Deformation along the eastern edge of the Valles-San Luis Potosi carbonate platform, Sierra Madre oriental fold thrust belt, east Central Mexico: Geol. Soc. America Bull. U.95, p.1387-1397.



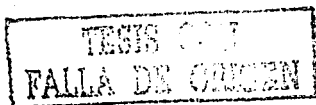
- Tankard, A.J., 1986 on the Depositional response to thrusting and lithosphere flexure: examples from the Appalachian and rocky mountain basis: Spe. Publs. Int Ass Sediment V.8, p. 369-392
- Ríos Macbeth, F. 1952, Estudio Geológico de la región de los Tuxtla, Ver. Tesis profesional, Escuela Nacional de Ingenieros, UNAM.
- Sánchez-Montes de Oca, R. 1979 Geología Petrolera de la Sierra de Chiapas: Boletín de AMGP, V.31, p.67-97.
- Quezada-Muñeton, J.M. 1978, El Cretacio medio-Superior y el limite Cretacio superior-Terciario inferior en la sierra de Chiapas: Boletín de AMGP V.39, p.3-98.
- Meneses Rocha, J.J.19991, Tectonic development of the Ixtapan graben Chiapas, Mexico: : Ph D dissertation, university of texas, at activity 308p.
- Jacobo. A.j., 1996 Studio Geologico y petrologico del Massicio Volcanico y los tuxtlas. Doctorato i Ricerca, Università degli study i Pisa.
- PEMEX Exploracion-Produccion, (PEP)- Grant Geophysical México, 1999 estudio Cocuite-Lizamba-Chalpa 3D. Reporte Interino
- Brown W., G., 1988 "Deformational Style of Laramide Uplifts on Wyoming Foreland" Geol. Soc. AM. Memoir 171, pp.1-25.
- Kulik, D., M., and Schmidt, C.,J., 1998 "Region of Overlap and styles of Cordilleran thrust belt and rocky Mountain foreland" Geol. Soc. An. Memoir 17 p.p.75-98
- Garcia M.G., 1994 "Structural Evolution of SE México(Chiapas, Tabasco, Campeche) offshore and onshore Rice" university Houston Texas, Doctor Thesis, pp.16
- Jacobo A., J., 1986 " EL Basimento del Distrito de Poza Rica Y implicaciones en la generación de Hidrocarburos"rev. Imp. Vol XVIII, No. 1 pp. 5-24
- Bertage, A.,J., Seismic stratigraphic of Veracruz, tongue. Deep Southwestern Gulf of Mexico. America Association of Petroleum Geologist Bolletin V. 68, p. 1894-1907
- Moore, G.W. & Castillo, L., 1974 Tectonic evolution of the Southern Gulf of Mexico, Geological Society of America Bulletin, V 85, 607-618
- Poblet, J., Mc Clay, K., Storti, F., & Muñoz, J.A., 1991. Gometries of syntectonic sediments associated with single-layer de Tachmont folds. Journal.
- Aydin, A. and Nur., 1982 Evolution of pull-apart basis and their independence tectonics vol 1: 91-105.



- Haq, B. V., J. Hardenbol and P.R. Vail, 1987 Chronology of fluctual sea levels since the triassic, Science, vol. 235, pp. 1156-1167.
- Carney John L. and Robert W. Pierce 1995. Graphic Correlation and Composite. Standard bare as tools for the Exploration.
- Biostratigrapher Special Publication no. 53 Society for Sedimentary Geology. p.p 23-43
- Shaffer Bernard L. 1990. The nature and significance of condensed section in Gulf coast late. Neogene sequence stratigraphy.
- Transactions-Gulf association of Geological Society vol XL pa. 767-769.
- Jacobo, A. J., M. VH Garduño, F. Innocenti, Manetti, G. Pasquare and S. tonarini, 1992, Datos sobre el volcanismo neogenico-reciente del complejo volcánico de los Tuxtlas, Ed. De Veracruz, México.
- Evoluciojn petrológica y geovulcanologica: XI Convención Geológica Nacional, Veracruz, libro de resúmenes, p. 97-98.
- Reed, J.M., 1994, Probable Cretaceous-to-Recent rifting in the Gulf of México Basis, part 1; Jour, of pet.Geol. V. 17 p. 429, And part 2: jour of pet, Geol. V.17,p. 49-74.
- Ortega-Gutierrez, F. R. L. Sedlock, and R.C. Speed, 1994, Phanerozoic Tectonic Evolution of Mexico; DNAG Continent-Ocean transect volume, Boulder.Co., GSA, p. 265-306.
- Bishop, W.F. 1980, Petroleum Geology of Northern Central America, Jour of petroleum. Geo. V.3, p. 3-59.
- Anderson T. y Schmidt, V. 1983, the evolution of middle America and the Gulf of Mexico-Caribbean sea region during Mesozoic time, GSA. Bulletin, vol. 94, p. 941-966.
- Cabrera-Castro R. Y Lugo-Rivera J., 1988, Estratigrafía-Sedimentología de las cuevas terciarias, boletín AMGP. Vol. XXXVI, no. 2, p. 3-55.
- Camargo Zanoguera A. Y Quezada Muneton J.M. 1991, Análisis Geológico Economico de las areas del golfo de México con posibilidades petroleras, boletín AMGP, Vol. XLI, no.2, p. 1-32.
- Carfatan J., 1981, Evolucion estructural del Sureste de México. Paleogeografía e historia de las zonas internas mesozoicas, revista del Instituto de Geología, UNAM, Vol. 5, no. 2 p. 207-216.
- Galloway W. E., Bebout D.G., Fisher W.L., Dunlasp Jr. J.B., Cabrera Castro R., Lugo Rivera J. y Scott T.M., 1991, Cenozoic in the Geology of North America Vol. J., The Gulf of MexicoBasis, Edited by Salvador, Gsa, P. 245-324.



- Angeles Aquino F., Reyes Núñez J. Quezada Muneton J.M. y Meneses Rocha J., 1994 tectonic evolution, Structures Styles, and Oil habitat in Campeche Sound, México, Trans. Of Gulf Coast. Assoc. Of Geological Societies, Vol. XLIV, p. 53-62.
- Molina Garza R., Van Der Voo R. Y Urrutia Fucugauhci J., 1992, Paleomagnetism of the Chiapas Massif, Southern México: Evidence for rotation of the Maya Block and implications for the opening of the Gulf off México, Gsa. Bulletin, Vol. 104, p. 1156-1168.
- Pilger Jr. R.H.1981, the opening of the Gulf Of Mexico. Implications for the tectonic evolution of the Northern Gulf. Coast, Transaction Gulf Coast Association of Geological Societies, Vol. XXXI, p. 377-381
- Santiago Acevedo J., 1980 Giant fields Of Southern Zone Mexico, In Giant Oil and Gas field of the Decade: 1968-1978, AAPG Memoir 30, p. 339-385.
- Ewing, T.E., 1991. Structural framework in, Salvador, A. ed., The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, the Geology of North America, V.J.
- Ford M., Williams, E.A., Artoni, A., Verges, J, & Hardy, S. 1991. Progressive Evolution Of a fault-related fold pair from growth strata geometries, Sant Illorenç de Morunys SE Pyrenees. Journal of Structural Geology, V.19. 3-4. p.p. 369-384.
- Mc Farlan, E. & y Menes, L.S., 1991. Lower Cretaceous. In: Salvador, A. ed. The Gulf of Mexico Basin: Boulder Colorado, geological Society of America, the Geology of North America., V.J.
- Sawyer, D.S. Buffler, R.T., and Pilger, R.H., 1991. the crust under the Gulf of Mexico Basin. In. Salvador. A. Ed. The Gulf of México Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America. The Geology of North America, V.J.



BIBLIOGRAFIA DE AVO:

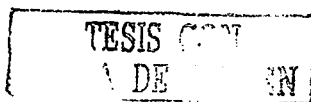
- Aki, K., and Richards, P. G., 1980, Quantitative seismology-Theory and methods, 1: W.H.Freeman and Co., San Francisco.
- Castagna, J.P. and Smith, S. W., 1994, Comparison of AVO indicators: A modeling 2001, PEMEX report for activo Veracruz.
- Koefoed, O., 1995, On the effect of Poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves: Geophys. Prosp., 3, 381-387.
- Krief, M. Et al, 1990, a Petrophysical Interpretation using the Velocities of P and S waves (Full Waveform Sonic): The Long Analyst 31, 355-369.
- Lovibond, R. and Rauch, M. 1995, AVO as an exploration tool in the Penola trough, Otway Basin: Exploration geophysics 26, 448-455.
- Ostrander, W. J., 1984, Plane-wave Reflection Coefficients for Gas Sands at nonnormal Angles of Incidence: Geophysics 49, 1637-1648.
- Rutherford, S. R., and Williams, R.H., 1989, Amplitude- versus-offset in gas sands: Geophysics, 54, 680-688.
- Sheriff, R. E., 1991, Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, 226.
- Shuey, R.T., 1985, A Simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics 50, 609-614.
- Zoeppritz, K., 1919, Erdbebenwellen VIIB, ON the reflection and propagation of seismic waves: Gottinger Nachrichten, I, 66-84.
- Jhon P. castagna, March 1993. Petrophysical imaging using AVO. The leading Edge. Pp. 172-178.
- Jhon P. Castagna & Herbert W. Swan april 1997. Principles of Avo Croosplotting. The Leading Edge. Pp.337-342
- Biot/Gassmann General Mixture Laws, Fluid Substitution. Seismic Rock Properties, Seismic Modeling. Pp. 000205-3-1 to 000205-3-41.
- PGS Tensor, 1997 AVO Definition and Processing Objetives.
- Brian Russell and Dan Hampson, Hampson-Russell Sotware Ltd. Calgary Alberta, Jim Schuelke and John Quirein, Mobil E&P Technical center, Dallas Texas Multiattribute Seismic Analysis. October 1997 The Leading Edge pp.1439-1142.



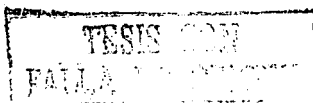
- Maria A. Pérez, Vladimir Grechka and Reinaldo J. Michelena. Geophysics vol. 64 no. 4 July-August 1999. Fracture detection in a carbonate reservoir using a variety of seismic methods. Pp1266-1276.
- Maria A Pérez, Richard L. Gibson and Nafi toksoz. Geophysics vol 64, no. 4 july-august 1999. Detection of fracture orientation using azimuthal variation of p-wave AVO responses. Pp. 1253-1265.
- Geen Shang Pan, Chi Y. Young and John P. Castagna. Geophysics vol. 59 September 1994. An Integrated target-oriented prestack elastic waveform inversion: Sensitivity, Calibration, and Application. P. 1392-1404.
- R.T. Shuey.. Geophysics vol. 4, April 1985. A simplification of the Zoepprtiz equations. Pp. 609-614
- Daniel P. Hampson, James S. Schuelke, and John A. Quiren. Geophysics vol. 66 January-February 2001. Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. Pp220-236.
- Daniel P. Hampson, and Todor Todorov. Hampson-Rusell Software Service Ltd. AVO lithology Prediction using Multiple Seismic Attributes.
- John P. Castagna. AVO Analysis-Tutorial and Reviw. Pp 3-36.
- John P. Castagna, M.L. Batzle, T.K. Kan. Rocks Physics- The Link between Rock Properties and AVO response. Pp. 135 to 170.
- Luis Ramirez C., Gabriel Vazquez, Manuel Espinoza y Antonio De la Torre. IMP. Análisis de AVO y atenuación Espectral para definir Zonas de Potencial de Hidrocarburos.
- Carolyn p. Pedí and Mirnal K. Sengupta. Houston Advanced Research Center. AVO Analysis of High-Impedance sandstone reservoirs.
- Christopher P. Ross. Hampson-Russell Software Services Serices, Houston Texas. The Leading edge July 1998. Quantitative Stratigraphic Image Improvements through Incremental processing Advances. Pp. 878-883.
- He Chen, John p. Castagna, Raymon I. Brown, And Antonio C.B. Ramos. Three- Parameter AVO Crossplotting in Anisotropiv media.

TESIS CON
FALLA DE CUBIERTA

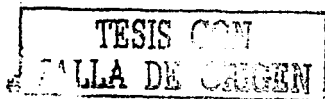
- Bill Goodway, Taiwen Chen; PanCanadian Petroleum, Jon Downton; Integra Geoservices Inc. Improved AVO fluid detection and Lithology discrimination using Lamé Petrophysical parameters; from P and S Inversion.
- Yu Xu, G.H.F. Garner and J.A. Mc. Donald. Geophysics vol. 58 no. 9 September 1993. Some effects of Velocity Variation on AVO and its interpretation. Pp 1297-1300.
- Fred J. Hilterman. 2001 Distinguished Instructor Series, No. 4 Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientist & Engineers. Seismic Amplitude Interpretation.
- James L. Allen and Carolyn P. Peady. Geophysical Development Series, Volume 4 Amplitude Variation with Offset: Gulf Coast Case Studies.
- Hampson-Russell Software Services Ltd. Calgary Alberta, Canada. Practical AVO.
- Charles P. Ursenbach and Robert R. Stewart. Extending AVO inversion Techniques. CRESWES research report.- Volume 13, 2001. pp. 431-443.
- Hongbo Zhang and R. James Brown. A Review of AVO Analysis. CREWES Research Report- Volume 13, 2001 pp. 357-380.
- Jonathan E. Downton and Laurence R. Lines. Constrained three-parameter AVO inversion and Uncertainty analysis CREWES research report- volume 13 (2001).
- Luis Ramirez C. Gabriel Vazquez Et al. Análisis de Avo Y Atenuación Espectral para definir zonas con potencial d Hidrocarburos. AMGE 1998.
- M. Tygel, L.T. Santos, J. Schleiker. Kirchhoff imaging as a tool for AVO / AVA Analysis. SEG 1999 Expanded Abstracts.
- PGS tensor. AVO Definition and Processing Objectives. 1997 PGS Tennor, Inc. pp.1-4.
- Brian Russell and Dan Hapson. Multiattribute Seismic analysis the leading Edge, October 1997. p. 1439-1443.
- Maria A. Perez, Richard L. Gibson and M. Nafi Tok soz, Detection of Fracture orientation using azimuthal variation of P-wave AVO responses. Geophysics vol. 64, No. 4 (July August 1999) pp. 1260-1265, 15 figs., 2 tables.
- Gee Shang Pan, Chi Y. Young, and J.P. Castagna. A integrated target-oriented Prestack elastic waveform inversion: sensitivity



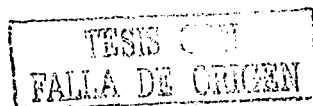
- calibration, and application. *Geophysics*, vol.59, no.9(September 1994); pp. 1392-1404, 15figs., 1 table.
- Dick Paschal. Arcos- Lajitas Avo Feasibility Assessment. December 2001 weinnman Geoscience, pp 1-5.
 - Back et al, True-amplitude imaging and dip moveout, *geophysics* 1993, vol. 58, no. 1
 - Russell, B. Hampson, D., and Chun, J., 1990, Noise elimination and the radon transform: the leading edge v.9, no. 10.
 - Kelamis, P.G. Chiburis., E.F., and shabryar, S. 1990. radon multiple elimination A practical methodology for lowd data: 60th ann. International. Mtq., Soc. Expl. Geophys., expanded Abstracts, 1611-16131.
 - Rutherford, S. R. y Williams, R.H.(1989). Amplitude-Versus-Offset Variation s iN Gas Sand. *Geophysics* Vol 54, no. 6.
 - Stoffa, P. L. Et. al (1993). A Combinated Genetic and Linear Inversión Algorithm for seismic Waveform Inversión. Seg. Annual Meeting Expanded Abstracts. Historical Series Disc 3, 1992-1994.
 - Van Sickle and Valusek, 1990 AVO Analysis of 3-d seismic data identifies untested reservoirs in oil gas field: *Geophysics: The Leading edge*, v.9. no.7 p.18-20,
 - Bjorn ursine, 1990 Offset-dependent geometrical spreading in layered medium, *Geophysics*, 1990. vol.55, no. 4.
 - Gelfand et al , 1986 Seg expanded Abstracts, p.335
 - Bortfeld. R. 1961. Approximation to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves: *Gcophys, Prosp.*, 9 , 485-502.
 - Gardner. G.H.F. Gardner.L.W., And Gregory, A. R. 1974. Formation velocity and Density- The diagnostic basis for stratigraphics traps: *Geophysics*, 39, 770-780.
 - Gassaway, G.S., and Richgels. H.J, 1983, sample: Seismic amplitude measurement for primary lithology estimation; Presented at the 53rd. Annual International SEG Meeting, September, Las Vegas; abstr. Book. 610-613.
 - Hilterman, F.J., 1983. Seismic lithology: Presented as a continuing education course at the 53rd Annual International SEG Meeting, September, Las Vegas.
 - Yilmaz, o., 1987, Investigations in Geophysics no. 2: Seismic Data Processing, S.E.G.



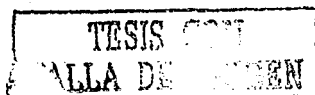
- Rubén D. Martínez, 1999, Curso de AVO Teoría y Practica.
- Sheriff, R.E., and Geldart, L.P. 1983 Exploration seismology Vol. 2: Data Processing, Cambridge University Press.
- Hilterman, Fred and Verm, Richard., 1958, lithology color-coded seismic section: The Calibration of AVO cross plotting to rock properties. The Leading edge, vol. 14, no. 8.
- Jones, I.F., Mandache, V., Campbell, S., and Lancaster, Steve., 1996, 3-D AVO Processing: Evolution of a processing sequence. Annual Meeting SEG.
- Johnston, David H., and Toksoz, M. Nafi, 1981, Chapter 1. Definitions and terminology. Seismic Wave Attenuation. Geophysics reprint series, no.2
- Kan, T.K. and Young, C.Y., 1993, Prestack Synthetic of Finely Layered elastic earth. Offset-dependent reflectivity-theory and practice of AVO Analysis. Investigations in Geophysics no.8.
- Kjartansson, einar, 1981, Constant Q-wave propagation and attenuation. Chapter 5 Seismic Wave Attenuation. Geophysics reprint series, no.2
- Koefoed, O., 1995, On the effect of Poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves. Geophysical Prospecting. Vol. 3.
- Mallick Subhashis, 1993. A simple approximation to the P-wave reflection coefficient and its implication in inversion of amplitude variation with offset data. Geophysics, Vol. 58, no. 4.
- Marion, D., Nur, A., Yin, h., and Han, D., 1992, compresional velocity and porosity in sand clay mixtures. Geophysics, Vol. 57, no. 4
- Martinez Rubén Darío M., 1993., 1993, Wave propagation on amplitude variation with offset measurements: A Modelling Study. Geophysics, Vol. 58, no. 4
- Martinez, R.D., and Mc Mechan, G.A., 1988, analysis of absorption and dispersion effects in synthetic t-p seismograms. Geophysics, vol. 52, no. 4.
- Neidell, N., 1986, Amplitude variation with offset. The Leading Edge, march.
- O'Doherty, R.F., and Anstey, N.A., 1971, Reflections on amplitudes. Geophysical Prospecting, Vol. 19.



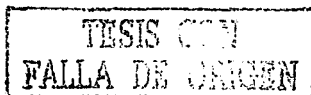
- Pennington, Wayne D., 1997, Seismic petrophysics: An Applied science for reservoir geophysics. The Leading edge, Vol. 16, No.3.
- Resnick, J.R., 1993, Seismic data processing for Avo and AVA analysis. Offset-Dependent.
- Regueiro, Jose y Pena, Andres., 1996, Avo in North of Paria, Venezuela: Gas Methane versus condensate reservoirs. GEOPHYSICS; vol. 61, no. 4
- Ross, C.P., 1993, AVO in the presence of Coherent noises. The Leading Edge. March.
- Sheriff, R. E. 1975, Factors affecting seismic amplitudes. Geophysical Prospecting, Vol. 23.
- Sheriff, R. E., 1977, Limitations on resolutions of Seismic Reflections and Geologic Detail Derivable from Them. AAPG. Memoir 26.
- Smith, G.C., and Gidlow, P.M. 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. Geophysical prospect. Vol. 35
- Spratt, R. S, Coins, N.R. and Fitch, T.J., 1993, Pseudo-Shear The Analysis of Avo. Offset-Dependent Reflectivity-Theory and Practice of AVO Analysis. Investigations in Geophysics no. 8.
- Tatham, R.H., And Stoffa, P.I., 1976, Vp/Vs A potential hydrocarbon indicator. Geophysics, Vol. 41, No. 5
- Taner, M.T., and Koehler, F., 1981, Surface consistent corrections. Geophysics, Vol. 46 no.1.
- Wyllie, M.R.J., Gardner, G.H.F., and Gregory, A.R., 1981, Chapter 2. Studies of elastic Wave attenuation in porous media. Seismic Wave Attenuation. Geophysics reprint series, no.2.
- Alien, J. L. & C. P. P. 1993 Amplitude variation with offset: Gulf Coast case studies Society of Exploration Geophysicists.
- Castagna J.P. M.L. Batzie 1992 Rock physics: The Link Between rock properties and amplitude versus offset response. Society of exploration Geophysicists Chako, S. 1989 Porosity identification using amplitude variations-with offset: examples from South Sumatra. Geophysics. 54,13942-951.
- Domenico, S. N. 1976 Effect of brine gas mixture on Velocity un an unconsolidated sand reservoir Geophysics. 41,882-894.
- Greenber, M.L. and J.P. Castagna 1992 Shear-wave Velocity estimation in porous rock: theoretical formulatiopn, preliminary



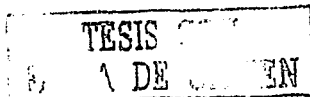
- verification and applications. *Geophysical Prospecting* 40, 495-209.
- Gregory A.R. 1976 Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks *Geophysics* 41, 895-921.
 - Hilterman, F. 1975 Amplitude of Seismic waves a quick look, *geophysics* 40, 745-762.
 - Koefoed, O 1995 On the effect of Poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves. *Geophysical prospecting* 3, 381-387. Krail P. M. and H. Brisk 1983 reflection on spherical waves in elastic latered media. *Geophysics* 48, 655-664.
 - Martinez, R.D., and Mc Mechan, G.A., 1991, t-p seismic data for viscoelastic media-part 2: Linearized Inversion. *Geophysical prospecting*, Vol. 39.
 - Mazzoti, a., 1991 Amplitude, phase and frequency versus Offset applications. *Geophysical Prospecting*, vol. 39.
 - Miles, D., Bennet, L., Gassaway, G., Brown, R., Bainer, R., 1990, Detecting hydrocarbons in reef using AVO Analysis: A case history from Alberta, Canada. SEG Slide set no. 20.
 - Mitchell, A.R., and Kelamis, P. G., 1990,. Efficient tau-p hyperbolic velocity filtering. *Geophysics*, Vol. 55, no. 5.
 - Aline, J.L., and Peddy, C.P., 1993, Amplitude variation with Offset: Gulf Coast Case Studies. *Geophysical development series*, volume 4.
 - Castagna, J.P., 1993, AVO Analysis-tutorial review. *Offset-Dependt reflectivity-Theory and Practice de AVO Analisis*. Society of Exploration Geophysicists.
 - Dey-Sakar, S.K., and Svatek, S.V., 1993, Prestack Analysis an integrated approach of Seismic interpretation in Clastic Basin. *Offset-dependet reflectivity-theory and practice of AVO Analisis*.
 - Domenico, S. N., 1984, Rock litology and porosity determination from shear and compresional wave velocity. *Geophysics*, vol. 49, no. 8.
 - Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., and Levitt, P.R., 1994, Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO Analisis: a 3-D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, Vol. 59, no. 9.



- Gardner, G.H.F., Wyllie, M.R. Jr, and Droschak, D. M., 1981, Chapter 2. Effects of pressure and fluid saturation on the attenuation of elastic waves in sands. Seismic Wave Attenuation. Geophysics reprint series, no.2
- Gassman, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, Vol. 16. Grant, F. S., and West, G.F. 1975, Interpretation Theory in Applied Geophysics. Mc Graw Hill Book CO.
- Gutierrez, Nuñez. J.J., 1981, Procesos e interpretación de secciones de pseudovelocidades de intervalo en el sureste de México. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Vol. XIII, No. 2, abril.
- Hampson D., Galbraith, M., 1995, Wavelet Extraction by sonic log Correlation. Avo Workshop, Theory & Exercises. Hampson and Russel Software.
- Hampson, D., 1986, Inverse velocity stacking for multiple elimination. Journal of the Canadian of Exploration Geophysicists. Vol. 22, No. 1
- Hampson D., Russell, B., and Chun, J, J., 1990, Noise elimination and the Radon transform. Part 1 and part 2 . The Leading Edge, October.
- Hubral, P., Schleicher, J., Tyger, M., and Hanitzsch, ch., 1993, Determination of fresnel zones from travel time measurements. Geophysics, Vol. 58. No. 5.
- Hilterman, Fred., 1993, Is AVO the Seismic Signature Of Lithology?. Case History of ship shoal-south Addition. Geophysical Development Corporation.
- Nester, Mc Cuen & West., 1996, More Practical lessons have emerged while applying AVO in South Texas, Yegua Gas trend. The Leading Edge, Vol. 15, No. 11.
- Mazzoti, A. 1990 Prestack amplitude analysis and application to seismic bright spots in the Po Valley, Italy. Geophysics 53, 157-166.
- Muskat M. and M.W. Meres 1940 Reflection and transmission coefficients for plane waves in elastic media. Geophysics %, 115-148. Newman, P. Divergence effects in a layered earth.



- Geophysics 38, 481-488. Ostrander W. J. 1984 Plane-waves reflection coefficients for gas sands at no-normal, C. A. 1988. reflection maxima for reflections form single interfaces. Geophysics 53, 271-275.
- Richards P.G. 1976 Scattering of elastic waves from depth-dependence inhomogeties. 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 46, 277-297.
- Smith G. C. 1987 Weighted stacking fro rock property estimation and detection of gas. Geophysics 35, 993-1014.
- Tsingas C. 1991 Seismic reflection amplitude versus angle variations over a thermally enhanced oil recover site. Geophysics 56, 292-801.
- Yu, G. 1985 Offset amplitude variations and controlled amplitude processing. Geophysics 50. 2697-2708.
- Parson, R., 1986 estimating reservoir mechanical properties using constant offset images of reflection coefficients and incident angles: 56th Ann. International Mtg. Expanded Abstracts. P. 617-620.
- Wiggins, R., Kenny, G.S. and Mc Clure, C.D., 1983, A method for determining and displaying the shear-velocity reflectivities of a geologic formation: European Patent Application 0113944
- Gelfand, Et al, 1986, seg expanded abstracts, p. 335.
- Hamilton, 1971, Journal of Geophysical research, Basic properties of marine sediments.
- Murphy W. F. et al, Geophysics, V. 58, 1993
- Grijalva-cuenca, A. Torres-Verdin, C., and Debeye, H., 2000. Geostatistical Inversión of #d Seismic data to extrapolate petrophysical variable la terally away from the well (expanded abstract). Society of Petroleum Engineers (SPE) 2000 Ann. International MTG., Dallas, texas, October 1-4.
- Grijalva-Cuenca, A. Torres- Verdin, C., and Debeye, H., 2000. A coparison between Geostatistical inversión an convetional(expanded abstract). American Association of Petroleum Geologist (AAPG) Hedberg.
- Liner, L.R., and Levin, F.K., Editors, 1992, Inversion of geophysical data. Society of Exploration Geophysicists, Geophysical reprint series no. 7



- Kevin Gurney, 1997, An Introduction to neural Networks university college London.
- Ratclif W.D., 1992. Post Stack depth migration improves salt body imaging. Oil and Gas journal No. 90, p. 51-57.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN