UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

"ANALISIS AVO E INVERSION SISMICA DEL PLAY VICKSBURG EN EL CUBO PIPILA 3D AREA OCCIDENTAL, CUENCA DE BURGOS, MEXICO"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL)

P R E S E N T A :

JESÚS HUMBERTO BADILLO RIVERA

Director de Tesis:

DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

Ciudad Universitaria **México, D.F; 2007**

JURADO ASIGNADO

Presidente: **Dr. Cárdenas Soto Martín**

Secretario: **M.C. Holguín Quiñónez Noel**

Vocal: **Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo**

1er. Suplente: **M.A. Juárez Casas Miguel**

2do. Suplente: **Ing. León Islas Felipe Jaime**

Lugares donde se realizo la tesis:

- Facultad de Ingeniería de la **UNAM,** México D.F.
- Activo Integral Burgos de **PEMEX Exploración y Producción,** Reynosa Tamaulipas.

TUTOR DE TESIS: **Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo**

_____

FIRMA.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a **mi familia** todo el apoyo que me han brindado y el haber aguantado durante el tiempo de ausencia de mi hogar.

A todos mis superiores y funcionarios de **PEMEX Exploración y Producción,** por la oportunidad que me brindaron para continuar mi preparación y actualización en la exploración de hidrocarburos, en especial al **Ing. José Antonio Escalera Alcocer,** por el gran apoyo que siempre me ha brindado y por haber creído en mi al invitarme a colaborar en PEMEX.

Al **Ing. Rogelio Muñoz Cisneros** por su entusiasmo y apoyo al brindarme las facilidades para cursar la maestría.

Al **M.I. Víctor Mercado Herrera,** por brindarme su confianza y permitirme realizar la tesis en su centro de trabajo y por compartir sus conocimientos de una forma muy importante para la realización de la tesis.

Al Ing. **Leonardo Pineda Juárez,** por la enorme oportunidad brindada y el apoyo incondicional en que me brindo para mi desarrollo profesional.

A mis **compañeros de trabajo** del Grupo Camargo, Grupo Reynosa, Procesos Especiales, compañeros de clases y amigos todos, por su apoyo al darme animo en seguir y continuar hasta le final.

En especial a mi director de Tesis, **Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo**, a mis sinodales, **Dr. Martín Cárdenas Soto, M. en C. Noel Holguín Quiñones, Ing. Felipe Jaime León Islas e Ing. Miguel Juárez Casas**, por su orientación e invaluables observaciones durante la realización de éste trabajo.

DEDICATORIA

Con gran Cariño y Amor le dedico esta tesis a mi esposa Ángeles, quien ha sabido cuidarme y día a día me demuestra su amor y comprensión al fomentar la integración y convivencia familiar en todos los aspectos.

A mis hijas Tanya y Susan quienes siempre me han demostrado su apoyo y cariño y han valorado el esfuerzo de sus padres al ser muy buenas hijas, destacar en sus estudios y en todo lo que inician.

A mis padres Humberto y Lulú a quienes les tengo mucha admiración, respeto y cariño y a quienes les debo todo lo que soy.

A mis ocho hermanos tan queridos quienes han estado en las buenas y en las malas siempre con la intención de apoyar en todo al igual que sus familias.

A mis familiares y amigos les dedico este trabajo.

Y a mis compañeros de Maestría Maria de Jesús, Isabel, Jaime, Roberto, Víctor, Manolo, Martín, Rubén y Paco.

ANALISIS AVO E INVERSION SISMICA DEL PLAY VICKSBURG EN EL CUBO PIPILA 3D AREA OCCIDENTAL, CUENCA DE BURGOS, MEXICO.

CONTENIDO

PORTADA Y JURADO ASIGNADO
AGRADECIMIENTOS i
DEDICATORIA ii
CONTENIDO iii
LISTA DE FIGURAS Y ANEXOS iv
RESUMEN v
I. INTRODUCCION 1

II. GENERALIDADES. 3

II.1 OBJETIVO. 9
II.2 LOCALIZACION. 10
II.3 ANTECEDENTES GEOFISICOS. 13
II.4 ANTECEDENTES GEOLOGICOS. 17

III. VALIDACION DEL CUBO PIPILA 3D. 25

III.1 PARAMETROS DE ADQUISICION. 25
III.2 SECUENCIA DE PROCESAMIENTO. 27

IV. ANALISIS AVO. 32

IV.1 INTRODUCCION. 32
IV.2 PREPARACION DE LOS DATOS. 44
IV.3 METODOLOGIA. 52
IV.4 INTERPRETACION Y RESULTADOS DE LOS ATRIBUTOS AVO. 69

V. ANALISIS DE INVERSION. 86

V.1 PREPARACION DE DATOS. 88
V.2 METODOLOGIA. 91
V.3 INTERPRETACION Y RESULTADOS DE LA INVERSION. 106

VI. DISCUSION DE RESULTADOS 119

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 128

ANEXOS 132
BIBLIOGRAFIA. 154

INDICE DE FIGURAS

Figura II.0.1	Localización Provincia Geológica de Burgos subdividida por las cinco franjas de secuencias de sedimentos areno-arcillosos, aflorantes solo en sus límites occidentales. (Tomado y modificado de Echánove 1986).	3
Figura II.0.2.	Ubicación Geográfica del Proyecto Camargo.	5
Figura II.0.3.	Trayectoria de sísmica 3D con producción en el Play Vicksburg.	6
Figura II.0.4.	Área occidental del Cubo Sísmico Pipila 3D.	7
Figura II.0.5.	Mapa de isopacas que ilustran el aporte de arenas para el OVKI obtenido del Estudio del Play Vicksburg Sur correlacionado con el área occidental del Cubo Sísmico Pípila 3D del presente trabajo de Tesis.	8
Figura II.2.1.	Localización del área de estudio, cubo sísmico Pipila 3D.	10
Figura II.2.2.	Cubo sísmico Pipila 3D y pozos incluidos.	11
Figura II.2.3.	Infraestructura en la parte occidental del cubo Pipila 3D.	12
Figura II.2.4.	Información de Pozos dentro de la porción occidental del área de estudio Pipila 3D.	12
Figura II.3.1.	Listado de proyectos bidimensionales y lineas que cruzan el levantamiento completo del cubo sísmico Pipila 3D.	14
Figura II.3.2.	Características principales de adquisición del área.	14
Figura II.4.1.	Tabla Estratigráfica que incluye a los elementos del sistema petrolero: roca generadora (R.G.), almacén (R.A.), sello (R.S), Trampa (T) y generación y migración de hidrocarburos (G. y M.).	18
Figura II.4.2.	Distribución de Fallas de Plays Productores.	20
Figura II.4.3.	Columna Geológica representativa del proyecto Camargo.	21
Figura II.4.4.	Sección Sísmica que muestra el estilo Estructural del Play O. Vicksburg.	23
Figura II.4.5.	Modelo de depósito para el Play Oligoceno Vicksburg.	24
Figura III.2.1.	Comparativo entre procesamiento Post y Pre apilamiento en tiempo del cubo sísmico Pipila 3D.	28
Figura III.2.2.	Despliegue del EBCDIC Header de los datos procesados del Cubo Sísmico Pipila 3D.	29
Figura III.2.3.	Análisis del gradiente en línea 1535 y traza 6079 cercano al pozo Simbad-1; crossplot de ángulos vs. Amplitud.	30
Figura III.2.4.	Control de calidad de los datos sísmicos en el pozo Simbad-1.	31
Figura III.2.5.	Apilado de datos de traza CDP en la línea 1535.	31
Figura IV.1.1.	Relación entre la línea de lutitas y de carbonatos en el crossplot Vp vs. Vs.	37

Figura IV.1.2.	Tabla general de la relación entre propiedades físicas de las rocas y sus parámetros elásticos.	38
Figura IV.1.3.	Propagación de la onda compresional y de cizalla y crossplot entre Vp/Vs vs. Relación de Poisson.	38
Figura IV.1.4.	Clasificación, característica del reflector y la respuesta AVO.	41
Figura IV.1.5.	Distribución de arenas con gas en el crossplot **A** vs. **B** y su respuesta de impedancia P (**Ip)**.	41
Figura IV.1.6.	Crossplot de Atributos AVO calculados de registros de pozos.	42
Figura IV.1.7.	Influencia del volumen de arcilla con las propiedades elásticas de las rocas.	43
Figura IV.2.1.	Ventana de trabajo del modulo GEOVIEW, Software Hampson & Russell.	44
Figura IV.2.2.	Crossplot Vp vs. Vs mostrando la relación lineal de la ecuación de Castagna utilizando los datos del cubo sísmico Pipila 3D.	49
Figura IV.2.3.	Línea 1529 CDP Súper Gather respecto al Offset de Radon P.	49
Figura IV.2.4.	Filtros aplicados e historial de información de rangos de proceso.	51
Figura IV.3.1.	Sección sísmica apilada, del Cretácico en una porción somera en Alberta Canadá.	52
Figura IV.3.2.	Interpretación estructural.	53
Figura IV.3.3.	Localización del Pozo productor de gas.	53
Figura IV.3.4.	Se muestra un Brigth spot en la zona de interés.	54
Figura IV.3.5.	Presentación de la anomalía en CDP gathers con diferentes offsets.	54
Figura IV.3.6.	Velocidades de la onda “P” y “S”.	55
Figura IV.3.7.	Importancia de la velocidad de la onda “S”.	56
Figura IV.3.8.	Representación esquemática de las causas del efecto AVO.	57
Figura IV.3.9.	Metodología del análisis AVO.	58
Figura IV.3.10.	Diagrama de flujo del análisis AVO.	59
Figura IV.3.11.	Modulo de análisis para comparar los registros y el offset stack.	60
Figura IV.3.12.	Diagrama de flujo típico del análisis de reconocimiento AVO.	61
Figura IV.3.13.	Sección apilada limitada por offsets o ángulos en el análisis AVO.	62
Figura IV.3.14.	Estimación de A y B de los datos sísmico.	63
Figura IV.3.15.	Crossplot entre el Intercepto y el Gradiente.	64
Figura IV.3.16.	Sección apilada con zonificación de las anomalías en el crossplot A vs. B.	65
Figura IV.3.17.	Sección apilada Rp.	66
Figura IV.3.18.	Sección apilada Rs.	67
Figura IV.3.19.	Mapa de la envolvente de la amplitud.	68

Figura IV.3.20.	Factor de fluido.	68
Figura IV.4.1.	Área de trabajo para el análisis AVO y la inversión sísmica.	69
Figura IV.4.2.	Geometría de los gathers cargados en el proyecto.	70
Figura IV.4.3.	Menú de filtros aplicados y cálculos con los datos sísmicos.	71
Figura IV.4.4.	CDP gathers respecto al offset a) Parcial b) Radon- primario.	71
Figura IV.4.5.	CDP gathers respecto al offset; a) múltiples b) Radon- datos eliminados.	72
Figura IV.4.6.	CDP gathers respecto al offset a) RADON b) Super Gather.	72
Figura IV.4.7.	CDP gathers respecto al ángulo y al offset; a) angle-gather b) Super Gather.	73
Figura IV.4.8.	Sección sísmica apilada línea 1529; a) Sísmica Rp b) Sísmica Rs.	73
Figura IV.4.9.	Sintético del Pozo Abatí-1 utilizando un trapezoide filtro 8-14-40-60 y la extracción de la ondicula de la sísmica en el mismo pozo.	74
Figura IV.4.10.	Propiedades petrofísicas de los cuatro pozos utilizados en el proyecto.	75
Figura IV.4.11.	Propiedades petrofísicas análisis de fotos de microscopio.	75
Figura IV.4.12.	Normalización de los pozos.	76
Figura IV.4.13.	Histogramas finales de los pozos.	76
Figura IV.4.14.	Ventana de control de la base de datos de los pozos en el proyecto.	77
Figura IV.4.15.	Análisis de las ondiculas de los pozos en el proyecto.	77
Figura IV.4.16.	Correlación de 0.656 entre el sintético y la sísmica del pozo Abatí-1.	78
Figura IV.4.17.	Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Abatí-1.	79
Figura IV.4.18.	Correlación de 0.813 entre el sintético y la sísmica del pozo Odalisca-1.	80
Figura IV.4.19.	Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Odalisca-1.	81
Figura IV.4.20	Correlación de 0.612 entre el sintético y la sísmica del pozo Istafiate-1.	81
Figura IV.4.21.	Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Istafiate-1.	81
Figura IV.4.22.	Correlación de 0.774 entre el sintético y la sísmica del pozo Simbad-1.	82
Figura IV.4.23.	Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Simbad-1.	82
Figura IV.4.24.	Correlación de 0.673 entre el sintético y la sísmica del Conquistador-1.	83
Figura IV.4.25.	Análisis de la inversión post-stack de los datos del Conquistador -1.	83
Figura IV.4.26.	Crossplot entre el Intercepto A y el gradiente B en el pozo Simbad-1.	84
Figura IV.4.27.	Evaluación petrofísica en el intervalo productor comercial del pozo Simbad-1.	85
Figura V.1.1.	Histograma de la normalización del registro sónico en diversos pozos del área.	90
Figura V.2.1.	Diagrama de flujo de la inversión acústica.	91
Figura V.2.2.	Diagrama de flujo de la inversión de la impedancia elástica.	92
Figura V.2.3.	Diagrama de flujo de la inversión utilizando AVO y STRATA.	93

Figura V.2.4.	Impedancia Elástica EI (Caso de Estudio). a) Crossplot entre los registros cercanos y lejanos de EI. b) Zonas en los registros con color representado en el crossplot. Observar la indicación clara de la arena con gas (amarillo).	95
Figura V.2.5.	Impedancia Elástica EI a) ángulos cercanos b) ángulos lejanos.	96
Figura V.2.6.	Crossplot de Impedancia elástica de ángulos cercanos vs ángulos lejanos.	97
Figura V.2.7.	Sección apilada CDP con datos de trazas de ángulos cercanos.	98
Figura V.2.8.	Resultado de la Inversión de onda-P, la baja impedancia justo debajo del horizonte-2, representa las arenas con gas.	99
Figura V.2.9.	Resultado de la inversión de la onda-S. Notar que la arena con gas debajo del horizonte-2 esta ahora asociado con un incremento en la impedancia.	99
Figura V.2.10.	Resultado de la Mu-Rho.	101
Figura V.2.11.	Resultado de la Lambda-Rho.	101
Figura V.2.12.	Ejemplo de arenas con gas Crossplot.	102
Figura V.2.13.	Sección del atributo mostrando la zona iluminada de arenas con gas.	102
Figura V.2.14.	Herramientas de Registros Geofísicos. Grafico tomado del material del curso impartido en la UNAM de interpretación de registros geofísicos en las clases de Maestría.	104
Figura V.2.15.	Normalización y determinación de correcciones ambientales.	105
Figura V.3.1.	Interpretación de fallas regionales Time Slice a 640 mseg.	108
Figura V.3.2.	Interpretación de fallas regionales Time Slice a 752 mseg.	109
Figura V.3.3.	Interpretación de fallas regionales Time Slice a 1200 mseg.	109
Figura V.3.4.	Distribución de fallas regionales en Earth Cube.	110
Figura V.3.5.	Distribución de horizontes regionales en Earth Cube.	110
Figura V.3.6.	Horizontes configurados H1 y H3.	111
Figura V.3.7.	Horizontes configurados H4 y H5.	111
Figura V.3.8.	Horizontes configurados Discordancias del Eoceno Jackson y Yegua.	112
Figura V.3.9.	Horizontes configurados H7 y Falla1.	112
Figura V.3.10.	Sección sísmica línea 1529 y traza 6084 mostrando el modelo estructural y los limites del área de trabajo del análisis AVO e inversión de 500 mseg a 2500 mseg.	113
Figura V.3.11.	Sección sísmica **Rp** parte superior y sección inversión de la impedancia **Zp** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.	114

Figura V.3.12.	Sección sísmica **Rs** parte superior y sección inversión de la impedancia **Zs** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.	115
Figura V.3.13.	Sección sísmica del volumen **Lambda-Rho** y **Mu-Rho** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.	116
Figura V.3.14.	Análisis del volumen **Lambda-Rho** y crossplot entre **Lambda-Rho** vs. **Mu-Rho** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.	118
Figura VI.1	Sección sísmica S-N del software Seiswork de Landmark, mostrando la franja del Oligoceno Vicksburg Inferior, la disposición del marco estructural y la ventana de análisis de AVO e inversión sísmica.	119
Figura VI.2	Distribución de geocuerpos encontrados en la inversión sísmica en el Oligoceno Vicksburg Inferior con sus tres etapas de depósito identificadas.	120
Figura VI.3	Incremento de las frecuencias de la señal sísmica; a) Histograma del modelo de tierra, mediante la información de pozos y horizontes se obtienen las bajas frecuencias, b) histograma de la señal sísmica, c) histograma de la inversión sísmica se obtienen las altas frecuencias.	121
Figura VI.4	Mapa de distribución de geocuerpos obtenidos de la inversión sísmica y listado de oportunidades registradas en Landmark (el listado incluye oportunidades para el Oligoceno, Eoceno y Paleoceno).	122
Figura VI.5	Integración de los resultados del Estudio Oligoceno Vicksburg Sur (Bernabé, et al. 2002) con geocuerpos obtenidos de la inversión sísmica, mostrando la dirección de aporte preferencial y los depósitos fluvio -deltaicos del modelo.	123
Figura VI.6	Integración de los resultados la Inversión Sísmica comprobando los intervalos de producción con la zona del crossplot Lambda-Rho vs. Mu-Rho con las lineas sísmicas W-E y S-N de la impedancia Lambda-Rho en el pozo Simbad-1.	124
Figura VI.7	Integración de los resultados la Inversión Sísmica comprobando los intervalos de producción con la zona del crossplot Intercepto A vs. Gradiente B que define anomalía AVO de clase III en el intervalo productor 1 del pozo Istafiate-1.	125
Figura VI.8	Correlación Pozo - Sísmica en el análisis y obtención de parámetros de la inversión en el Pozo Simbad-1.	126
Figura VI.9	Correlación Pozo - Sísmica en la obtención de parámetros de la inversión en el Pozo Simbad-1 a 2320 mseg.	127

INDICE DE ANEXOS

ANEXO-1	Secciones sísmicas con la ventana de trabajo del Cubo sísmico Pipila 3D porción occidental.	132
ANEXO-2	Interpretación del geocuerpo 1 correspondiente con el intervalo IP-2 del pozo Istafiate-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	133
ANEXO-3	Interpretación del geocuerpo 2 correspondiente con el intervalo IP-1 del pozo Istafiate-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	134
ANEXO-4	Interpretación del geocuerpo 3 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho identificando una anomalía clase III en el geocuerpo.	135
ANEXO-5	Interpretación del geocuerpo 4 correspondiente con el intervalo somero del pozo Istafiate-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	136
ANEXO-6	Interpretación del geocuerpo 5 correspondiente con el intervalo IP-1 del pozo Simbad-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	137
ANEXO-7	Interpretación del geocuerpo 6 correspondiente con un intervalo profundo aun no verificado por pozos, apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	138
ANEXO-8	Interpretación del geocuerpo 7 correspondiente con un intervalo profundo en la base del Oligoceno Vicksburg Inferior del pozo Simbad-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	139
ANEXO-9	Interpretación del geocuerpo 8 correspondiente con el intervalo productor IP-2 del pozo Simbad-1 apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	140
ANEXO-10	Interpretación del geocuerpo 9 correspondiente con un intervalo profundo en la base del Oligoceno Vicksburg Inferior en la porción sur del cubo apoyado con el volumen de datos lambda-Rho.	141
ANEXO-11	Análisis del intervalo productor IP-2 del pozo Simbad-1 identificando las zonas con gas amarradas con crossplot, y asociando la anomalía AVO de clase III.	142
ANEXO-12	Mapa general la fase instantánea en una ventana de análisis bajo el horizonte H5, se presenta tanto la media como la distribución RMS.	143
ANEXO-13	Mapas de distribución de anomalías con datos del volumen Lambda-Rho a) entre H3 y H4 b) RMS average bajo el H5	144
ANEXO-14	Mapa de distribución de geocuerpos, con su respectiva área calculada y la posición de localizaciones registradas por el grupo Camargo del AIB.	145
ANEXO-15	Distribución de geocuerpos y listado de localizaciones registradas.	146

ANEXO-16	Mapa del análisis de la ventana centrada de 20 mseg del H5 -60 mseg. mostrando la anomalía del yacimiento IP-1 del pozo Simbad-1 (lado izq.) y la dirección de aporte (lado derecho) con la interpretación del modelo de deposito asociado a un sistema fluvio deltaico donde se representan tres geocuerpos sobrepuestos en el mapa.	147
ANEXO-17	Distribución en tiempo de las ventanas de etapas de depósito, sin considerar su posición estructural.	148
ANEXO-18	Representación General de los geocuerpos, mostrando su relación con respecto a su posición estructural y sus áreas totales.	149
ANEXO-19	Modelo Regional del Play Vicksburg propuesto por el grupo Camargo del AIB, actualizado en su porción occidental del cubo pipila 3D por JHBR.	150
ANEXO-20	Integración de resultados generales con el modelo de depósito.	151
ANEXO-21	Integración de los resultados obtenidos con apoyo del crossplot entre Lambda-Rho y Mu-Rho.	152
ANEXO-22	Atributo de amplitud RMS de un intervalo paralelo a la discordancia jackson a (-60 mseg) con una ventana de 30 mseg.	153

RESUMEN

Dada la necesidad de incrementar el conocimiento del potencial exploratorio del Play Vicksburg, específicamente en la porción occidental del área que cubre la sísmica del cubo Pípila al sur del proyecto de inversión Camargo de la Cuenca de Burgos, se propuso el desarrollo del presente trabajo de tesis para contribuir con información complementaria a los resultados del programa exploratorio del área. Se realizó un estudio de análisis AVO e Inversión sísmica en una superficie de 420 Km^2, donde se sitúan 10 pozos exploratorios de los cuales solo 3 son productores en arenas del Play Oligoceno Vicksburg en ambientes de depósito fluvio-deltaico. El marco estructural se asocia con un sistema distensivo constituido por una serie de bloques limitados por fallas de crecimiento con caída hacia el Oriente y con predominio de trampas del tipo "roll-over" hacia la zona de la falla de expansión del Vicksburg. Se retomaron los resultados de un estudio de la variación de la roca almacén que define el depósito del Play Vicksburg al sur del campo Cuitlahuac para darle continuidad en la zona de investigación. Se presentan los antecedentes geológicos – geofísicos del área, la validación del cubo sísmico al igual que conceptos teóricos tanto del análisis AVO como de la inversión acústica y elástica. Se correlacionó la información de los registros de los pozos con la sísmica analizando la información de los gathers del procesado pre-apilamiento (prestack) acondicionados para estimar los coeficientes de reflexión Rp y Rs y así poder generar la inversión sísmica siguiendo los procedimientos del flujo de trabajo del análisis AVO con el software Hampson & Russell. También se describen los atributos generados con AVO presentando la distribución de los cambios laterales de las propiedades de las rocas del Oligoceno Vicksburg mediante la inversión y en forma adicional, se visualizaron zonas atractivas que apoyaran en la generación de localizaciones exploratorias y de desarrollo.

I. INTRODUCCION

Con el objetivo de incrementar el conocimiento sobre las características petroleras del play Vicksburg en la Cuenca de Burgos, PEMEX propuso la realización de un Estudio Integral específicamente en la porción occidental del cubo sísmico Pipila 3D, el cual fue realizado por cuatro integrantes de la maestría en exploración de hidrocarburos y gas natural. Cada uno abordó su trabajo de tesis con un tema de análisis específico: 1) el análisis estructural, 2) análisis bioestratigráfico, 3) estratigrafía de secuencias y 4) análisis de AVO e inversión sísmica. Con los resultados del proyecto de tesis se pretende dar un soporte para decisiones futuras del Activo Integral Burgos en el área de estudio.

El cubo sísmico Pipila 3D cuenta con 1060 Km^2 de datos sísmicos pre-apilados y 38 pozos perforados, de los cuales solo 15 pozos tienen produccion establecida en el play Vicksburg. Geológicamente la falla regional de la expansión del Vicksburg divide el cubo en dos áreas, el bloque alto parte occidental y el sistema de expansión en el bloque bajo en la porción oriental del cubo. El marco estructural se asocia a una serie de bloques limitados por fallas de crecimiento con caída hacia el Oriente y con predominio de trampas del tipo "roll-over" hacia la zona de la falla de expansión del Vicksburg. Se propone dar continuidad al trabajo de los campos Cuitlahuac, Pípila y Orozco diferenciando las tres unidades estratigráficas del Oligoceno Vicksburg (Inferior, Medio y Superior), donde se ha establecido un modelo de depósito fluvio-lagunar en el bloque alto y un modelo de abanicos deltaicos para el bloque de la expansión.
[5] (Bernabé, et al 2002)

En la porción occidental se cuenta con 10 pozos perforados, donde solo 3 pozos; Cipres-1, Conquistador-1 y Simbad-1 han sido productores comerciales en el Oligoceno Vicksburg Inferior y en donde el último pozo perforado en el 2006 Istafiate-1 resultó productor no comercial. La oportunidad del pozo exploratorio Simbad-1 fue postulada como una secuencia de ambientes de pie de talud y de abanicos submarinos del Oligoceno Inferior Vicksburg y del Eoceno Wilcox. Sin embargo, de acuerdo al análisis de paleontología, las batimetrías encontradas varían de nerítico interno a nerítico medio. Con base en la caracterización del yacimiento, la interpretación sísmica y la respuesta de los registros geofísicos se determinó que pertenecen a un sistema de depósito de un ambiente deltaico, lo cual difiere del planteamiento inicial. Los pozos Abatí-1 e Istafiate-1 resultaron con la misma discrepancia por lo que este trabajo apoyará el replanteamiento del modelo geológico – geofísico del área.

El presente trabajo de tesis tiene como enfoque principal, la estimación de propiedades petrofísicas y de fluidos a partir de la integración de la información de pozos con el análisis de amplitudes y formas de ondas sísmicas. Es decir se correlacionó la información de los registros de los pozos con la sísmica analizando la información de los gathers del procesado pre-apilamiento (prestack) acondicionados para estimar los coeficientes de reflexión Rp y Rs y así poder generar la inversión sísmica siguiendo los procedimientos del flujo de trabajo del análisis AVO. Se describen los atributos generados con AVO obteniendo los cambios laterales de las propiedades de las rocas del Oligoceno Vicksburg mediante la inversión y en forma adicional, se visualizaron zonas atractivas que apoyan la generación de localizaciones exploratorias y de desarrollo.

II. GENERALIDADES.

En la Cuenca de Burgos, la exploración se está desarrollando con cinco grupos de trabajo en los siguientes proyectos de inversión: 1) Muzquis (Play Cretácico); 2) Presa-Falcón (Play Paleoceno); 3) Herreras (Play Paleoceno-Eoceno); 4) Camargo (Play Eoceno y Oligoceno); 5) Proyecto Reynosa (Play Mioceno). (Figura II.0.1).

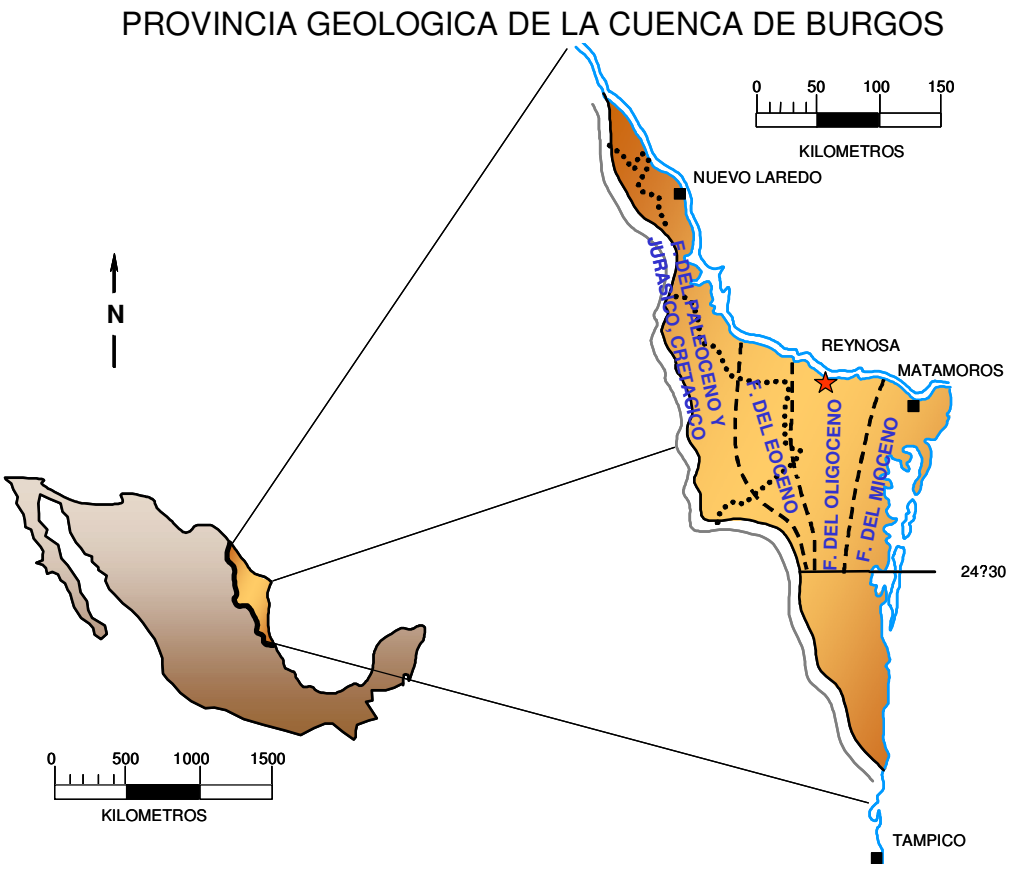


Figura II.0.1 Localización de la Provincia Geológica de Burgos subdividida por las cinco franjas de secuencias de sedimentos areno-arcillosos, que afloran solo en sus límites occidentales. [14](Tomado y modificado de Echánove 1986).

El interés de este trabajo está enfocado al Play Oligoceno Vicksburg que se encuentra en el área de influencia del proyecto Camargo. Geológicamente se ubica entre las fallas de la expansión del Eoceno, expansión del Oligoceno Vicksburg y la falla del Mioceno Frío con una orientación preferencial Norte-Sur, paralelas entre sí. El Proyecto Camargo tiene como objetivo fundamental la incorporación de gas en los plays del Eoceno Yegua-Jackson y del Oligoceno Vicksburg-Frío.

En 1945 se descubrió el Campo Misión en facies del Oligoceno Vicksburg quedando como productor comercial de hidrocarburos. Cabe mencionar que para el interés exploratorio del país en ese entonces era primordial la búsqueda de campos potencialmente productores de aceite. Posteriormente se generó una reactivación del Campo Misión, debido al potencial gasífero con que cuenta la Cuenca de Burgos. Desde 1997 se han adquirido 4220 Km^2 de sísmica 3D y 6813 Km de sísmica 2D, con cuya interpretación se han localizado y perforado 87 pozos exploratorios, con un éxito geológico del 80% y un éxito comercial del 62%, incorporando una reserva hasta el 2005 de 1P = 174, 2P = 638 y 3P = 1564 MMMPC. [2)](AER-3221,2005)

A la fecha se han descubierto 79 campos productores con una producción acumulada de 1026 MMMPC, es importante destacar que en los últimos descubrimientos encontrados en el tren productor sobre la fallas de expansión del Oligoceno Vicksburg se desarrollaron a corto plazo los campos Sultán, Kriptón, Caudaloso, Fundador entre otros.

Los tipos de hidrocarburos esperados en las oportunidades exploratorias son gas y condensado, alojados en trampas combinadas (Estructural-Estratigráficas) que para su prospección enfrentan principalmente el riesgo geológico de la calidad de roca almacén en objetivos profundos, facies dístales y en menor escala el sello. El proyecto Camargo cubre una superficie de 6250 Km^2
(Figura II.0.2)

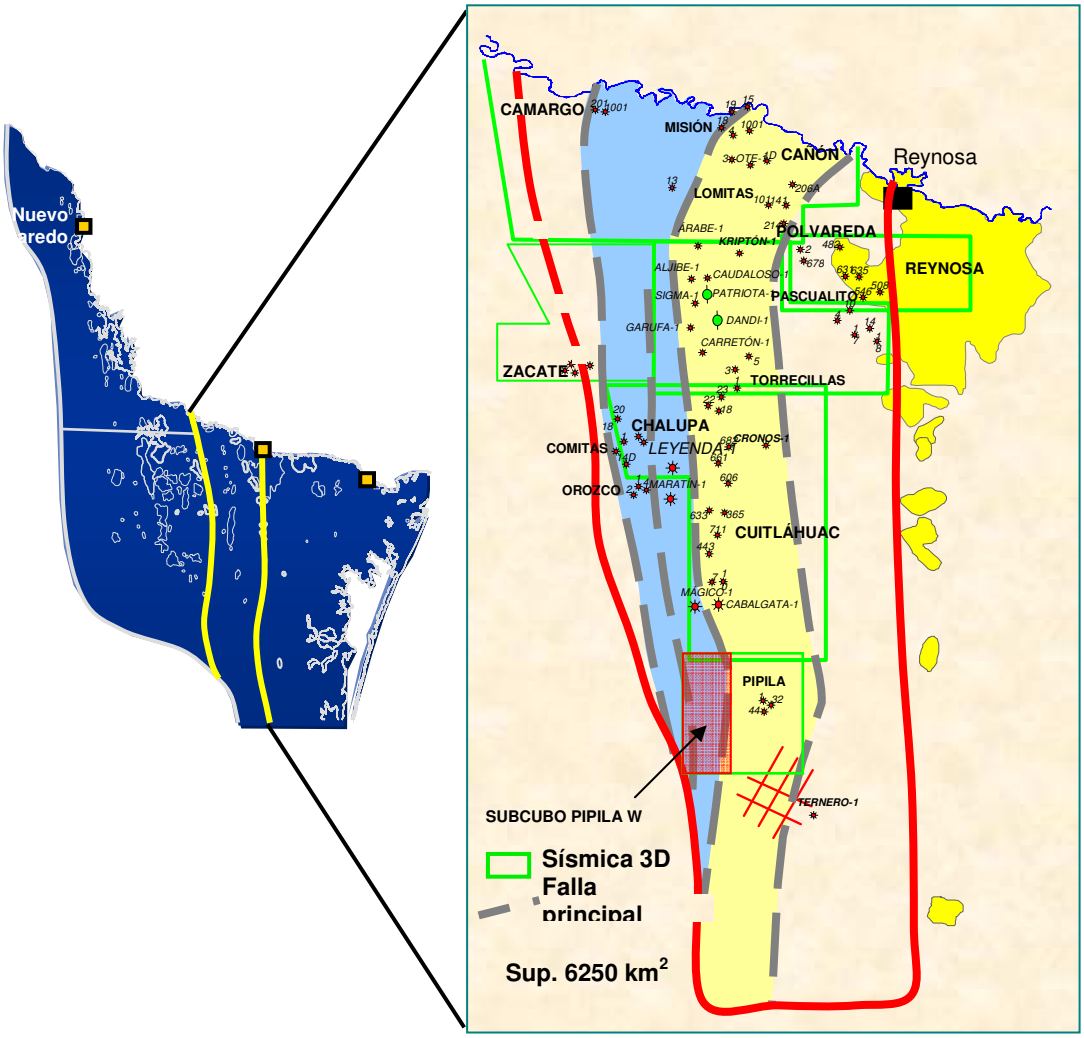


Figura II.0.2. Ubicación Geográfica del Proyecto Camargo.

Los éxitos de pozos exploratorios para el Play Oligoceno Vicksburg han servido de apoyo para el desarrollo del presente trabajo.

Siguiendo la continuidad del Play Vicksburg desde Texas se ha reactivado la produccion del Play a lo largo de varios cubos sísmicos hasta llegar al cubo Pípila 3D. Específicamente con la inversión sísmica se analizaron las características y distribución de la roca almacén tomando en consideración los pozos productores de la porción occidental del cubo (Figura II.0.3)

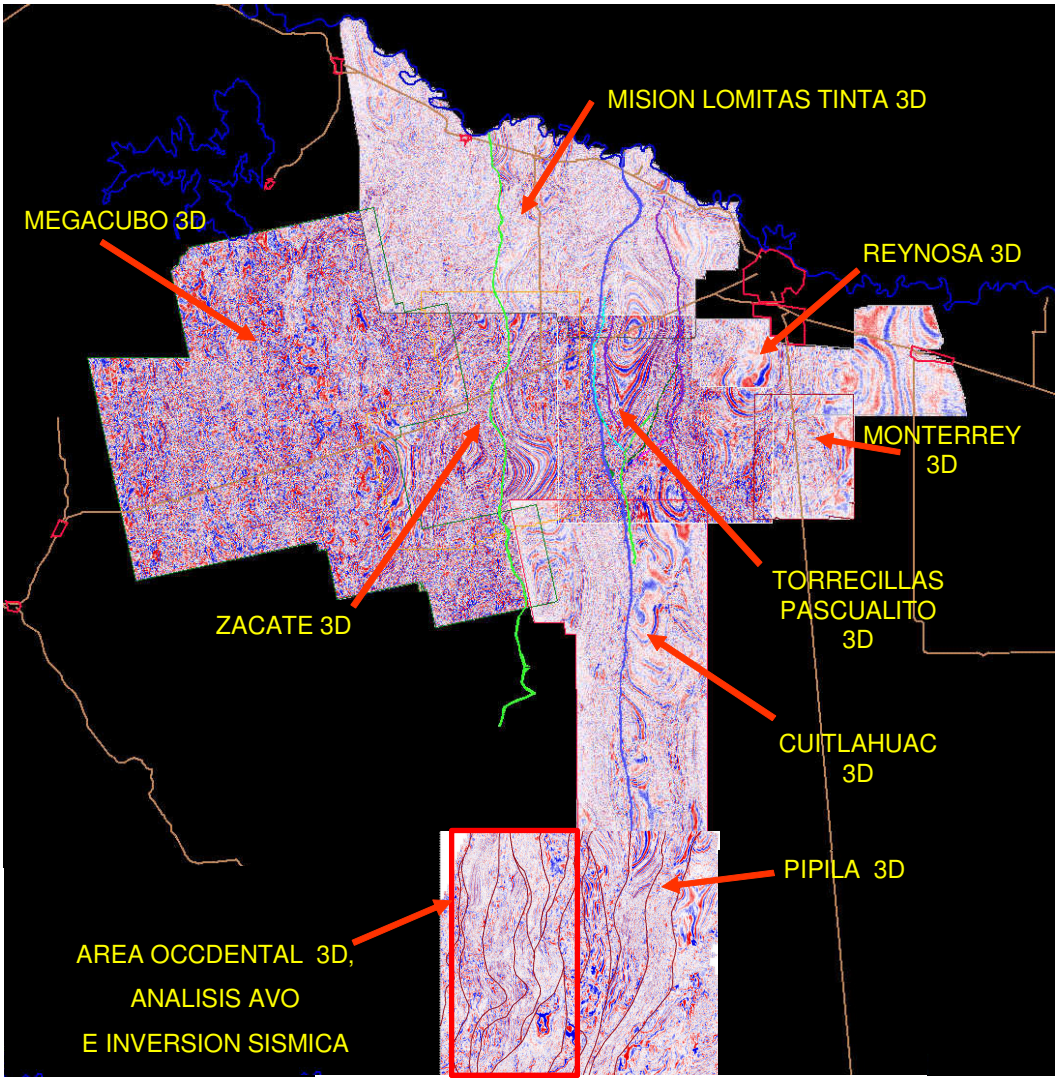


Figura II.0.3. Trayectoria de sísmica 3D con producción en el Play Vicksburg.

El área de estudio se encuentra en la porción centro-oriental de la Cuenca de Burgos, el proyecto Pípila 3D se encuentra limitado al Norte con el Cubo Cuitlahuac 3D, al Noroeste con el Cubo Palmito Cabeza 3D, al Sur, al Oriente y al Poniente con lineas sísmicas 2D (Figura II.0.4).

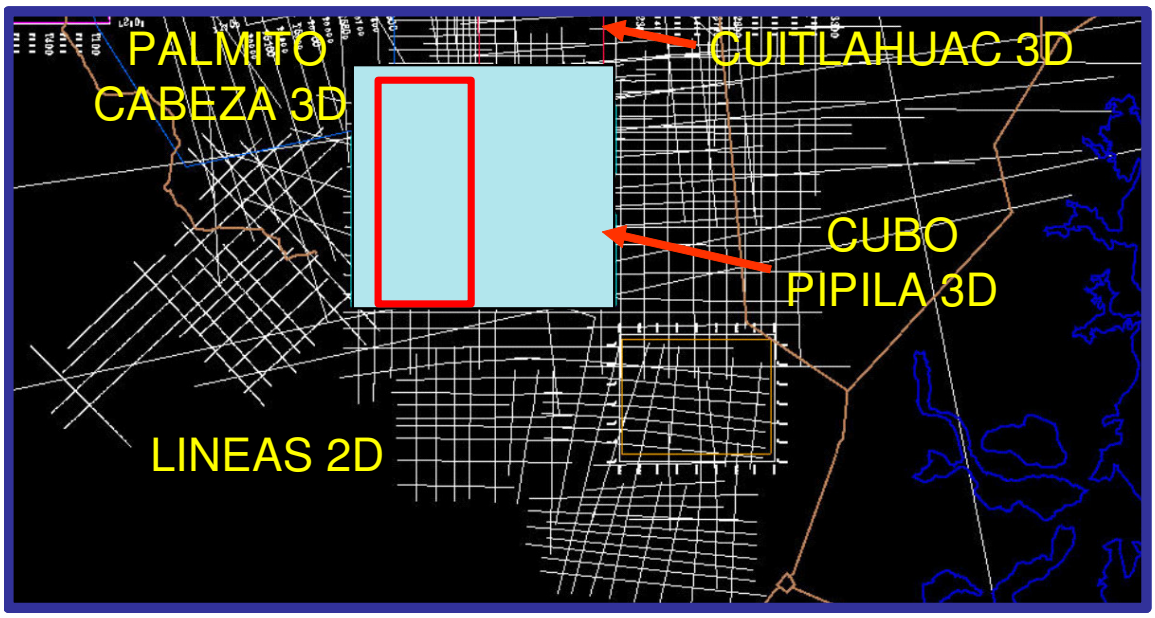


Figura II.0.4. Área occidental del Cubo Sísmico Pipila 3D.

Con el presente trabajo de tesis, se podrá dar continuidad a los resultados del estudio del Play Vicksburg Sur realizado por el grupo de Plays del Activo Integral Burgos [15)] (Eguiluz, et al 2001).

La figura II.0.5 muestra la ubicación del trabajo de Plays, respecto al cubo sísmico Pípila 3D y al área occidental propuesta para su inversión sísmica y análisis AVO.

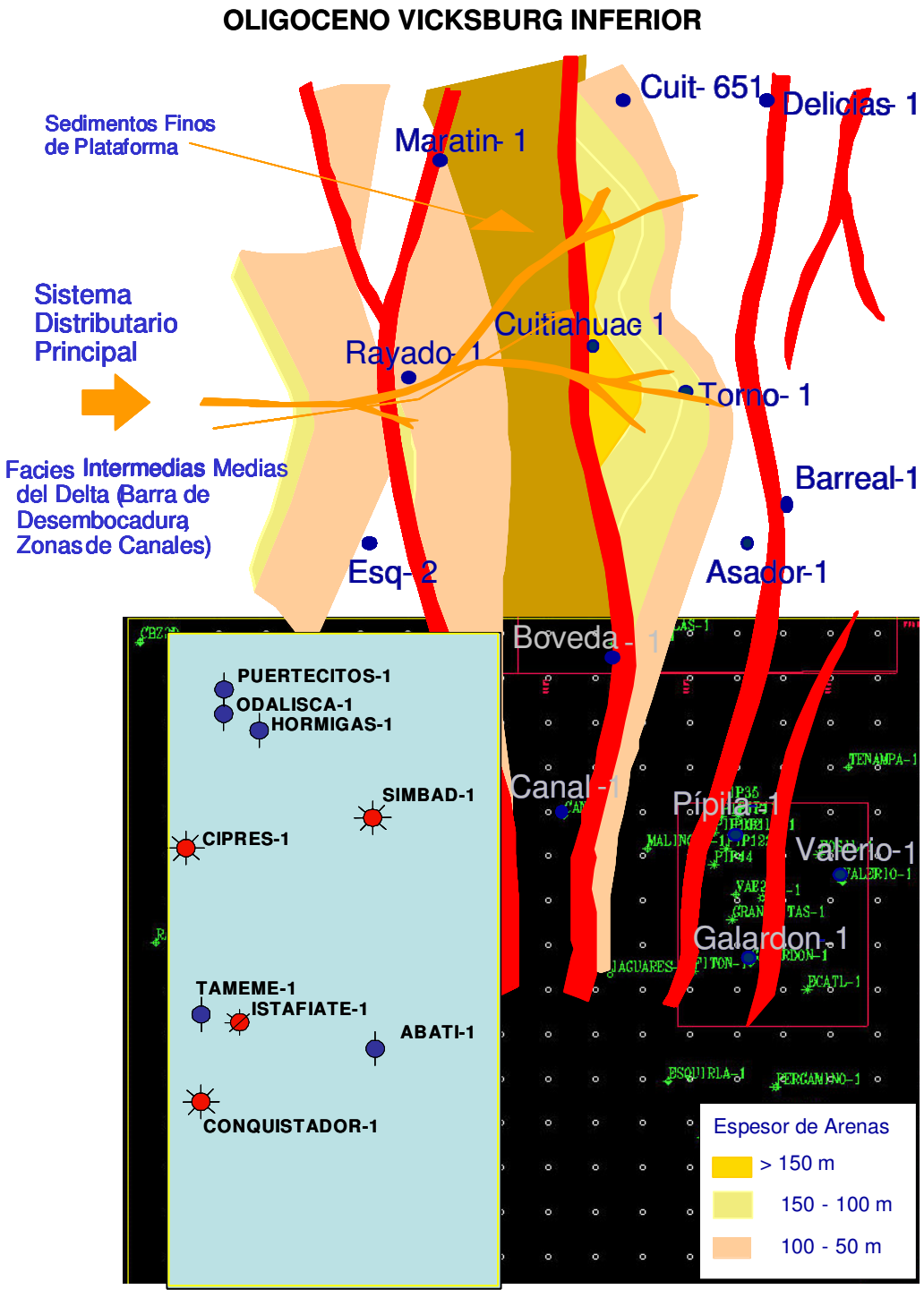


Figura II.0.5. Mapa de isopacas que ilustran el aporte de arenas para el Oligoceno Vicksburg Inferior (OVKI) obtenido del Estudio del Play Vicksburg Sur correlacionado con el área occidental del Cubo Sísmico Pípila 3D del presente trabajo.

II.1 OBJETIVO.

La estimación de propiedades petrofísicas y de fluidos a partir de la integración de la información de pozos con el análisis de amplitudes y formas de ondas sísmicas es el enfoque principal del análisis AVO.

Con la aplicación del modulo de interpretación AVO del software Hampson & Russell, se pudo analizar el contenido de fluidos de las rocas del yacimiento mediante una combinación de procesos visuales, analíticos y de modelado, utilizando la información sísmica y de pozos. También con este mismo modulo se generó sísmica sintética, acondicionamiento de gathers y extracción de atributos AVO y su interpretación usando gráficos cruzados.

Por lo cual, con esta información generada se pretende lograr reducir el riesgo y establecer la jerarquía de prospectos de oportunidades registradas, así como identificar nuevas oportunidades a partir de su anomalía de amplitud.

Para el análisis de AVO, el área de trabajo quedó definida entre las lineas 1101 a la 1800 y las trazas 1502 a la 6500 que nos dio una zona con 420 Km^2 que corresponde al 40% del área total del cubo Pípila 3D. El tiempo de análisis está definido de 500 mseg a 2500 mseg que es la zona donde aparece la secuencia terciaria desde el Oligoceno Vicksburg cruzando por las discordancias del Eoceno hasta los depósitos del Paleoceno. (Figura II.0.5)

II.2 LOCALIZACION.

CUBO SISMICO 3D PÍPILA (1,060 km²).

La Compañía *Petroleum Geophysical Services* (PGS) en el año 2003, realizó la adquisición sismológica de reflexión a detalle y semidetalle del prospecto Pípila, cubriendo una superficie de 1060 Km^2.

El área de estudio se ubica en el extremo Sur del Proyecto de Inversión Camargo, aproximadamente a 75 km al SW de Cd. Reynosa, Tam. Geológicamente comprende el bloque alto y el sistema de expansión en el bloque bajo que forma la falla regional de crecimiento de Vicksburg.

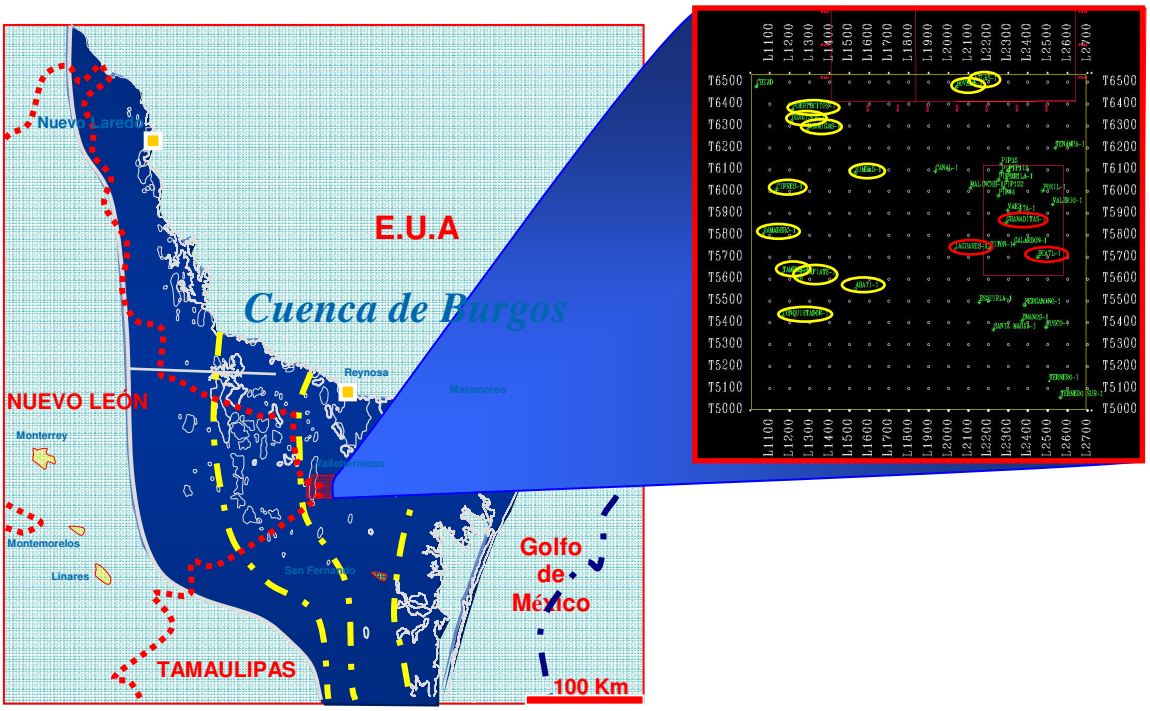
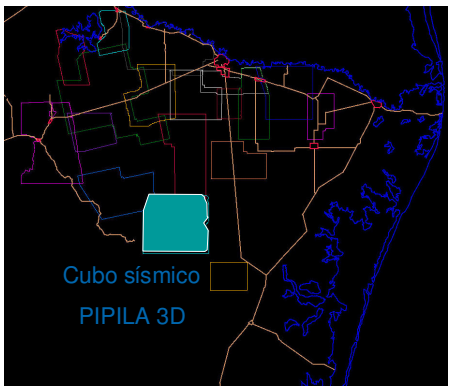


Figura II.2.1 Localización del área de estudio, cubo sísmico Pípila 3D.

Dentro del área en estudio se cuenta con 38 pozos perforados entre exploratorios y de desarrollo; se tienen solamente 15 pozos con producción comercial de hidrocarburos y dos no comerciales. En la siguiente figura se incluye un listado de los pozos marcando con colores las diferentes décadas de actividad de perforación. (Figura II.2.2)



50's
60's
70's
80's
90's
>2000

ESTATUS	POZO	FECHA DE TERMINACION	PROFUNDIDAD
IMP. SECO	HORMIGAS-1	26/01/1957	2102
IMP. INV.	VALERIO-1	14/06/1962	3500
IMP. SECO	SANTA MARIA-1	26/06/1964	3502
IMP. SECO	CABEZA-2D	24/07/1964	3004
IMP. SECO	VALERIO-2	03/11/1964	3001
IMP. SECO	RAMADERO-1	14/02/1970	3005
IMP. SECO	ENANOS-1	04/09/1970	3004
IMP. SECO	PUERTECITOS-1	21/07/1971	2500
IMP. SECO	TERNERO-1	05/08/1971	3500
PROD.	CIPRES-1	26/08/1971	2500
IMP. SECO	TERNERO SUR-1	31/05/1972	3500
IMP. SECO	BOVEDA-1	21/09/1972	1900
IMP. SECO	TENAMPA-1	12/04/1986	3000
PROD.	PIPILA-1	23/07/1989	2600
PROD.	CONQUISTADOR-1	05/10/1989	2500
IMP. SECO	CANAL-1	04/03/1990	3700
IMP. SECO	MALINCHE-1	06/11/1990	5300
PROD.	PIPILA-113	* 13-Mar-91	2700
IMP. SECO	TAMEME-1	26/04/1991	2300
PROD.	PILILA-102	01/09/1991	3000
PROD.	PIPILA-122	25/09/1991	2700
PROD.	PIPILA-111	31/10/1991	3000
PROD.	PIPILA-44	31/12/1991	2725
IMP. SECO	GALARDON-1	13/08/1999	3005
IMP.SECO	ATLAS-1	30/01/2001	2900
PROD.	GRANADITAS-1	06/03/2003	3002
PROD.	ECATL-1	25/03/2003	3000
PROD.	ITA-1	28/08/2003	3350
IMP. INV.	ESQUIRLA-1	27/11/2003	3930
PROD. NC.	PERGAMINO-1	31/03/2004	3719
IMP. SECO	ODALISCA-1	23/09/2004	2300
PROD.	FITON-1D	21/11/2004	2310
PROD.	FOSIL-1	14/02/2005	3850
IMP. INV.	JAGUARES-1	10/06/2005	3625
PROD.	SIMBAD-1	13/08/2005	3608
INP. INV.	ABATI-1	19/11/2005	3209
PROD.	RUSCO-1	04/01/2006	3200
PROD. NC.	ISTAFIATE-1	18/01/2006	2200

Figura II.2.2 Cubo sísmico Pípila 3D y pozos incluidos.

Los pozos que se encuentran en el bloque alto de la expansión del Vicksburg, no están conectados a los gasoductos, debido a su baja produccion inicial y a que no se ha desarrollado la infraestructura, ver la figura generada de la base de datos.

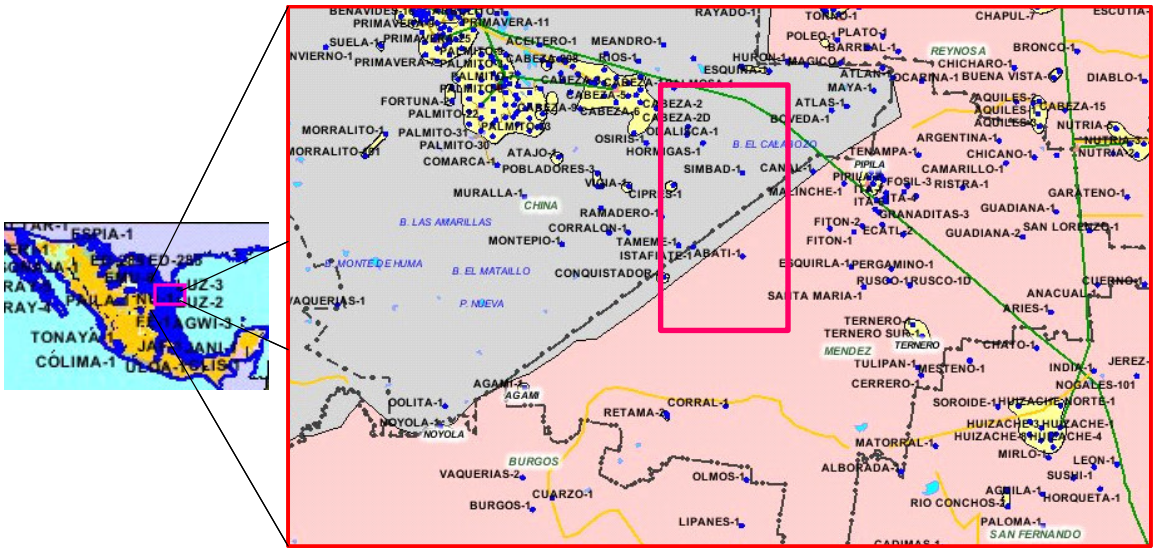


Figura II.2.3 Infraestructura en la parte occidental del cubo Pípila 3D. (Figura generada de la base de datos @ditep del AIB).

ESTATUS	POZO	PROF. TOTAL	INLINE	CROSSLINE	PRODUCCION
SECO	HORMIGAS-1	2102	1289	6283	
SECO	RAMADERO-1	3005	1074	5807	
SECO	PUERTECITOS-1	2500	1216	6374	
PROD.	CIPRES-1	2500	1132	6006	**Qg: 1.0 mmpcd** intervalo= 975-980m
PROD.	CONQUISTADOR-1	2500	1162	5428	**Qg: 0.800 mmpcd** a la profundidad de 1445-1459m
SECO	TAMEME-1	2300	1164	5626	
SECO	ODALISCA-1	2300	1210	6322	
PROD.	SIMBAD-1	3608	1529	6084	**Qg=1.003 mmpcd,** 1348-1355 m; **Qg=0.180 mmpcd**, 2120-2130m
SECO	ABATI-1	3209	1531	5557	
PROD. NC	ISTAFIATE-1	2200	1247	5616	**Qg=0.183 mmpcd**, 1227-1245m; **Qg=0.210 mmpcd**, 1685-1700m

Figura II.2.4 Información de Pozos dentro de la porción occidental del área de estudio Pípila 3D.

II.3 ANTECEDENTES GEOFISICOS.

a).- SISMOLOGÍA

Los levantamientos sismológicos bidimensionales en el área de estudio iniciaron en los años 50's cuando dieron el soporte a la perforación del pozo Hormigas-1 resultando improductivo seco, dando inicio a la actividad exploratoria; en los 60's se perforaron 4 pozos resultando improductivos secos, en los 70's siguió el proceso exploratorio al perforar 7 pozos de los cuales en 1971 el pozo Ciprés-1 resultó productor de gas con 1.0 mmpcd en arenas del Oligoceno Vicksburg, en los 80's solo se perforaron tres pozos de los cuales dos de ellos resultaron productores; en julio de 1989 el pozo Pípila-1 quedó como productor de gas en el bloque oriental en la zona conocida como expansión del Vicksburg y en octubre del mismo año el pozo Conquistador-1 fue productor de gas en el bloque occidental, dándole continuidad a la zona del pozo Ciprés-1. En los 90's se perforaron 9 pozos exploratorios en el bloque oriental dando mayor auge al campo Pípila sumándole al campo 5 pozos productores. Del 2001 al 2004 se perforaron 8 pozos exploratorios de los cuales 4 concluyeron como productores y uno como productor no comercial: Granaditas-1, Ita-1, Ecatl-1 y Fitón-1 fueron los pozos productores en la zona de expansión del Vicksburg.

Los 32 pozos exploratorios anteriores, fueron sustentados con sísmica bidimensional con 10 proyectos que suman 62 líneas sísmicas 2D que cruzan el área del cubo Pípila 3D. (Figura II.0.4)

En el 2004 con el apoyo del cubo sísmico, se perforaron 9 pozos más, dando como resultado cuatro productores, dos productores no comerciales, dos invadidos de agua salada y otro improductivo seco.

Dentro del área de estudio se han realizado varios trabajos de adquisición sísmica bidimensional, entre los que destacan los siguientes: Bóveda, Pípila – Tenampa, Canal – Enanos, Maratín, Pobladores, Ternero, líneas regionales del Proyecto Potencial Remanente de Burgos y el Proyecto Vicksburg Frío. (Figura II.3.1).

SISMICA 2D EN EL AREA PIPILA 3D											
PROYECTOS	PROCESO	REPROCESO	LINEAS QUE CRUZAN EL CUBO SISMICO PIPILA 3D								
MARATIN	SEP-2001 **CGM**	FEB-2002 **WGECO**	105077	105075							
POBLADORES	SEP-1985 **PEMEX**	MAR-1998 **PEMEX**	121	123	125	127					
TERNERO	OCT-2002 **WGECO**	MAR-2003 **PGS**	L-109122	L-109124	L-109126	L-109128	L-109132	L-109134	L-109136	L-109140	
			L-109142	L-109144	L-109133	L-109133	L-109135	L-109137	L-109139		
POTENCIAL REMANENTE	JUN-2000 **PEMEX**	FEB-2003 **IMP**	PRB-18	PRB-20	PRB-22						
PLAY VICKSBURG	MAY-1998 **PEMEX**	FEB-2003 **IMP**	PVF-10B	PVF-12	PVF-01						
BAJIAL 2A-Z			L-616081								
BOVEDA	FEB-2000 **CGM**	AGO-2002 **PGS**	L-4006042	L-4006044	L-4006046	L-4006048	L-4006058	L-4006068	L-4006066		
			L4006069	L-4006067	L-4006065	L-4006063	L-4006061	L-4006057	L-4006051		
CANAL ENANOS	OCT-1998 **CGM**	MAY-2004 **PGS**	L-2014055	L-2014053	L-2014064	L-2014062	L-2014060	L-2014058			
PIPILA TENAMPA	ENE-1998 **CGM**	MAY-2004 **PGS**	L-2015052	L-2015051	L-2015054	L-2015049	L-2015056	L-2015047	L-2015045		
TENAMPA	DIC-1999 **AGI**	MAR-2002 **CNPS**	Ten-159	Ten-141	Ten-149	Ten-145	Ten-143	Ten-167	Ten-161		
PIPILA 3D	MAY-2004 **PGS**	MAY-2005 **PGS**	INLINE (1002 a la 2720)				XLINE (5000 a la 6540)				

Figura II.3.1 Listado de proyectos bidimensionales y líneas que cruzan el levantamiento completo del cubo sísmico Pípila 3D.

En la figura II.3.2, se presentan las características principales de adquisición de secciones sísmicas representativas del área así como el flujo de proceso aplicado a la sísmica bidimensional del proyecto Áreas de Oportunidad II.

Nº DE LINEA	**4011140**	**4011145**	**4011148**	**40111154**
CALIDAD DE LA RESPUESTA	MUY BUENA	MUY BUENA	MUY BUENA	MUY BUENA
# CANALES DE GRABACION	240	240	240	240
TENDIDO	BILATERAL	BILATERAL	BILATERAL	BILATERAL
OFFSET MINIMO	87.5	87.5	87.5	87.5
OFFSET MAXIMO	3062.5	3062.5	3062.5	3062.5
INT. ENTRE GRUPOS DE DET.	25	25	25	25
FUENTE	VIBROS	VIBROS	VIBROS	VIBROS
PATRON DE LA FUENTE	4V-12.5M-8B-1.78M	4V-12.5M-8B-1.78M	4V-12.5M-8B-1.78M	4V-12.5M-8B-1.78M
INTERVALO ENTRE P.V.	50	50	50	50
APILAMIENTO	60	60	60	60
LONGITUD DE GRAB.	6 SEG.	6 SEG.	6 SEG.	6 SEG.
RAZON DE MUESTREO	2 MSEG.	2 MSEG.	2 MSEG.	2 MSEG.
COMPAÑÍA	COMESA	COMESA	COMESA	COMESA
FECHA	1999	1999	1999	1999

Figura II.3.2 Características principales de adquisición del área.

La información sísmica 2D cumplió apropiadamente con la fase exploratoria y ante la necesidad de conocer mejor los yacimientos, la adquisición de sísmica tridimensional nos proporcionó mejor resolución vertical y horizontal ayudando a definir el modelo estructural – estratigráfico. El cubo fue adquirido con base a la necesidad de extender el trend productor del campo Pípila hacia el sur y así poder reubicar en su momento 18 oportunidades exploratorias detectadas con la sísmica 2D.

En el 2005 la empresa Jason desarrolló un estudio de inversión sísmica en la porción oriental dentro de la expansión del vicksburg solicitado por el grupo de producción para darle sustento al desarrollo del campo Pípila, ya que el objetivo de la inversión fue el de determinar las propiedades físicas de los yacimientos creando una distribución con base en los datos sísmicos.

En ese mismo año la compañía Landmark realizó también un estudio sobre la misma zona oriental en el campo Pípila con la finalidad de realizar el soporte de una reactivación del mismo. En este estudio se interpretaron horizontes sísmicos, se aplicaron técnicas de atributos instantáneos y se realizó la interpretación petrofísica a cada pozo del área así como el dictamen de reintervención de pozos cerrados mediante un estudio de ingeniería de yacimientos.

También en el 2005 se hizo un trabajo de tesis apoyado en los datos del campo Pípila en la zona oriental del cubo 3D cuyo tema principal fue el análisis AVO y la descomposición espectral aplicando y combinando estas técnicas en pozos improductivos y localizaciones tales como los pozos Bóveda-1, Enanos-1, Tenampa-1, Ternero-1, Loc. Tótem-1 y Loc. Brezo para obtener información de posibles intervalos potenciales. Con las herramientas del análisis AVO combinado con la descomposición espectral se puede obtener la disminución del riesgo en localizaciones del proyecto. [37)] (Zavala, 2005).

b).- MAGNETOMETRÍA

En el plano de intensidad magnética total de la Cuenca de Burgos, se aprecia que las curvas isoanómalas presentan poca sinuosidad, correspondiendo en un mayor grado a tendencias de carácter regional, con gradientes suaves, lo que puede corresponder a eventos profundos, concluyendo que debido a la ausencia de anomalías de origen somero no se infiere alguna actividad ígnea reciente o en el Terciario, conclusión apoyada también por los informes de los pozos perforados en el área.

c).- GRAVIMETRÍA

Con respecto a la gravimetría, los planos de Anomalía de Bouguer muestran la existencia de anomalías gravimétricas con un rumbo general N-S, lo cual concuerda con las tendencias estructurales de la Cuenca de Burgos.

En el área de estudio se presenta un gradiente gravimétrico suave sin que se presente alguna anomalía de gran intensidad.

II.4 ANTECEDENTES GEOLOGICOS.

En las décadas de los 20's y 30's, las compañías extranjeras fueron las primeras en estudiar la Cuenca de Burgos con el propósito de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos en la región. De estos estudios, se lograron descubrir cuatro campos nuevos: Rancherías, La Presa, Lajitas y Laredo [14)](Echánove, 1986). En 1938 Petróleos Mexicanos continuó con los trabajos posteriores de exploración petrolera descubriendo en los 40's, los primeros yacimientos con producción comercial establecida en la Formación Vicksburg en los campos Misión, Camargo y Valadeces. [12)](Delgado G.H. 2006).

La Formación Vicksburg está constituida por estratos de origen marino a los cuales se les asigna una edad del Oligoceno Inferior y es uno de los plays más importantes de la Cuenca de Burgos. [11)](Combes, 1993), destacó las principales características estratigráficas en ambientes deltaicos, dividiendo en tres miembros esta formación: Inferior, Medio y Superior.

El estudio de investigación para el Bureau of Economic Geology de Texas [21)](Langford et al., 1994), se enfocó a los ambientes depositacionales de deltas de margen de plataforma que dieron origen a las principales facies productoras de la Formación Vicksburg, calibrando los modelos geológicos del campo Mc Allen Ranch, en el sur de Texas frontera con México.

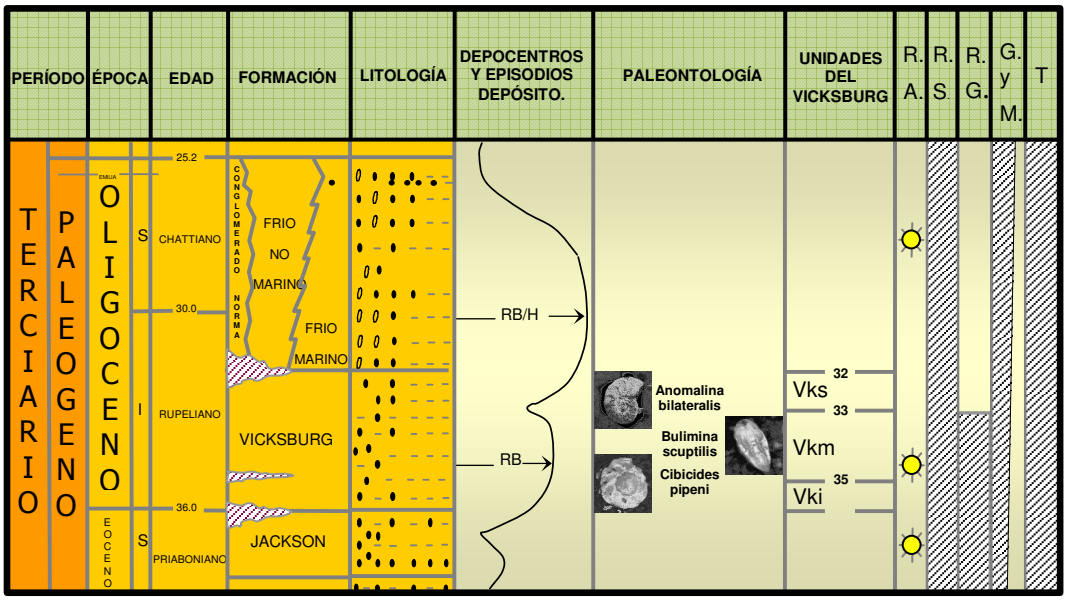
En el 2001 [15)]Eguiluz y colaboradores realizaron un estudio tipo Quick Look para definir el modelo de depósito del Play Vicksburg al Sur del campo Cuitlahuac, verificando la variación de la calidad de la roca almacén e identificando tres unidades estratigráficas de la Formación Vicksburg, definidas por estudios bioestratigráficos en la cuenca de Burgos. (Informes inéditos, PEMEX-PEP).

En la figura II.4.1 se muestra la tabla estratigráfica de las unidades del Oligoceno Vicksburg con las biozonas referenciadas con edades y fósiles paleontológicos.

1) Biozona de *Globigerina ampliapertura y Anomalina bilateralis,* referida a la parte superior del Vicksburg (OVKS) con edad aproximada de 32 a 33 m.a.

2) *Bulimina sculptilis*, asociada a la parte media del Vicksburg (OVKM), de 33 a 35 m.a.

3) *Heterolepa mexicana y Cibicides pippeni* que definen la parte inferior (OVKI) con edad entre los 35 a 36 m.a.



RB= aporte de sedimentos, Río Bravo
RH= aporte de sedimentos, Río Houston

Modificado de ((Ziga et al., 1999)

Figura II.4.1. Tabla Estratigráfica que incluye a los elementos del sistema petrolero: roca generadora (R.G.), almacén (R.A.), sello (R.S), Trampa (T) y generación y migración de hidrocarburos (G. y M.).

De estas unidades, el Vicksburg Inferior y Medio son clasificados como sistemas deltaicos progradantes depositados en ciclos de nivel bajo (LST) y el Vicksburg Superior es un sistema progradante en un ciclo de nivel alto (HST).

También en el 2001, la compañía [34)]Scotia Group se encargo de terminar el análisis del Vicksburg-Frío dando como resultado que los sistemas depositacionelas corresponden a barras y facies de delta retrabajadas por el oleaje y son los que representan a la mayoría de los yacimientos que han establecido produccion en el Play Vicksburg.

Referente al modelo estructural propuesto por [24)]Ortiz –Ubilla y Tolson, (2004), luego de la interpretación estructural de una sección sísmica semi-regional con dirección W-E sobre el campo Arcabuz - Culebra, emplearon el concepto de deformación distensiva de tipo de despegue, con el que definieron dos estilos estructurales: 1) Fallas normales con despegue en el noreste del campo y 2) Estructuras dómicas producto de la plasticidad de los potentes cuerpos arcillosos que se levantaron en el oriente de la zona de despegue.

Marco Geológico

El Proyecto Camargo abarca las franjas productoras de Eoceno para los Plays Yegua y Jackson y del Oligoceno para los Plays Vicksburg y Frío. (Figura II.4.2)

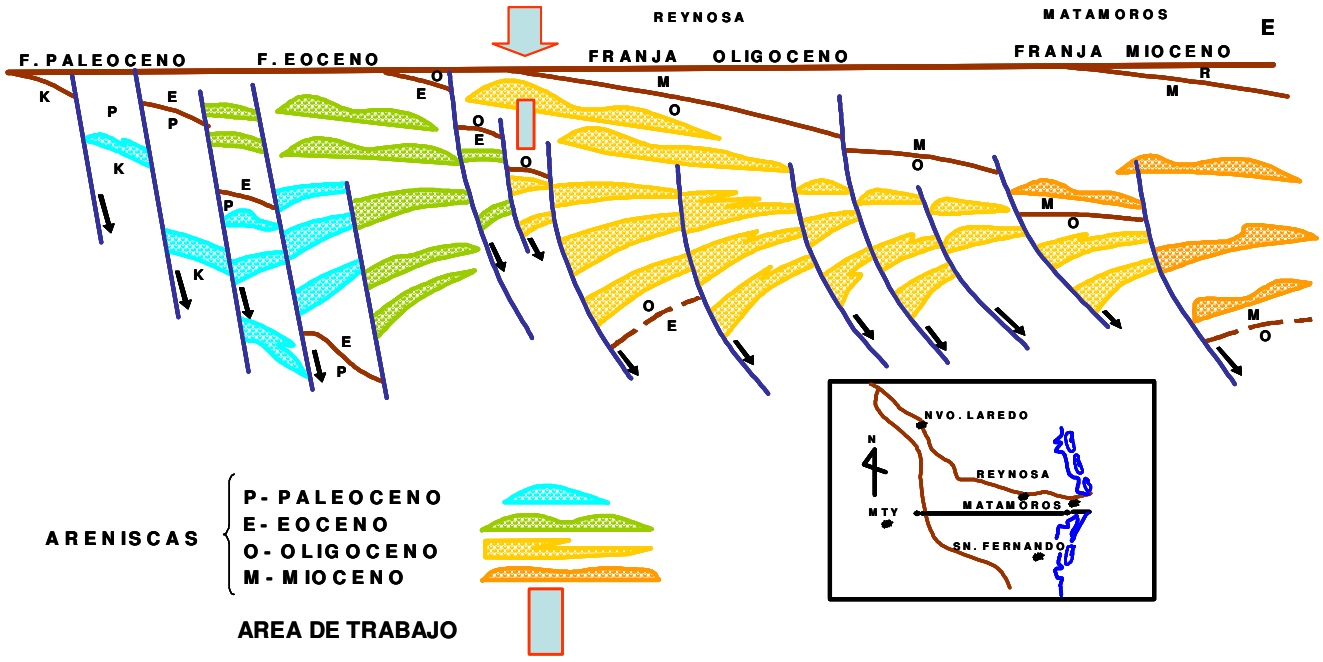


Figura II.4.2. Distribución de Fallas de Plays Productores

La columna geológica representativa del área está constituida por secuencias arcillo arenosas cuyas edades varían desde el Eoceno Inferior con la Formación Yegua hasta el Oligoceno Medio con las formaciones Vicksburg y Frío. (Figura II.4.3).

Dicha columna está representada por una potente secuencia siliciclástica depositada en sistemas costeros de plataforma caracterizados por complejos de barras de barrera y sistemas deltaicos formados por corrientes fluviales y posteriormente distribuidos por corrientes marinas para el Play Yegua Jackson. Para el Play Oligoceno Vicksburg la secuencia sedimentaria es representativa

de sistemas deltaicos de borde de plataforma; estos Plays forman trampas en las zonas de expansión de fallas de crecimiento que se distribuyen regionalmente en dirección norte-sur a lo largo del proyecto.

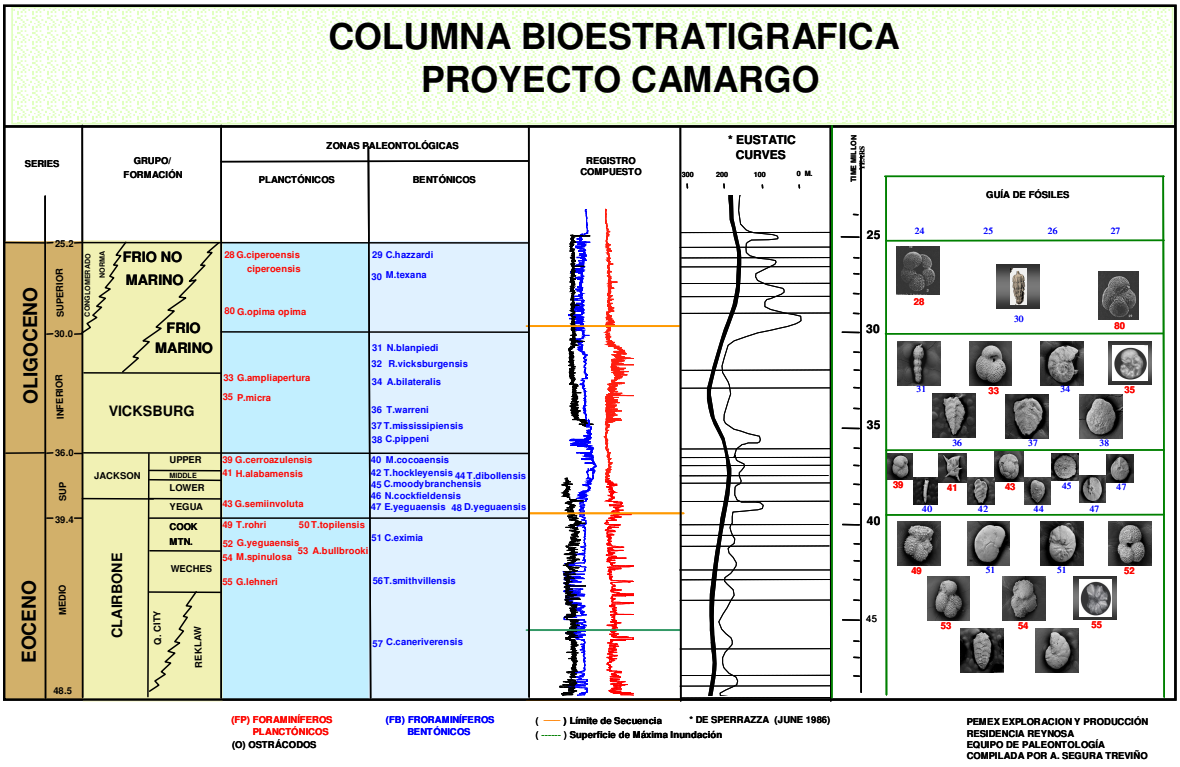


Figura II.4.3. Columna Geológica representativa del proyecto Camargo

Sistema Petrolero y Principales Plays del proyecto Camargo.

Los principales subsistemas generadores en este proyecto son el Paleoceno Wilcox, Eoceno Cook Mountain - Yegua, Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg que alimentan las trampas a través de las fallas de crecimiento como rutas de migración.

En el Proyecto Camargo existen 3 Plays principales, que en orden de importancia por su productividad son: 1) Oligoceno Vicksburg, 2) Eoceno Jackson y 3) Eoceno Yegua.

Oligoceno

Formación Vicksburg

Consiste de una potente secuencia de areniscas en estratos delgados a medianos, que alternan con potentes espesores de lutitas y limolitas, que en total alcanza cerca de los 3,000 m. de espesor. Estratigráficamente yace concordantemente sobre la Formación Jackson y subyace discordantemente al Conglomerado Norma y a la Formación Frío No Marino, y concordantemente a la Formación Frío Marino; los ambientes de depósito reportados varían de nerítico externo a batial superior, asociados a las biozonas: *Pseudohastigerina micra*, Heterolepa mexicana, *Cibicides pippeni*, *Bulimina sculptilis*, *Anomalina bilateralis.*

Play Oligoceno Vicksburg

Su edad es Oligoceno Inferior y fue descubierto en 1945 con la producción del Campo Misión, se localiza en la porción oriental del proyecto. En el proyecto Camargo, se tienen 20 campos productores de gas húmedo, que han acumulado una producción de 490 MMMPC; de éstos el más importante es el Campo Cuitláhuac con una producción acumulada de 356 MMMPC. En 1995 producía 10 MMPCD y actualmente alrededor de 100 MMPCD. La profundidad de los yacimientos oscila entre los 1,000 y 4,600 m. Sus modelos de depósito son principalmente deltas progradantes de margen de plataforma que han dado lugar a la formación de trampas combinadas en las zonas de expansión de fallas de crecimiento de distribución regional. (Figura II.4.4).

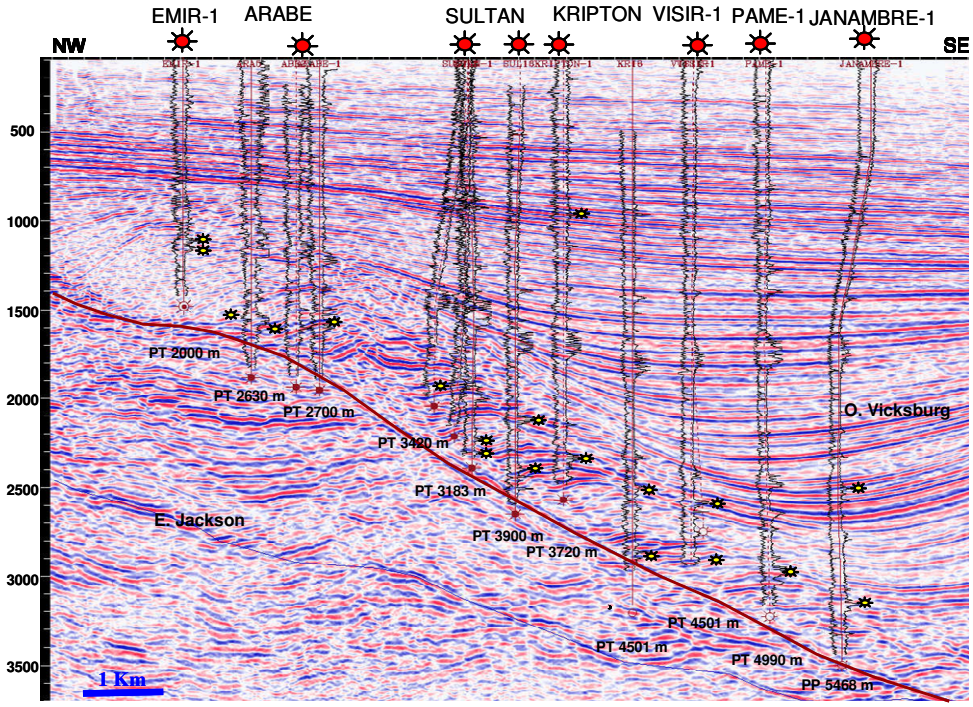


Figura II.4.4. Sección Sísmica que muestra el estilo Estructural del Play O. Vicksburg

Como resultado del análisis del “Potencial Remanente de la Cuenca de Burgos”, se desarrollaron diferentes estudios de plays a detalle, [1)](AER-2935, 2005 PEMEX).

La roca almacén está constituida por areniscas en estratos delgados a medianos cuyo rango de porosidad varía de 9% a 25% y permeabilidades entre 0.001% y 1.0% MD que alternan con potentes espesores de lutitas y limolitas, depositadas predominantemente en ambientes deltáicos dominados por olas y, en menor escala, en ambientes de barras costeras (Fig. II.4.5). La trampa del play está ligada con estructuras rollover, teniendo como sello lateral las fallas de crecimiento que dieron lugar a la trampa, mientras que el sello superior está definido por las secuencias alternantes de lutitas. El subsistema generador corresponde al mismo Oligoceno Vicksburg en conjunto con el Eoceno Wilcox, y entre los principales campos del play se pueden citar: Cuitláhuac, Misión, Comitas y Lomitas, entre otros.

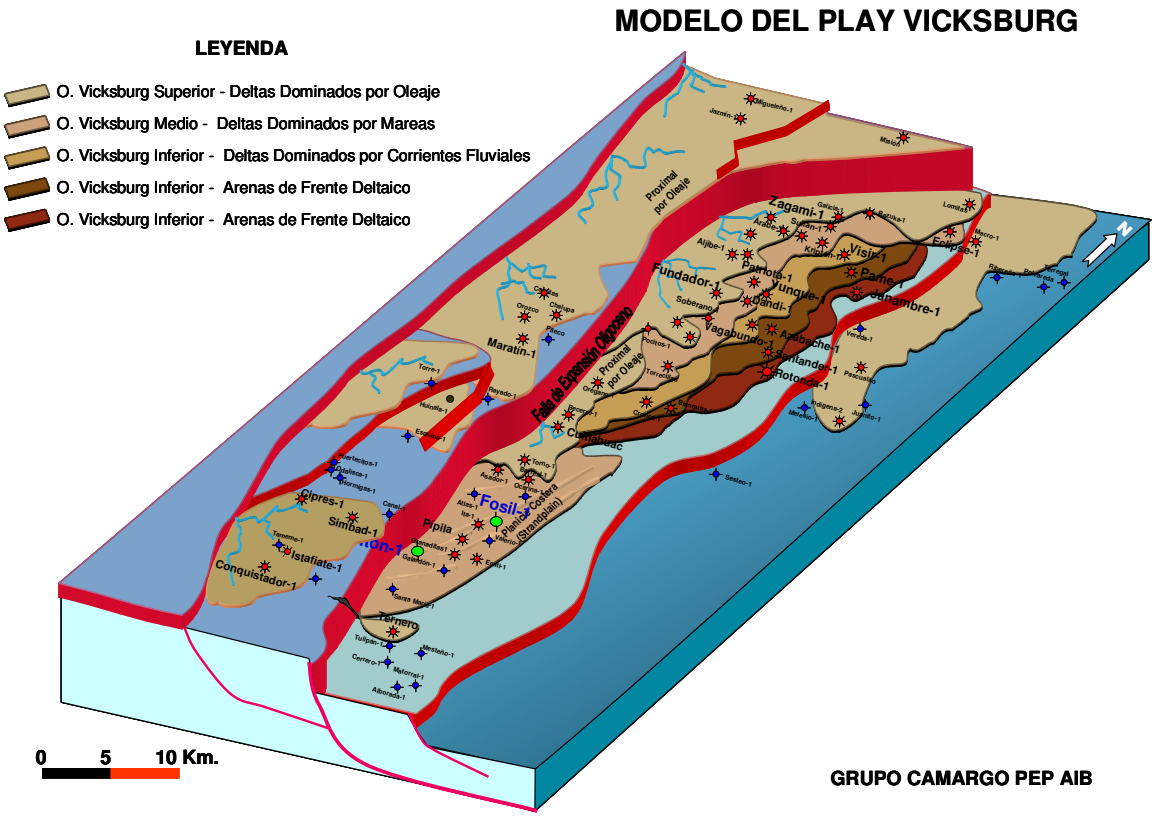


Figura II.4.5. Modelo de depósito para el Play Oligoceno Vicksburg

III. VALIDACIÓN DEL CUBO PÍPILA 3D.

El objetivo del Estudio Sísmico Tridimensional **Áreas Potenciales I Bloque Pípila 3D** fue el de obtener información sísmica tridimensional de alta resolución de buena calidad que permita definir en las áreas de oportunidades identificadas en los plays y prospectos, con la finalidad de mejorar y detallar la definición estructural estratigráfica del subsuelo para generar localizaciones que incorporen reservas en el Proyecto de Incorporación de Reservas de Burgos. [26](PGS Mexicana, 2004)

La parte de procesado de datos sísmicos desde la cinta de campo hasta la migración post-apilado se describe para los tres bloques que constituyen el cubo sísmico Pípila 3D.

III.1 PARAMETROS DE ADQUISICION.

Los parámetros de registro utilizados en el estudio fueron los siguientes:

Parámetros de Campo

Tipo de diseño:	Diagonal
Apilamiento máximo nominal:	48
Tamaño de la rejilla (binning):	20 x 20 mts.
Distancia- estaciones receptoras:	40.00 m.
Distancia-estaciones fuentes:	42.15 m
Distancia-líneas receptoras:	379.47 m.
Distancia-estaciones fuentes:	400.00 m.
No. de líneas receptoras por VP:	12
Canales por línea:	160
Numero de canales por VP	1920
Numero de VP por salvo:	30

Offset mínimo:	495 m.
Offset máximo:	4244 m.
No. Total de VP	65050
Área total de apilamiento máximo:	1039.42 Km^2
Área total de tendido	870.60 Km^2
Densidad de VP/Km^2:	62.58

Parámetros de Grabación

Sismógrafo:	Sercel 408 XL
Formato de grabación:	SEGD
Filtro de corte baja	Fuera
Filtro de corte alta:	0.8 Nyquist fase mínima
Filtro notch:	Fuera
Longitud de grabación	6.0 seg.
Intervalo de muestreo:	2 mseg.

Parámetros de Fuente

Fuente de energía:	Vibroseis
Arreglo de vibradores:	4 sin moveup
Barridos por VP:	8
Frecuencia de barrido:	8-96 Hz.
Tipo de barrido:	no lineal 3db/Hz.
Tiempo de barrido:	12 seg.

III.2 SECUENCIA DE PROCESAMIENTO.

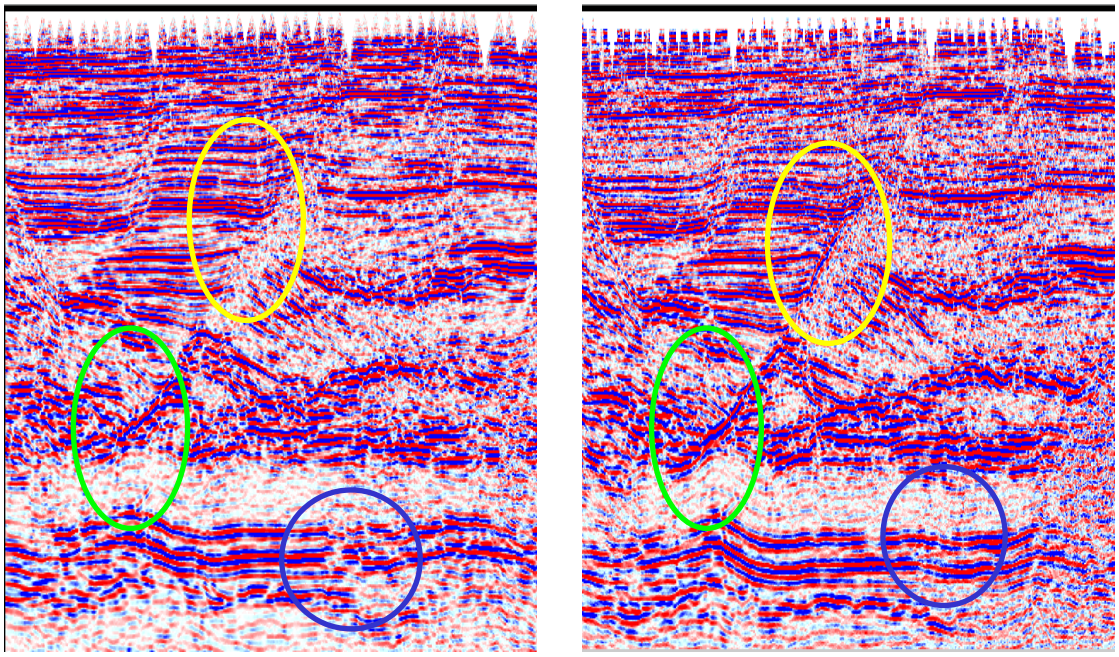
El objetivo básico del procesamiento de datos es el de preservar la amplitud de la información para todos los offset's, todos los tiempos y para cualquier punto profundo en el gather. Para los datos apilados la cancelación de la mayoría de ruidos se hace con el proceso de CDP. La distorsión de las verdaderas amplitudes se hace en el dominio pre-apilado y mediante diferentes procesos de supresión se pueden eliminar varios tipos de ruidos.

Los aspectos que se consideraron en la secuencia de procesamiento para el análisis de AVO son:

- Mantener la amplitud (minimizar los pasos de proceso con base en la relación señal-ruido).
- Procesado independiente en cada sección de distancia fuente – receptor (offset común).
- Reducción de interferencias (ruido coherente, múltiples, etc.)
- Consistencia de la ondícula (deconvolución consistente con la superficie)
- Preservación de las amplitudes (compensación de las amplitudes consistentes con la superficie.
- Alineamiento de los reflectores, análisis de velocidades, estáticas de elevación (topografía del terreno), estáticas y dinámicas residuales.
- Corrección por echado (DMO).
- Migración de datos pre-apilados.

La migración pre-apilamiento (TAPSTM) en tiempo dio en general un

mejor posicionamiento de la señal, los cierres contra las fallas quedaron mejor definidos, los planos de las fallas se reposicionaron con respecto a la migración post-apilado, debido a un mejor control espacial de velocidades de migración. (Figura III.2.1).



Migración Post-apilamiento en tiempo Migración Pre-apilamiento en tiempo

Fig. III.2.1 Comparativo entre procesamiento Post y Pre apilamiento en tiempo del cubo sísmico Pípila 3D.

Para validar la información sísmica, se cargaron los gathers al software Hampson & Russell presentándolos en CDP's para su análisis, respecto al offset y al ángulo de incidencia. Como un primer paso se desplegó el EBCDIC Header y se verificó que se encontrara descrita la secuencia de proceso a los datos. (Figura III.2.2)

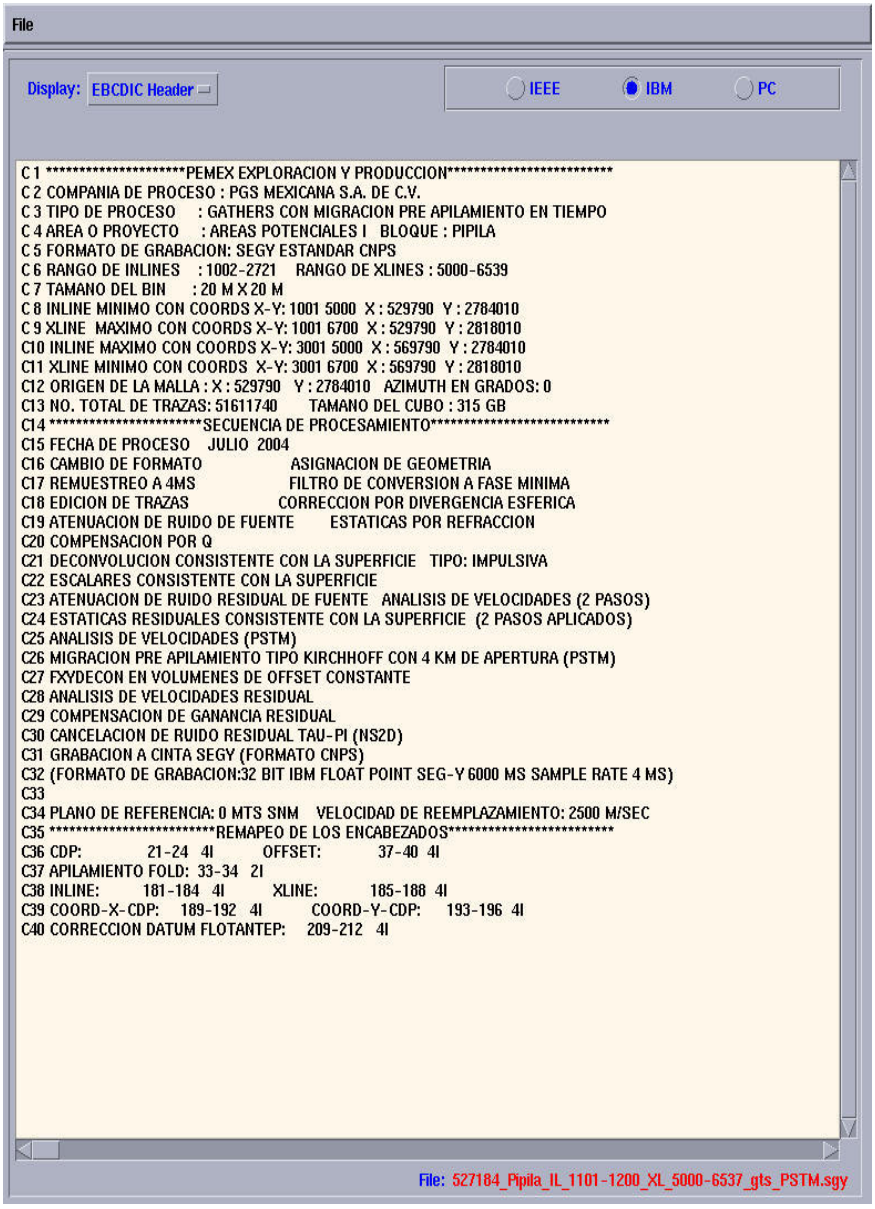


Fig. III.2.2 Despliegue del EBCDIC Header de los datos procesados del Cubo Sísmico Pípila 3D.

La secuencia de proceso aplicada en la migración pre-apilamiento preservó la amplitud relativa de la señal permitiendo que los datos fueran susceptibles a utilizarse en trabajos de análisis AVO.

Se analizó el crossplot de la información de los ángulos (3 a 40º con muestreo a cada 2º) contra el valor de la amplitud a cada ángulo del muestreo. En el siguiente crossplot se puede observar la correlación lineal tan aceptable entre ambos eventos, es decir con un porcentaje de correlación del 95 y 76% respectivamente.

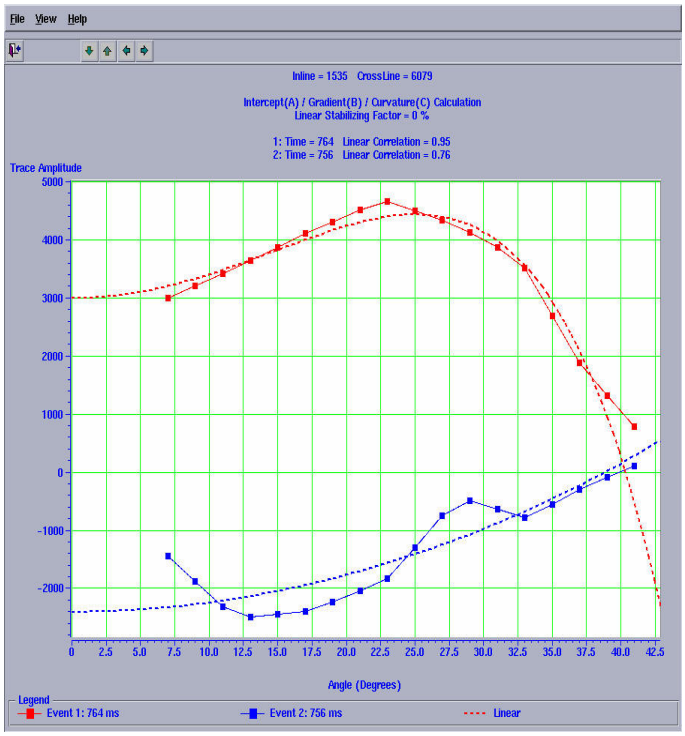


Fig. III.2.3 Análisis del gradiente en línea 1535 y traza 6079 cercano al pozo Simbad-1; Crossplot de ángulos vs. Amplitud

Se realizó el control de calidad a los datos al analizar los ángulos gathers en varios intervalos de tiempo en las inmediaciones del pozo Simbad-1. Se identificó un ajuste aceptable de correlación lineal en cada intervalo de tiempo en los crossplots analizados. (Figura III.2.4).

Concluido el análisis, se muestra una sección apilada de CDP gathers (Figura III.2.5)

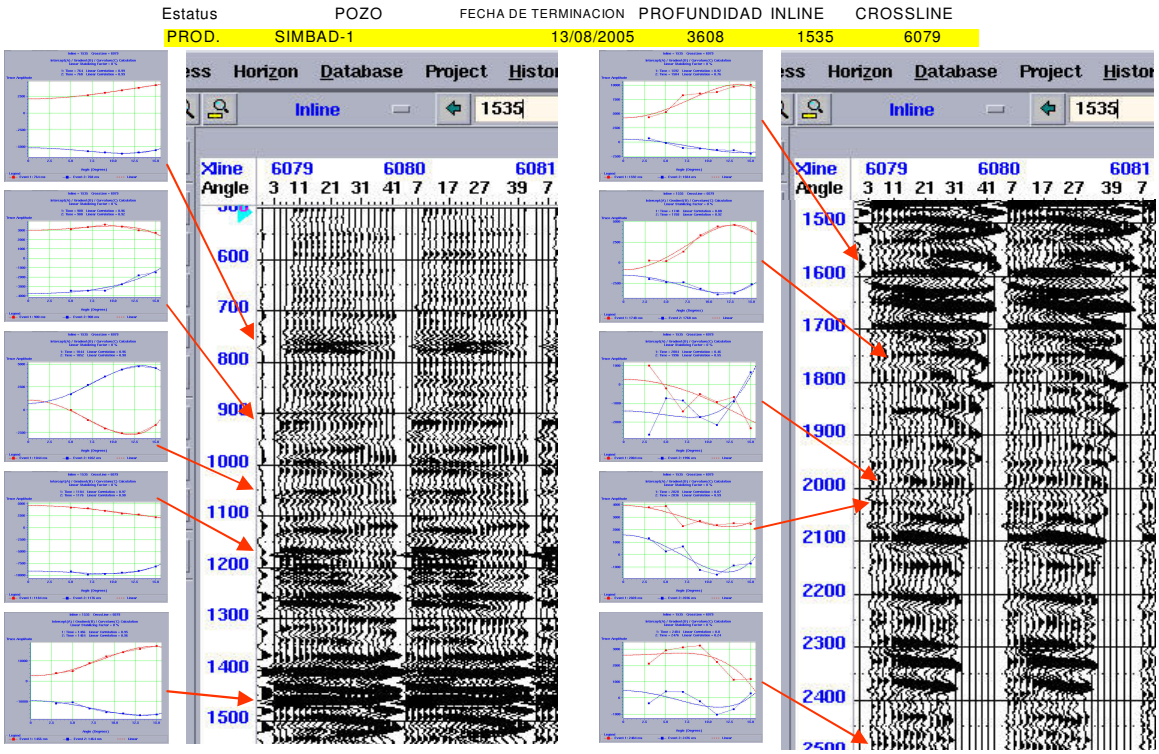


Fig. III.2.4 Control de calidad de los datos sísmicos en el pozo Simbad-1

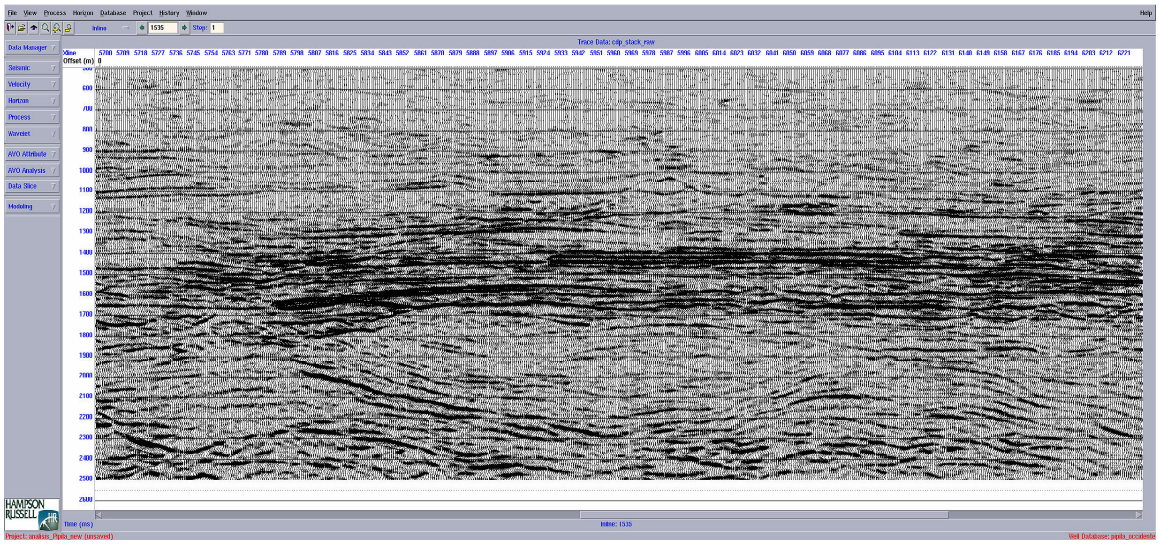


Fig. III.2.5 Apilado de datos de traza CDP en la línea 1535

Con lo anterior se determina que el cubo Pipila 3D es susceptible a utilizarse en la aplicación del análisis AVO e Inversión Sísmica.

IV. ANALISIS AVO.

IV. 1 INTRODUCCION

El término AVO oficialmente significa “Variación de la amplitud con el Offset”, aunque el término comúnmente usado es “Amplitud vs. Offset”, sin embargo debido a que en este proceso se analizan los datos pre-apilados el termino AVO debería significar “**Prestack Amplitude analysis”.** [23)](Russell, 1993).

La variación de la magnitud de los coeficientes de reflexión sísmica contra el offset, depende de las propiedades físicas de las rocas, tales como: Velocidad de propagación para la onda longitudinal **Vp**, transversal **Vs**, densidad, anisotropía y módulo de Poisson. Mediante la sísmica se pueden determinar tales parámetros además de inferir la litología y geometría del yacimiento, [8)](Castagna & Brandi, 2004). El uso del AVO como indicador de hidrocarburos en rocas clásticas, se basa en las diferentes respuestas de la velocidad de onda “P” y la onda “S” respecto a un yacimiento con presencia de gas en los espacios porosos. Las ondas “P” son sensibles a los cambios de fluidos, porque con la presencia de solo aire o gas en una roca, existe una diferencia al reducirse la velocidad drásticamente en presencia del gas. En contraste la onda “S” no detecta cambios debido a la presencia de fluidos, ya que, depende principalmente de la matriz de la roca.

La relación de la velocidades de las ondas “P” y “S” en las capas del subsuelo Vp/Vs decrece con la presencia de gas provocando un cambio en la amplitud relativa de la reflexión de la cima a la base del yacimiento, en función del ángulo de incidencia.

El objetivo principal del análisis de la variación de la amplitud vs. Offset, (AVO) es la identificación del aislamiento de tendencias de desviaciones

respecto a su entorno. Zoeppritz [38] en 1919, presentó una formula en la cual se basa gran parte de este análisis. Su ecuación determina las amplitudes de las ondas P reflejadas y refractadas en el plano de intersección entre dos capas. Estas ecuaciones bastante complejas, se basan en la combinación de la Ley de Snell y la mecánica clásica, sin embargo para el propósito del análisis del AVO existen aproximaciones muy buenas en casos de pequeños contrastes elásticos y ángulos de incidencia también pequeños. [27](Richards y Frazier, 1976). Posteriormente, estas ecuaciones fueron simplificadas por Shuey [32] en 1985, quien redujo a una aproximación con tan solo dos términos.

$$R_{(\Theta)} = P + G \operatorname{sen}^2\Theta$$

Donde R(Θ) es el coeficiente de reflexión con ángulo de incidencia Θ, (para los términos del análisis AVO, Θ no debe ser mayor de 30°). Las constantes P o [R(0)] y G están referidas como la ordenada ó intercepto AVO y el gradiente respectivamente. La ecuación usualmente se maneja mediante la gráfica del coeficiente de reflexión (para un gather sísmico corregido por NMO en un tiempo dado) contra el $\operatorname{sen}^2\Theta$. A una incidencia normal, $\operatorname{sen}^2\Theta$ es igual a cero y la ordenada AVO P igualará al coeficiente de reflexión. Al aumentar el ángulo de incidencia Θ se incrementa el offset cambiando la amplitud resultante. Esta combinación entre amplitud y el offset puede graficarse y crear el mejor ajuste de una línea, cuya pendiente proporcionara el gradiente G de AVO. Este procedimiento es aplicado a cada combinación traza/tiempo dentro de una ventana definida. Utilizando todos los pares intercepto/gradiente, se podrá crear un gráfico AVO para ser analizado.

Debido a que cada amplitud del coeficiente de reflexión R(Θ) para cada traza sísmica ocurre a un tiempo en particular, es posible desplegar secciones sísmicas definidas en términos de otros valores de la ecuación. Cada coeficiente de reflexión tiene sus correspondientes ordenada al origen (intercepto AVO) y su

gradiente AVO, por lo cual se pueden crear gráficos en los que las amplitudes corresponden a esos pares de datos en lugar de un coeficiente de reflexión.

Combinaciones lineales de esas cantidades (P & G) pueden crearse también para análisis de datos sísmicos posteriores. Si se conoce el entorno o background para desplegar un cierto rango de valores para la ordenada y gradiente AVO (P y G), entonces esos valores pueden reducirse hasta opacar el background y enfatizar tendencias de búsqueda, (que en este caso son las acumulaciones de gas). Lo mismo puede lograrse si se conoce la respuesta de los fluidos, los valores pueden aumentarse para enfatizar la respuesta de la roca saturada e inhibir la roca seca.

Jonh Castagna en 1993 [6)], define "petrophysical imaging" como un método de litología sísmica el cual no pretende obtener propiedades absolutas de la roca. Sin embargo, involucra la construcción de una imagen de la variación de las propiedades de la roca en el subsuelo.

De los datos sísmicos se obtendrán: la velocidad, atenuación, anisotropía de las ondas-P y ondas-S al igual que la densidad de la formación en función de las coordenadas (x, y, z). Estos parámetros se invertirán para obtener las propiedades de la roca. Por supuesto ninguno de estos parámetros se puede obtener de manera única y absoluta, con la presicion, exactitud o resolución que se requiere para un análisis petrofísico valido. La mayor esperanza será que las variaciones del más importante de estos parámetros puedan ser mapeados y que nos permita relacionar algún significado a cualquier anomalía observada.

La litología puede definirse usando el registro de potencial espontáneo SP, sin embargo se requieren registros adicionales cuando la geología es compleja. La sismología multicomponente y el análisis AVO tienen el potencial para mejorar y expandir grandemente la aplicabilidad de la interpretación petrofísica.

El AVO se ha convertido en un método importante en la exploración basada en la dependencia angular de los coeficientes de reflexión por la incidencia de ondas en un plano de interfase entre dos medios elásticos semi-infinitos homogéneos descritos por las ecuaciones de Zoeppritz.

Dichas ecuaciones complejas predicen que la variación del coeficiente de reflexión con el offset depende de cambios de velocidad de ondas-P (Vp), velocidad de ondas-S (Vs) y de la densidad (ρ) en el medio, por lo cual proporcionan las bases teóricas del análisis AVO. La presencia de hidrocarburos genera valores bajos de la relación Vp/Vs produciendo una anomalía de amplitudes, sin embargo estos valores bajos no tienen una solución única por lo que se requiere de análisis de contenido de fluidos.

La complejidad de las ecuaciones de Zoeppritz nos da ese análisis. Afortunadamente investigadores como Keith Aki y Paul Richards, así como Ralphe Wiggings, Kenny y McClure (patente de aplicación en 1984) han derivado una aproximación muy poderosa de las ecuaciones de Zoeppritz que facilita grandemente su comprensión.

Basados en el trabajo de Aki y Richards, para la incidencia angular típica, el coeficiente de reflexión de la onda-P (***Rpp***) varía con el ángulo de incidencia ***Θ*** de acuerdo con una ecuación de la forma:

$$Rpp(\Theta) = Rp + B \sin^2 \Theta$$

Donde ***Rp*** es la incidencia normal de reflexión de la onda-P y ***B*** es la pendiente o gradiente AVO. Wiggings [35)], demostró que cuando la relación Vp/Vs se encuentra alrededor de 2, la pendiente o gradiente ***B*** esta dado por:

$$B \approx Rp - 2Rs$$

Donde ***Rs*** es el coeficiente de reflexión de la onda-S. Estas ecuaciones revelan que una simple pieza de información extraíble de la interfase del análisis AVO es el coeficiente de reflexión de la onda-S. Esta es la gran promesa y gran limitación del análisis AVO. Ya que de la sísmica se pueden estimar los valores ***Rp*** y ***Rs***, esto significa que cualquier interpretación petrofísica significativa debe de realizarse en el contexto de cambios laterales en los coeficientes de reflexión de onda-P y onda-S.

Por lo cual se espera que, así como seguimos un horizonte, la diferencia entre la estimación ***Rp*** y ***Rs*** y su entorno será una indicación de cambios en las propiedades físicas de la roca. Con la interpretación de los gráficos crossplot de los datos ***Rp*** y ***Rs*** se pueden identificar zonas detectadas como indicadores directos de hidrocarburos.

Tendencias entre coeficientes de reflexión y la velocidad. En la búsqueda de anomalías, es importante tener: 1) expectativa de las tendencias de entorno de las cuales se miden las desviaciones, 2) una idea de la energía predominante 3) entendimiento de la magnitud y dirección del background de anomalías significativas. Esto es particularmente cierto para el análisis AVO, los primeros dos puntos pueden obtenerse directamente de la sísmica, aunque indicios de petrofísica frecuentemente dan información en este sentido. El tercer punto requiere de una calibración empírica sobre información petrofísica de campos conocidos, tal como trends de velocidad y distribuciones de coeficientes de reflexión.

- La relación entre velocidades de onda-P y onda-S tiende a definir mejor litologías individuales.
- El crossplot ***Vp/Vs*** vs. ***Vp*** nos permite discriminar la litología.
- La influencia de Gas en arenas da una relación ***Vp/Vs*** constante aproximadamente 1.5

- Factores Geo-históricos tales como la edad, historia de sepultamiento, geometría del poro y contacto, recristalización, cementación/disolución y el esfuerzo de cizalla tienden a afectar ***Vp*** y ***Vs*** en una misma proporción y no causa desviaciones extremas en estas tendencias. [7](Castagna & Betzle, 1985).

Una relación útil para rocas siliciclásticas en general es la relación llamada línea de lodo-roca con velocidades en Km/seg publicada por Castagna & Betzle y otros en el GEOPHYSICS 1985. Ellos ajustaron ambas velocidades la compresional Vp y la de corte Vs a una ecuación lineal de la forma Y = mx + b. Llamaron a esta relación la línea de Lutitas (Mudrock) ya que se basa empíricamente sobre areniscas arcillosas saturadas de agua salada. De sus datos arcillosos se tiene:

$$Vp = 1.16\,Vs + 1.36$$

En la figura IV.1.1 se muestra la pendiente y el intercepto de una línea de Lutitas (Mudrock) la cual difiere en cada Cuenca. Por tal motivo es necesario su cálculo en cada proyecto de análisis. [31](Scott Pickford, 2004).

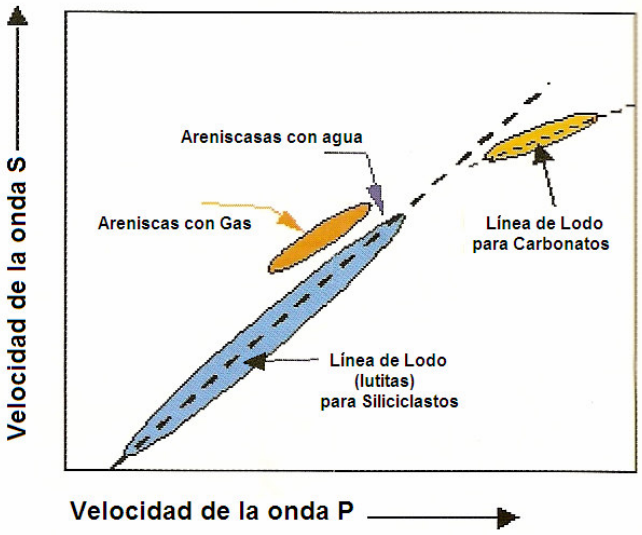


Figura IV.1.1 Relación entre la línea de lutitas y de carbonatos en el crossplot Vp vs. Vs.

Las siguientes figuras, muestran la relación de las propiedades físicas con los parámetros elásticos, así como, la propagación de la onda sísmica.

INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES FISICAS EN LOS PARAMETROS ELASTICOS

Incrementando:	Velocidad compresional Vp	Velocidad de corte Vs	Densidad ρ	Incompresibilidad λ	Rigidez μ
Temperatura	↓	↓	—	↓	↓
Presión	↑	↑	↑	↑	↑
Presión de poro	↓	↓	—	↑	↓
Porosidad	↓	↓	↓	↓	↓
Contenido de arcilla	↓	↓	—	↓	↓
Saturación de Gas	↓	↑	↓	↓	↑

Figura IV.1.2 Tabla general de la relación entre propiedades físicas de las rocas y sus parámetros elásticos. [31](Scott Pickford, 2004).

La rigidez μ es resistente a la deformación por cizalla y nos da información de la matriz de la roca. La incompresibilidad o modulo de bulk κ resiste a la compresión, la constante de Lamé λ es un parámetro elástico sensible al contenido de fluidos. Lambda esta relacionado con el modulo de bulk y con la rigidez $\lambda = \kappa - 2\mu/3$. Estas propiedades físicas están relacionadas con la roca en la transmisión de las ondas sísmicas: $Vp = \sqrt{(\lambda+2\mu)/\rho}$ y $Vs = \sqrt{\mu/\rho}$.

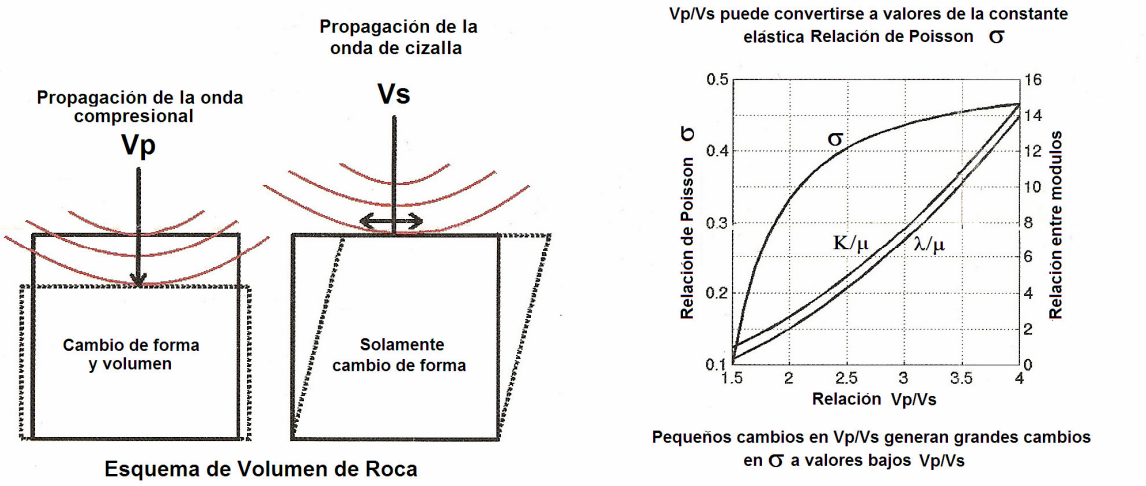


Figura IV.1.3. Propagación de la onda compresional y de cizalla y crossplot entre Vp/Vs vs. Relación de Poisson. [31](Scott Pickford, 2004).

La teoría de Biot–Gassmann proporciona el significado de predicción del efecto de hidrocarburos sobre velocidades sísmicas. La relación entre velocidades de ondas-P de areniscas saturadas con gas y saturadas con agua salobre es:

$$V_{gas} = -0.07\, V^2_{salobre} + 1.67\, V_{salobre} - 1.74$$

Donde V_{gas} es la velocidad de la onda-P en arenas saturada con gas y $V_{salobre}$ es la velocidad de la onda-P en arenas saturada con agua salada.

Conceptos fundamentales del análisis AVO

- El AVO trabaja bajo ciertas circunstancias y algunas veces es usado equívocamente.
- Los coeficientes de reflexión de arenas con gas generalmente se vuelven más negativos al incrementarse el offset.
- La amplitud puede incrementar o decrecer con el offset. Concentraciones altas de gas o aceite en las rocas puede generar anomalías AVO significativas.
- Existen aplicaciones específicas donde AVO es útil en carbonatos. Los múltiples de bajo periodo en datos marinos son un problema en el análisis AVO.
- ***Vp/Vs*** varia significativamente sobre trends bien definidos para cada litología y puede dar valores altos.
- ***Rp*** y ***Rs*** pueden extraerse de A y B si se conoce el comportamiento (background) ***Vp/Vs***.

El análisis AVO puede proporcionar estimaciones relativas de Rp y Rs cuyas variaciones laterales pueden indicarnos variaciones laterales de propiedades de roca tal como el contenido de fluido.

Para intervalos estratigráficos de clástos la cantidad (Rp – Rs) puede ser un útil indicador de hidrocarburos. Para un horizonte dado, las anomalías negativas (Rp – Rs) pueden significar el incremento en la probabilidad de hidrocarburos.

Aun y cuando ha habido éxitos notables, el AVO no ha tenido un buen record como herramienta de exploración. Esto no ha sido debido a un fundamento tecnológico limitado, sino debido al uso equivocado del método. Se requiere hacer mas esfuerzo para colocar y enseñar como se utiliza el AVO con el menor costo-efecto.

El AVO debe utilizarse para reducir el riesgo asociado con prospectos de perforación existentes o para descubrir nuevos prospectos.

La variación en amplitud puede producir un brillo con el offset o puede de igual manera ocurrir una disminución en el contraste enmascarando su efecto.

El concepto de factor de fluido fue presentado en 1987 por Smith & Gidlow para identificar las areniscas con gas. Las desviaciones de datos respecto a la línea de lutitas (mudrock) pueden ser causadas por la presencia de fluidos (agua o gas) o por la litología, como el carbón o carbonatos.

Es posible que la respuesta del AVO tenga un rango muy amplio, dependiendo de la geología y constitución del yacimiento. En este caso lo más importante es cuando existe un contraste entre una arena saturada y su entorno o medio encajonante. En la figura IV.1.4 se describe la respuesta AVO para las arenas con gas, clasificadas por Castagna en cuatro clases. En la figura IV.1.5

se muestra tanto la distribución de las clases AVO en un crossplot, como su respuesta de impedancia P en una sección apilada.

Tipo de reflector de arenas con gas (respecto al medio encajonante)	**Respuesta AVO**
CLASE I: Mayor impedancia en arenas con gas.	La cresta decrece con el offset y puede cambiar la polaridad en offsets lejanos.
CLASE II: Contraste de impedancias cercanas a cero.	La amplitud puede incrementarse o decrecer con el offset.
CLASE III: Baja impedancia en arenas con gas.	El valle de la señal sísmica es brillante a offsets cercanos, se incrementa con el offset.
CLASE IV: Baja impedancia en arenas con gas.	El valle de la señal sísmica es brillante a offsets cercanos, se pierde el efecto con el offset.

Figura IV.1.4 Clasificación, característica del reflector y la respuesta AVO. [31](Scott, 2004)

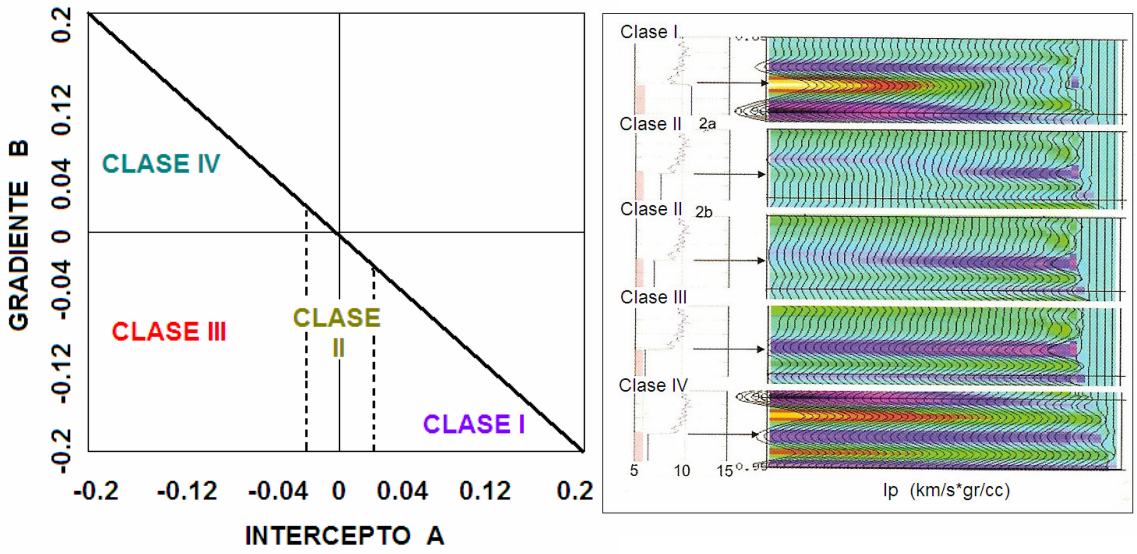


Figura IV.1.5. Distribución de arenas con gas en el crossplot **A** vs. **B** y su respuesta de impedancia P (**Ip**). [36](Yongyi et al. 2007).

En la figura IV.1.6, las líneas punteadas indican la zona de tendencia regional, las flechas indican la posición que guardan los datos en presencia de saturación de hidrocarburos.

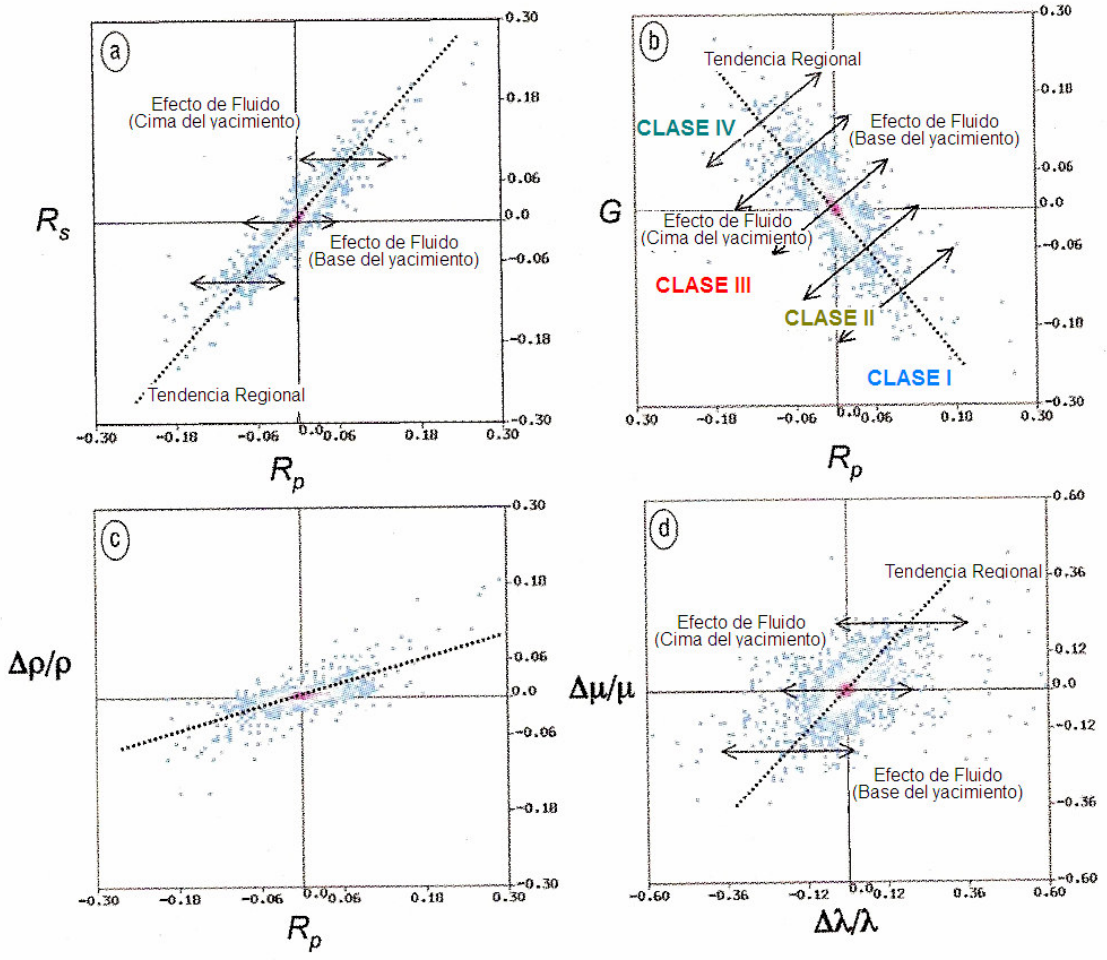


Figura IV.1.6. Crossplot de Atributos AVO calculados de registros de pozos. [36](Yongyi et al. 2007).

El factor de fluido puede obtenerse del crossplot Rp vs Rs, y mediante el crossplot Rp vs. Gradiente se puede diferenciar la clase de anomalía AVO. La magnitud de la densidad de reflectividad es más pequeña que la reflectividad de la onda P.

En la figura IV.1.7, los números del 1 al 3 representan la distribución de datos de arenas con gas, arenas con aceite y arenas arcillosas saturadas con aceite respectivamente.

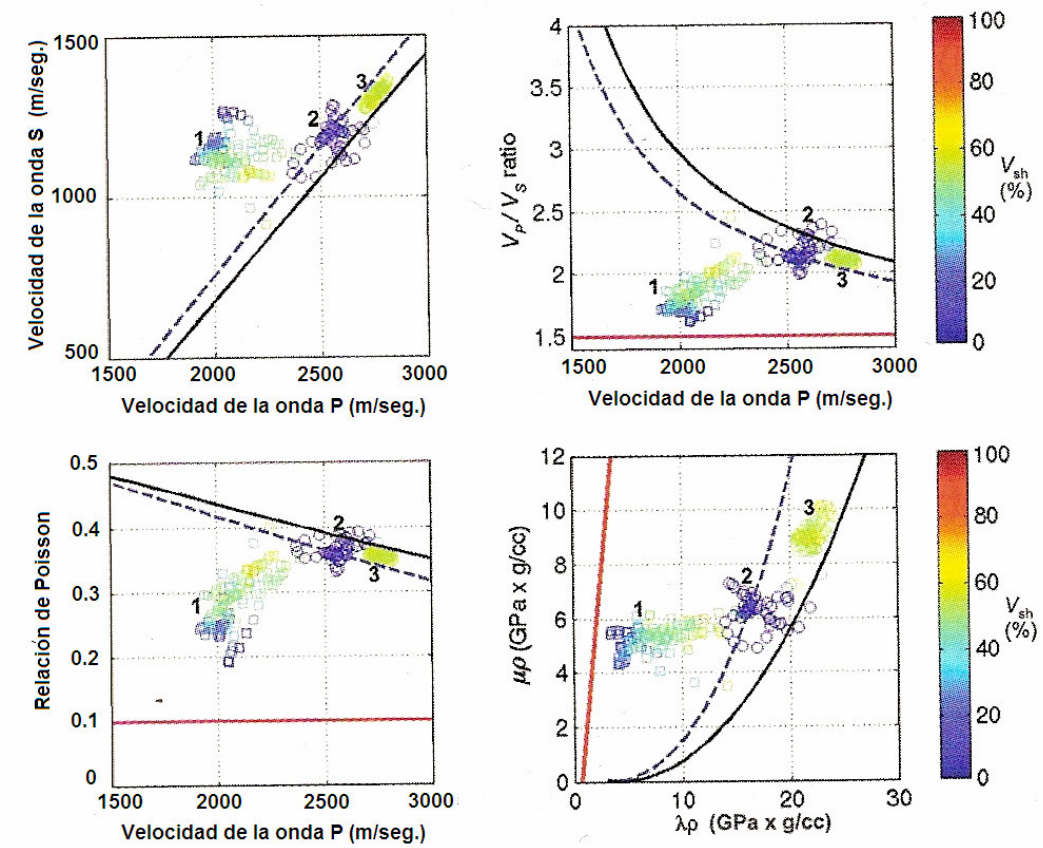


Figura IV.1.7. Influencia del volumen de arcilla con las propiedades elásticas de las rocas. [36](Yongyi et al. 2007).

Las líneas representan la relación empírica de la arena saturada de agua salada (negra), lutitas (azul discontinua) y arenas limpias saturadas de gas (roja). Los puntos de datos que pertenecen a la zona de arenas con aceite que caen en la línea de arenas con agua indican que la arena con aceite y la arena con agua tienen propiedades de roca similares. Basadas en la distancia a la línea para arenas con agua, la sensitividad de la arena respondiendo a arenas con gas decrece cuando incrementa el volumen de arcilla.

IV.2 PREPARACION DE LOS DATOS.

Como una guía de trabajo, a continuación se presenta una descripción de los principales módulos con los que se realiza el trabajo de análisis AVO e Inversión sísmica del Software Hampson & Russell.

.

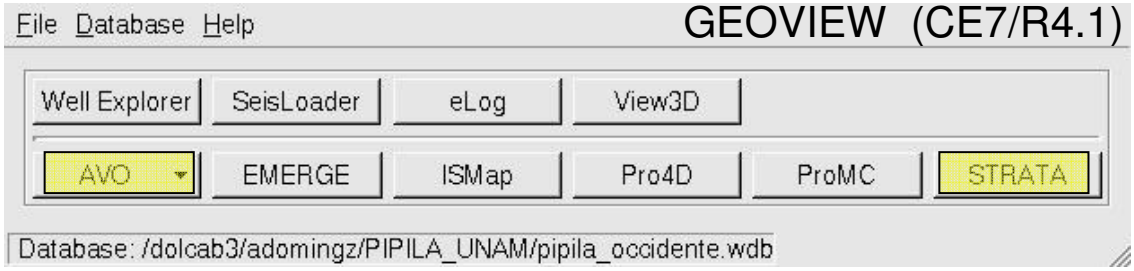


Figura IV.2.1 Ventana de trabajo del modulo GEOVIEW, Software Hampson & Russell.

El software Hampson & Russell utiliza módulos en ventana, en la cual la ventana AVO se aplica para el cálculo de varios procesos y operaciones sobre datos sísmicos gathers CDP's para su análisis. Estos datos sísmicos pueden ser 2D o 3D en archivos SEGY. Con el software, se pueden aplicar a los datos sísmicos diversos procesos los cuales se agrupan en base a su funcionalidad.

AVO (Prestack): Esta opción, permite realizar el análisis AVO en los gathers incluyendo:

Time-Velocity Table
3D Velocity Model
Angle Gather
Offset Scaling.
Super Gather

Trim Static's
AVO Attribute Map/Volume
Gradient Analysis
Pick Analysis
Single Well AVO Model
3D Depth Model
3D Synthetic Volume

Cross Plot: Crea los gráficos cruzados de volúmenes sísmicos apilados.

Deconvolución: Esta opción incluye tanto Statistical Decon como Wavelet Decon.

Filter: Con esta opción se puede aplicar:

Filtrado Pasa-Bandas
Filtro Q inverso o INVEST (Radon).

Map Utilities: Esta opción provee varias herramientas de mapeo:

Map Operation
Map Filter
Map Maths
Import Maps

NMO Correction: Aplica la corrección NMO a los Gathers, ya sea una corrección completa (NMO) o residual (RNMO).

Slice: Analiza los datos en Map View creando datos en slice y/o trabaja con archivos de slice.

Stack: Genera secciones apiladas de los Gathers, incluyendo:

CDP Stack
Common Angle Stack
Range Limited Stack

Utility: Esta opción incluye:

Amplitude Spectrum
Concatenate
Copy
Flatten
Frequency Domain Merge
Mute
Phase Shift
Resample
Scaling
Seismic Attributes
Smooth
Trace Maths
Trace Mix
Time Shift
Time to Depth Conversion
Well-Seismic Scanning

Wavelet: Opciones que manejan la ondícula de la base de datos interna, incluyen:

Display Current Wavelet
Set Current Wavelet
Extract a wavelet Full Phase

Extract a wavelet Statistical

Create a Band Pass

Create a Ricker wavelet

Perform Multi-well Analysis

Display Wavelet Tool

Display Wavelet Synthetic Polarity

Campo de Velocidades para el Análisis 3D AVO: En la ventana AVO se puede crear un modelo de velocidades interpolando la onda P de los registros de un número de pozos o de una tabla de velocidades de apilamiento de puntos de control en formato ASCII.

La densidad es un parámetro necesario en los cálculos de la Impedancia P y S. Para esto se pueden crear unos pseudo registros de densidad usando:

- Valor Constante

- Relación lineal entre el registro sónico & densidad usando la ecuación de Lindseth's

  Densidad = C1 + C2/Velocidad

- Relación Exponencial entre el sónico & densidad usando la ecuación de Gardner's

  $$\text{Densidad} = C * (\text{Velocidad})^{\text{exp.}}$$

Si se escoge usar ya sea la relación líneal o la exponencial, se aplicaran las constantes preestablecidas basadas en las unidades del registro sónico, aunque pueden modificarse si así se desea.

Valores comunes de las constantes C1 y C2 usando las ecuaciones Lindseth's / Gardner's

La metodología AVO nos permite generar la Onda-S (o Impedancia-S) de los datos de la Onda-P.

Onda-S = C1 * Onda-P + C2

Donde C1= 0.8619 y C2=-1172 {valores preasignado por Castagna}

Unidades de velocidad para la ecuación en [m/s]

El AVO puede construir la ondicula como Onda-S mediante el registro de la onda-P por el cálculo de una relación lineal, Ecuación de Castagna

Onda-S = C1 * Onda-P + C2

Los valores de las constantes quedaran establecidas basadas en las unidades del registro sónico, y pueden modificarse si así es requerido. Si se escoge el modificar las constantes, siempre se pueden cambiar a su valor asignado original solo al usar el botón de Valores de Castagna.

En el caso particular del análisis AVO y utilizando datos del Cubo Sísmico Pípila 3D las constantes C1 y C2 tienen los valores siguientes: C1= 0.838857 y C2= -1036.91. (Figura IV.2.2). En la figura IV.2.3 se muestra las trazas CDP Super Gather después de haber aplicado el filtro Radon.

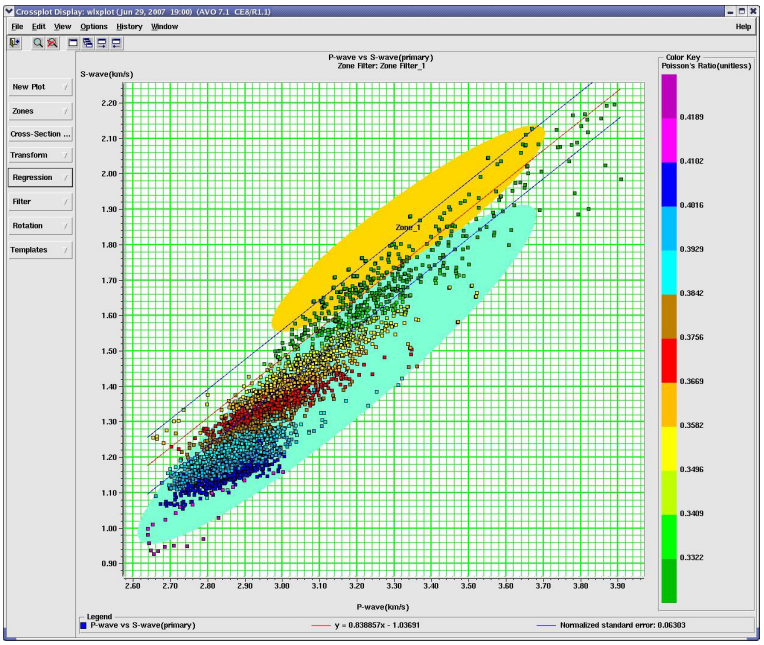


Figura IV.2.2 Crossplot Vp vs. Vs mostrando la relación lineal de la ecuación de Castagna utilizando los datos del cubo sísmico Pípila 3D.

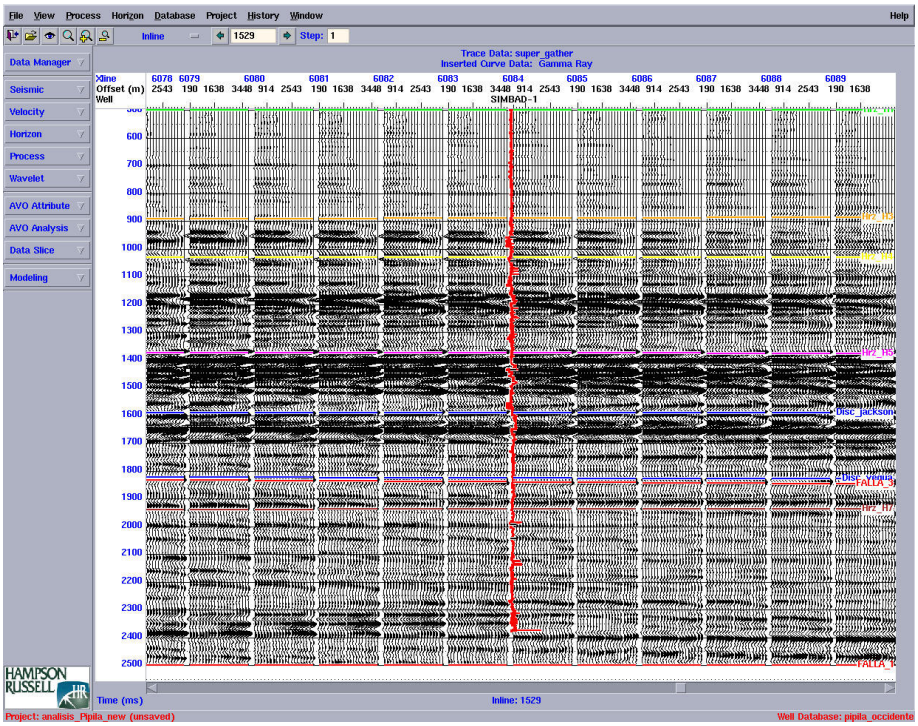


Figura IV.2.3 Línea 1529 CDP Súper Gather respecto al Offset de Radon P.

Para el análisis de AVO, se realizaron las siguientes actividades:

- Se ordenaron los datos por CDP.
- Se aplicó la corrección de los datos por NMO.
- Se ajustaron los reflectores para que queden aplanados
- Se preservo de la amplitud verdadera en cada traza sísmica.
- Se aplicó el filtro INVEST (radon), para eliminar múltiples y suprimir el ruido aleatorio adicionalmente el proceso optimiza las trazas a través de la atenuación de múltiples con la transformada radon, ya que no afecta las amplitudes.
- No se usó el filtro F-K, no preserva la amplitud verdadera.
- Se aplicó AVO prestack Super Gather.
- Se aplicó AVO prestack Angle Gather.
- Se aplicó AVO prestack Gradient Analysis como QC.
- Se realizó el CDP Stack de Angle Gather.

El manejo del software Hampson & Russell por ventanas, es muy práctico y sencillo. En la figura IV.2.4 se presentan varias ventanas con información de los procesos, así como su historial de cómo y con que parámetros se llego a los mismos informando los datos de entrada y el volumen sísmico que interviene en los cálculos del proceso del análisis AVO.

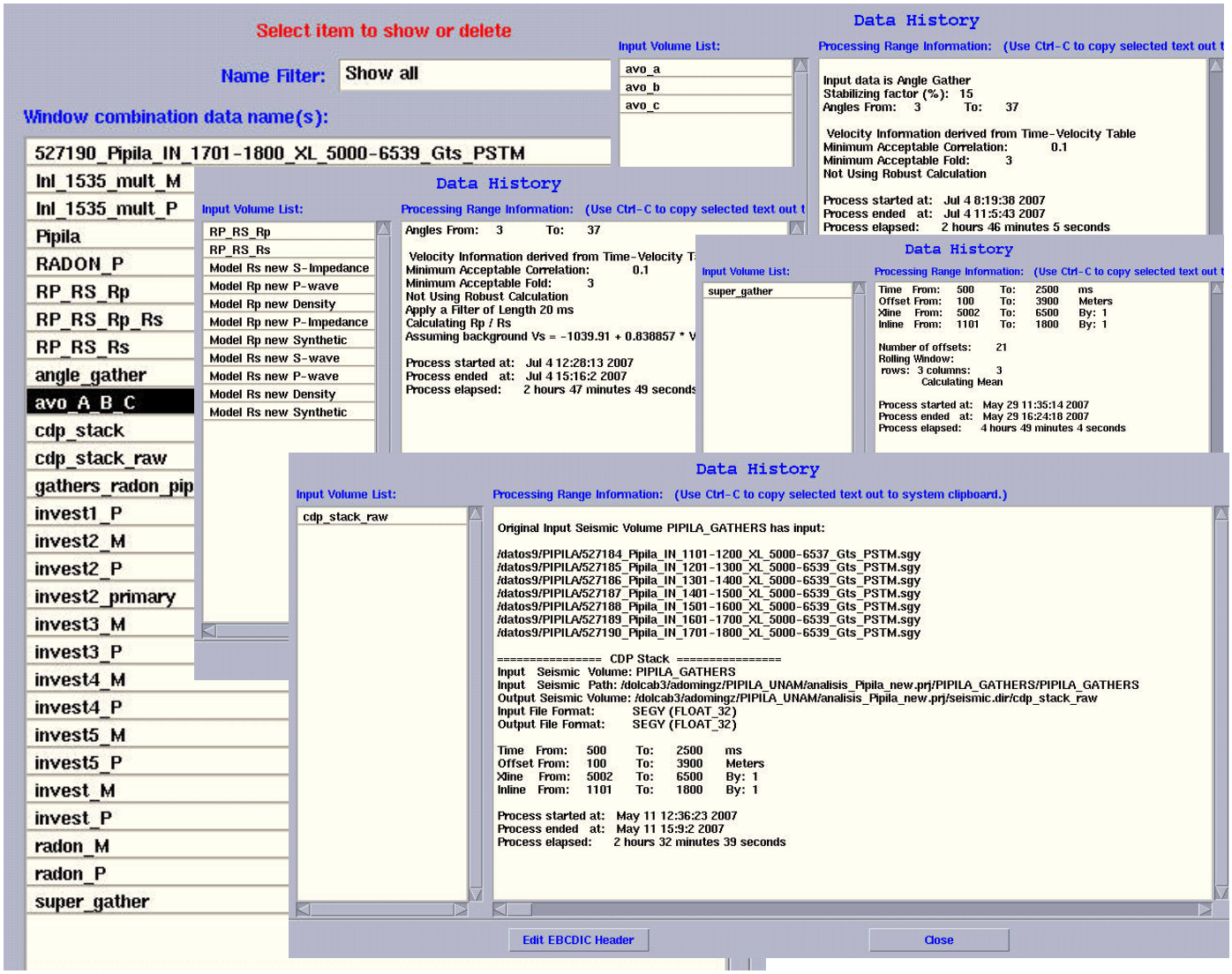


Figura IV.2.4 Filtros aplicados e historial de información de rangos de proceso.

IV.3 METODOLOGIA.

Para describir la metodología y entender el flujo de trabajo, a continuación se presenta la traducción de un resumen del procedimiento básico del análisis AVO. En este caso, se creé pertinente utilizar la información tomada de una plática que se presentó en el Forum AVO de Houston en Abril del 2005 por la compañía Hampson & Russell por conducto de Brian Russell. [29)](Russell, 2005 AVO Forum)

Análisis de la amplitud respecto al Offset.

El análisis de la amplitud vs. Offset (AVO) se ha desarrollado de la idea de investigación, como una herramienta principal en la exploración y producción a lo largo de más de 25 años. La técnica de AVO ha tenido mucho éxito, donde siempre hay lugar para mejoras. Se presentará una breve revisión de la teoría de AVO, ilustrándola con algunas aplicaciones y se presentaran algunas limitantes del método del AVO. En la figura IV.3.1 y IV.3.2 se presenta una sección tipo de CDP's apilados y la interpretación de un horizonte.

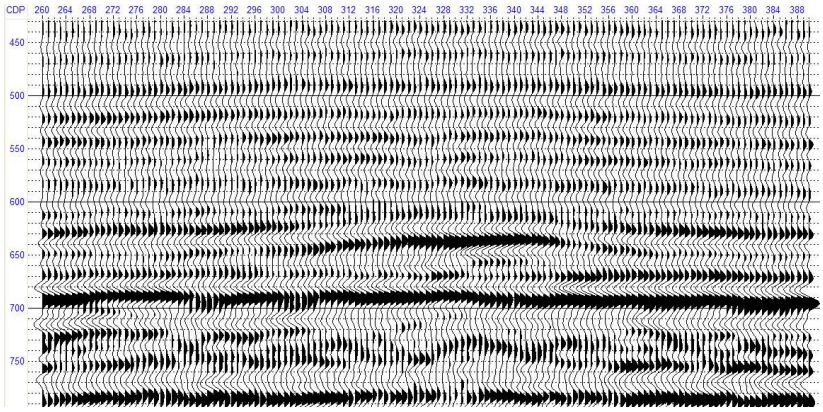


Figura IV.3.1 Sección sísmica apilada del Cretácico, Alberta Canadá (porción somera).

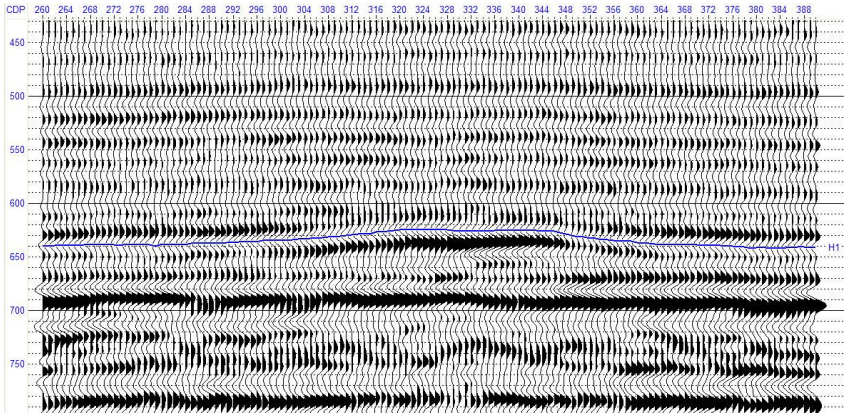


Figura IV.3.2 Interpretación estructural

Para el ejemplo en cuestión, se interpretó un horizonte llamado H1 en el evento de 630 a 640 mseg. Cualquier intérprete antes de 1970 solo pondría atención a la estructura localizada en el CDP 330.

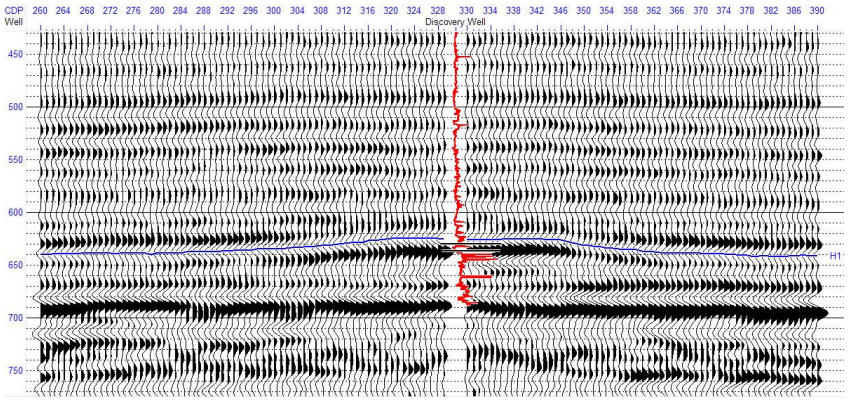


Figura IV.3.3 Localización del Pozo productor de gas.

La figura IV.3.3 muestra el registro sónico desplegado en una sección en tiempo. La cima de arena con gas se muestra con una línea negra sobre el registro.

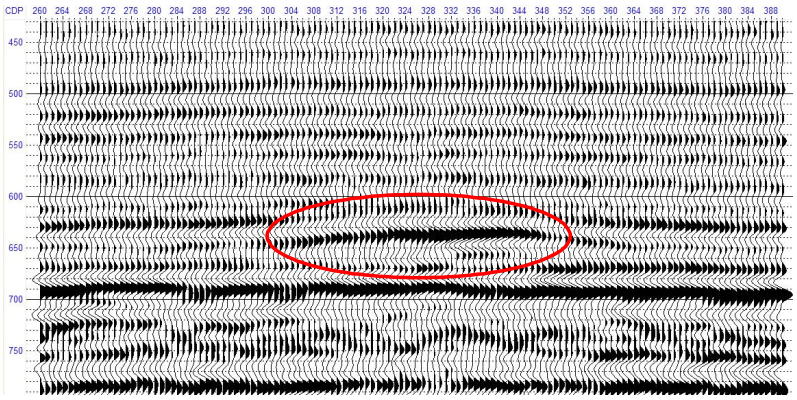


Figura IV.3.4 Se muestra un brigth spot en la zona de interés.

La estructura que se muestra en la figura IV.3.4, no predice una arena con gas. Geofísicos en los 70's habrían notado la presencia del brigth spot y habrían asumido la presencia de gas. Sin embargo los brigth spots pueden ser causados por variaciones litológicas.

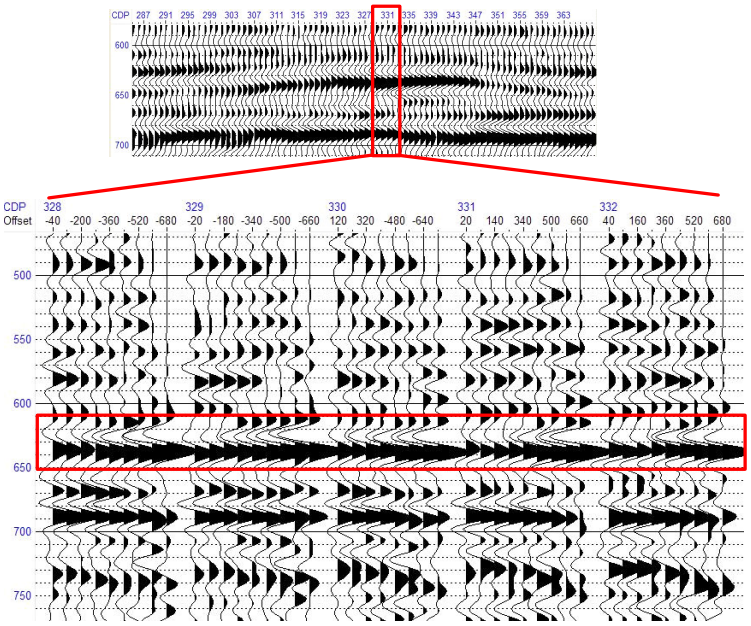
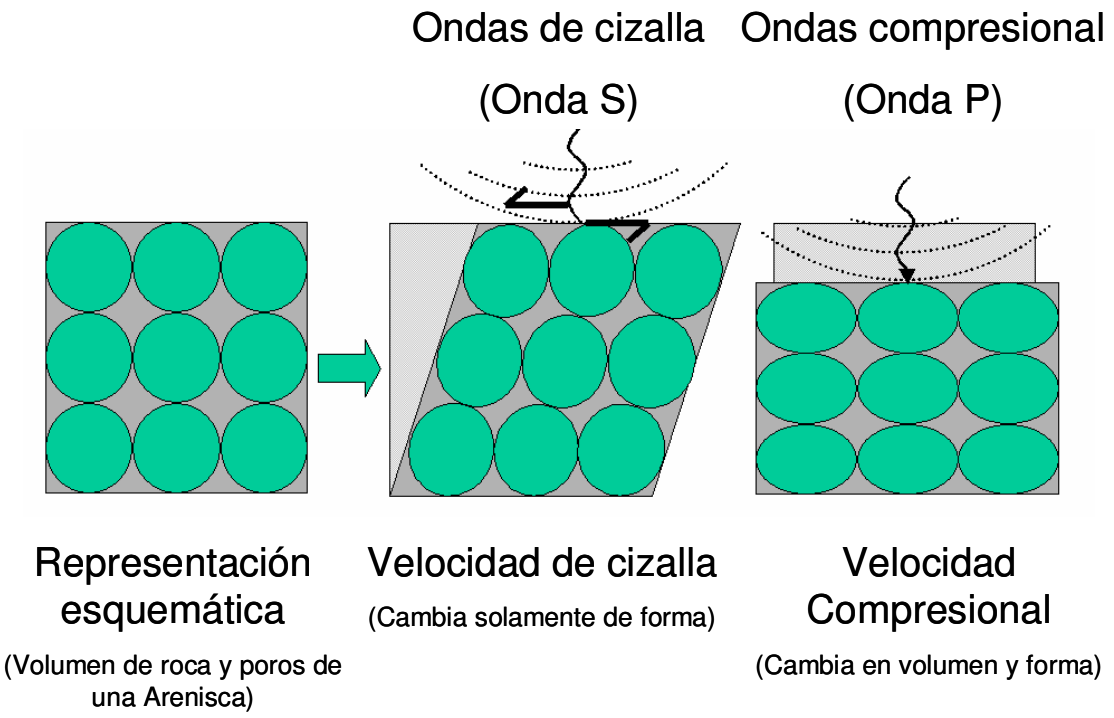


Figura IV.3.5 Presentación de la anomalía en CDP gathers con diferentes offsets. Notar en la figura como la amplitud se incrementa con relación al offset.

El los 80's se dio inicio a la utilización de datos sísmicos pre-stack. El incremento de la amplitud con el Offset fue pronosticado por Ostrander [25)](1984) para ciertas arenas con gas (Clase 3).

La figura IV.3.6 muestra el comportamiento de las ondas sísmicas donde las ondas "P" son creadas cuando una roca es comprimida, provocando cambios en su volumen y en su forma. Las ondas "S" son generadas cuando una roca sufre un esfuerzo tangencial de corte o cizalla, ocurriendo cambios en su forma pero no en su volumen.



Después de Goodway (CSEG grabación 06/2001)

Figura IV.3.6 Velocidades de la onda "P" y "S".

En la figura IV.3.7 se presenta el efecto de la velocidad respecto a la saturación del gas en cuerpos arenosos.

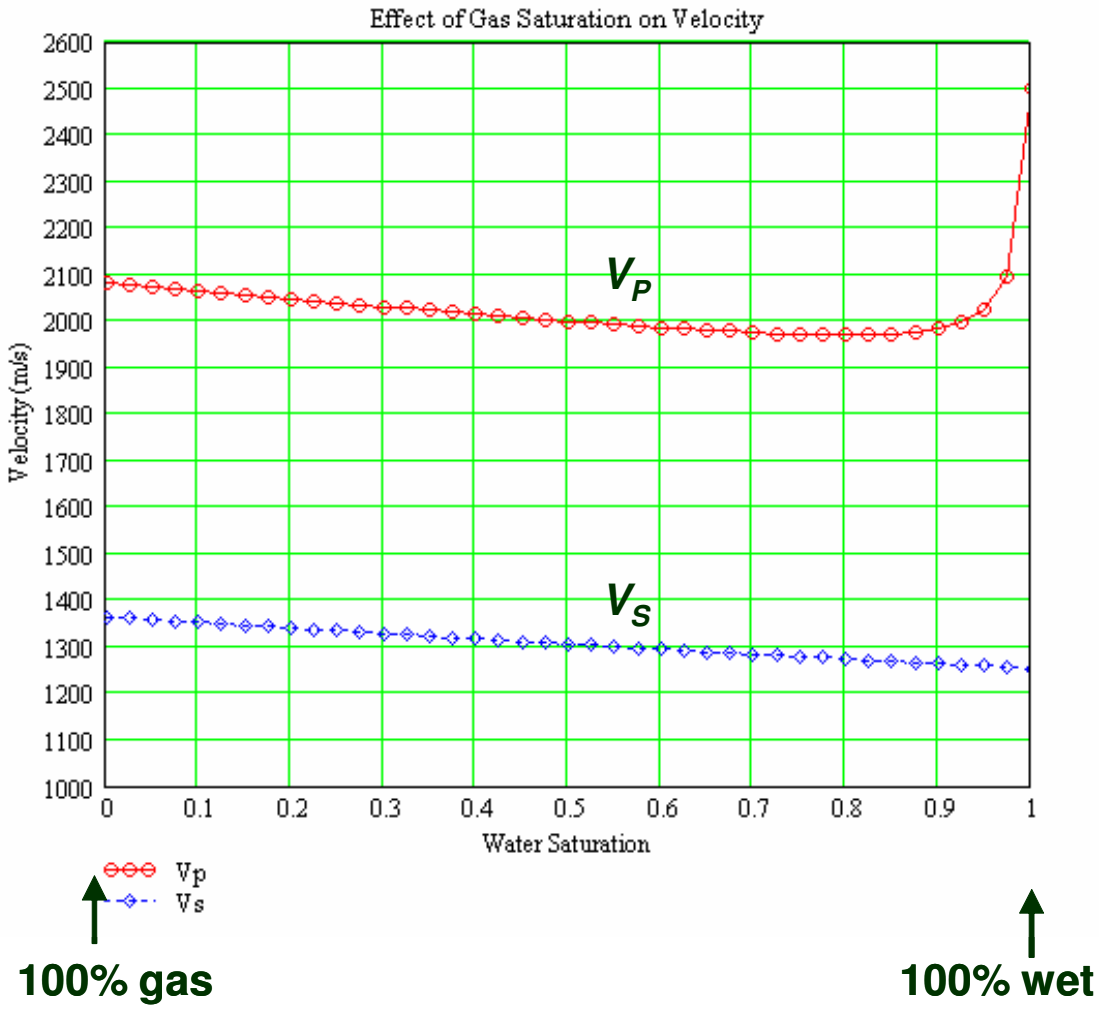


Figura IV.3.7 Importancia de la velocidad de la onda “S”

En arenas con gas, la velocidad de la onda P es mucho mas afectada que la onda S. Por esta razón para delinear arenas con gas es muy importante medir tanto ondas P como ondas S. (Ver figura IV.3.8)

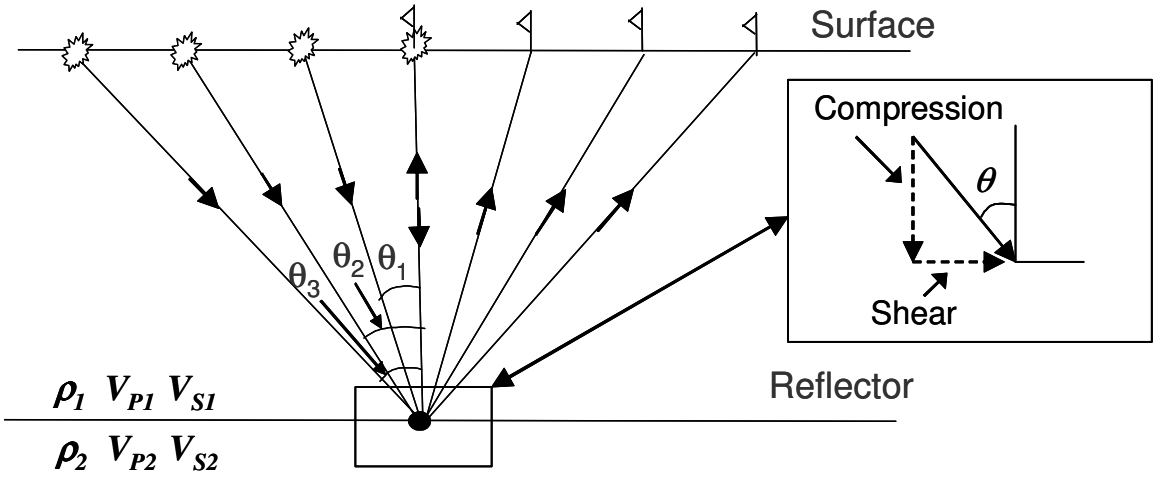


Figura IV.3.8. Representación esquemática de las causas del efecto AVO.

Trazas reflejadas del subsuelo en un gather sísmico a incrementos de ángulos de incidencia Θ.

Como se muestra en el detalle del rectángulo, la onda P en un ángulo dado parece tener ambos componentes, es decir componente compresional y de cizalla.

El método de AVO puede ser cuantificado al conocer el ángulo de incidencia y los cambios de velocidad y de densidad en el medio.

Ecuación de Aki - Richards

La solución completa del problema se encuentra al aplicar las ecuaciones de Zoeppritz.

La ecuación de Aki – Richards [3] es una aproximación linearizada de las ecuaciones de Zoeppritz y es usada coma la base de la teoría AVO:

$$R_P(\theta) = A + B\sin^2\theta + C\sin^2\theta\tan^2\theta$$

$A = \text{intercept} = R_{P0}$

$B = \text{gradient} \approx R_{P0} - 2R_{S0}$

$C = \text{curvature} = \frac{1}{2}\frac{\Delta V_P}{V_p}$

Observar que el caso de cero offset se encuentra con el ángulo Θ= 0

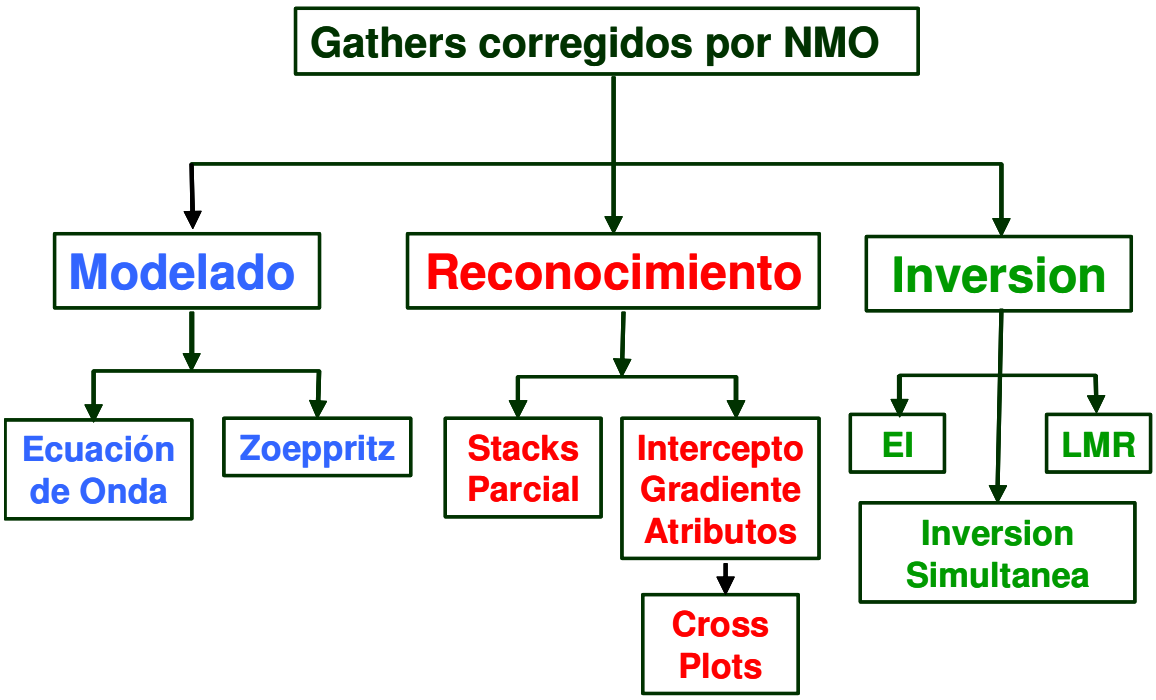


Figura IV.3.9. Metodología del análisis AVO.

Nota: Debido a que las variables de las ecuaciones para el análisis AVO se representan con diferencia en nomenclatura, es difícil dar una secuencia de ecuaciones por lo que en este caso no se presenta una numeración consecutiva. Sin embargo en cada caso, se especifica el autor y el número de referencia bibliográfica.

Modelado AVO.

El modelado AVO es el primer paso crucial en el proceso AVO. Los datos de entrada son los registros de los pozos en el área y los gathers sísmicos disponibles. Las opciones de modelado AVO en el programa de Software Hampson- Russell incluyen:

- Modelado de reemplazamiento de fluido (FRM)
- Correlación de registros de pozo, editado y extracción de la ondícula.
- Modelado sintético 1D
- Modelado de sintéticos 2D y 3D.

En la siguiente figura, se presenta un diagrama de flujo típico.

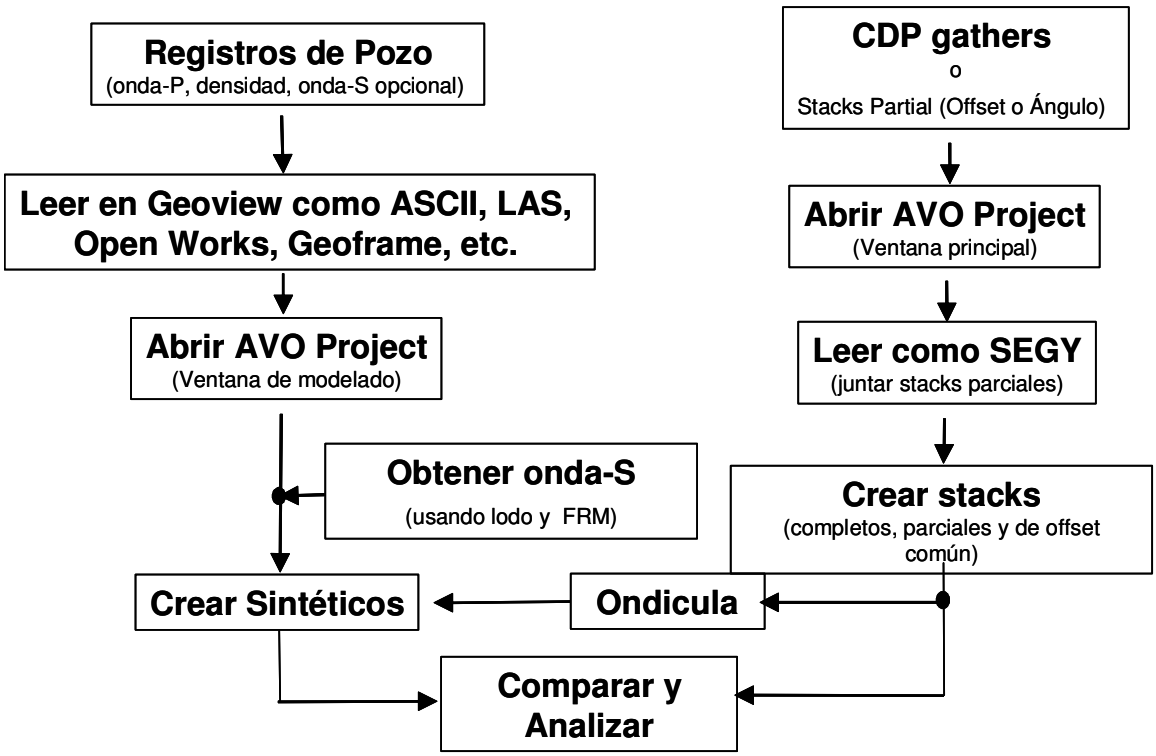


Figura IV.3.10. Diagrama de flujo del análisis AVO.

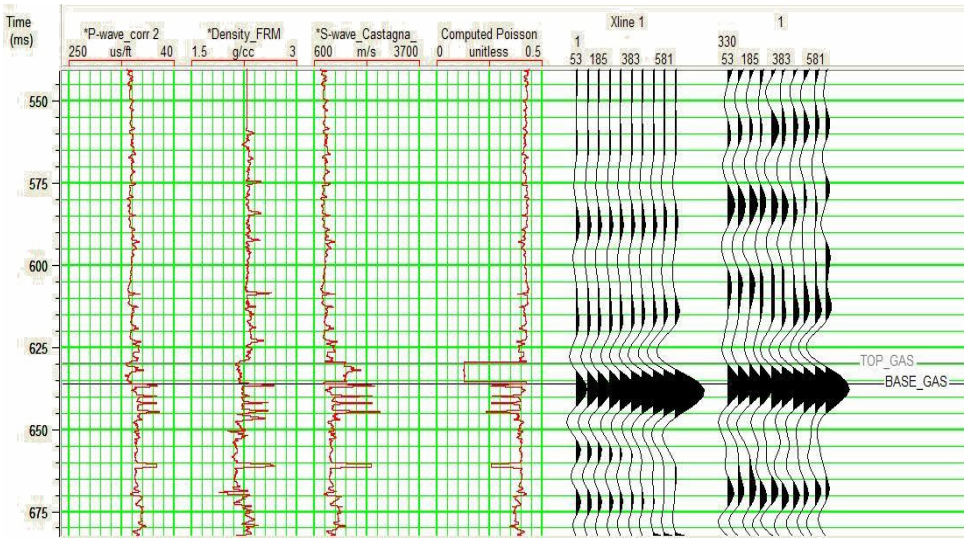


Figura IV.3.11. Modulo de análisis para comparar los registros y el offset stack.

Basándose en la teoría de AVO y en las propiedades físicas de las rocas del yacimiento, se puede desarrollar el modelado AVO como se muestra en la figura IV.3.11.

Notar que el resultado del modelo tiene un ajuste muy bueno con el offset stack, también notar que la relación de Poisson está en función de la relación Vp/Vs.

Análisis de Reconocimiento AVO

El análisis de reconocimiento AVO es el segundo paso en el flujo de proceso AVO.

Los métodos de análisis incluyen:

- Stack parcial
- Análisis del intercepto (A) y el gradiente (B)
- Análisis de holograma
- Extracción Rp y Rs
- Análisis de factor de fluido.

La siguiente grafica muestra el flujo de trabajo típico.

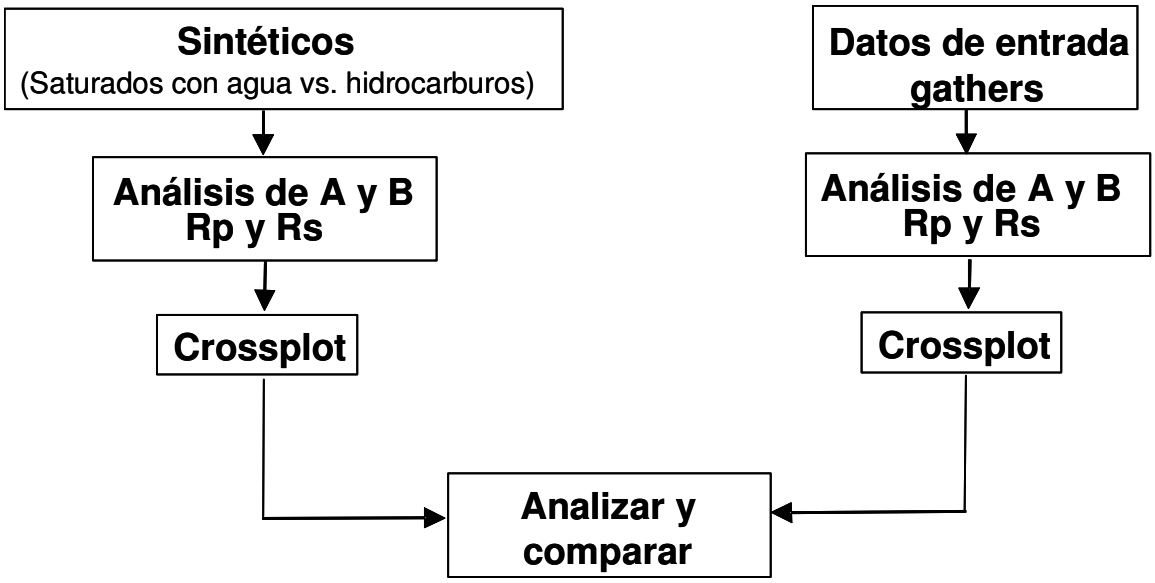
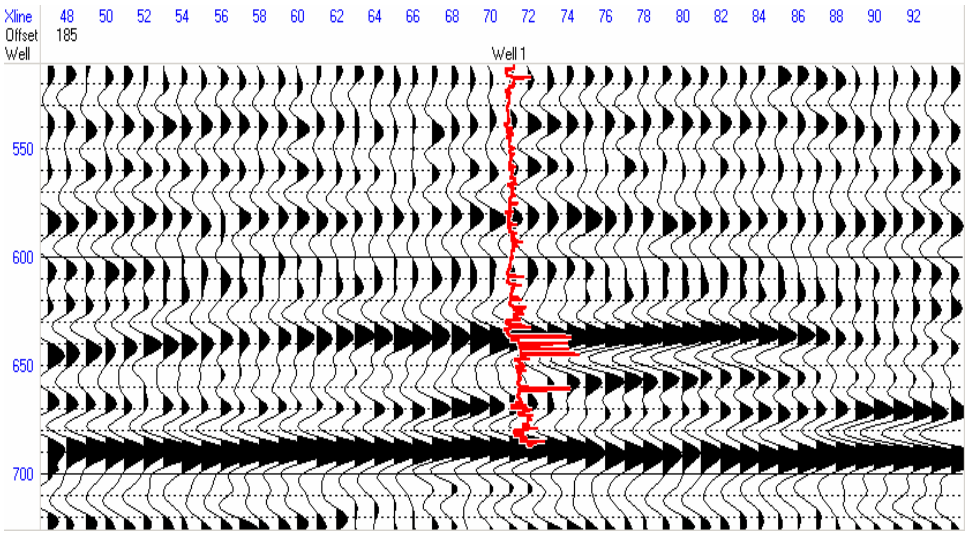
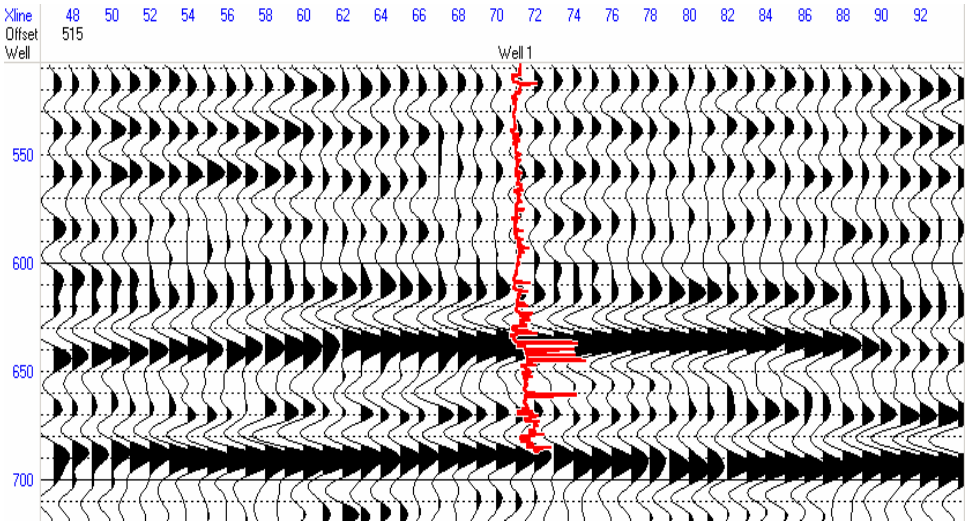


Figura IV.3.12. Diagrama de flujo típico del análisis de reconocimiento AVO.



(a) Offsets cercanos



b) Offsets lejanos

Figura IV.3.13. Sección apilada limitada por offsets o ángulos en el análisis AVO.

Observar que tanto el apilado con offsets cercanos y lejanos muestran un cambio en amplitud debido a la respuesta AVO.

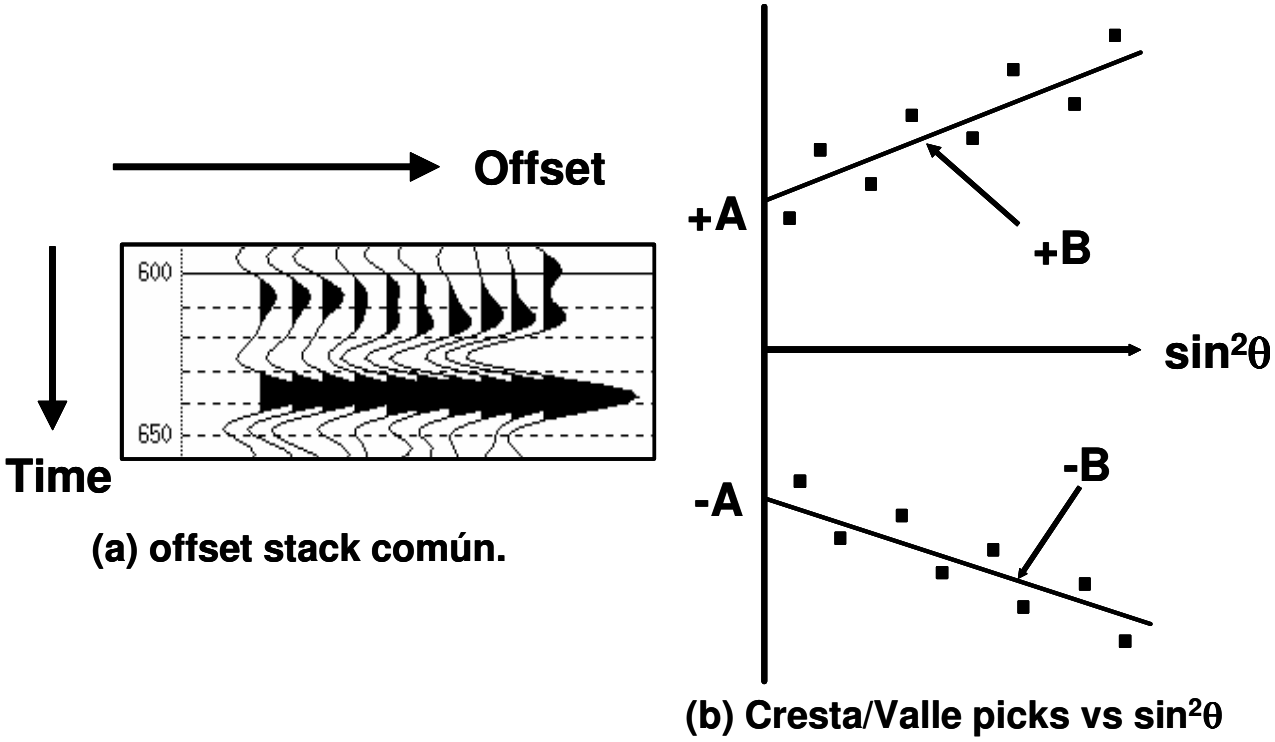


Figura IV.3.14. Estimación de A y B de los datos sísmico.

Varios autores manejan diferente nomenclatura pero es importante tomar en cuenta las siguientes igualdades:

$A = P = R_0$ = Intercepto

B = G = Gradiente

Con la ecuación de Aki-Richards, el tercer término algunas veces no se utiliza, dejando solamente el intercepto A y el gradiente B con lo que se puede realizar el análisis de los gráficos cruzados o crossplots.

Una vez realizada la extracción del cálculo A y B, se puede graficar el Intercepto vs. el Gradiente y buscar anomalías.

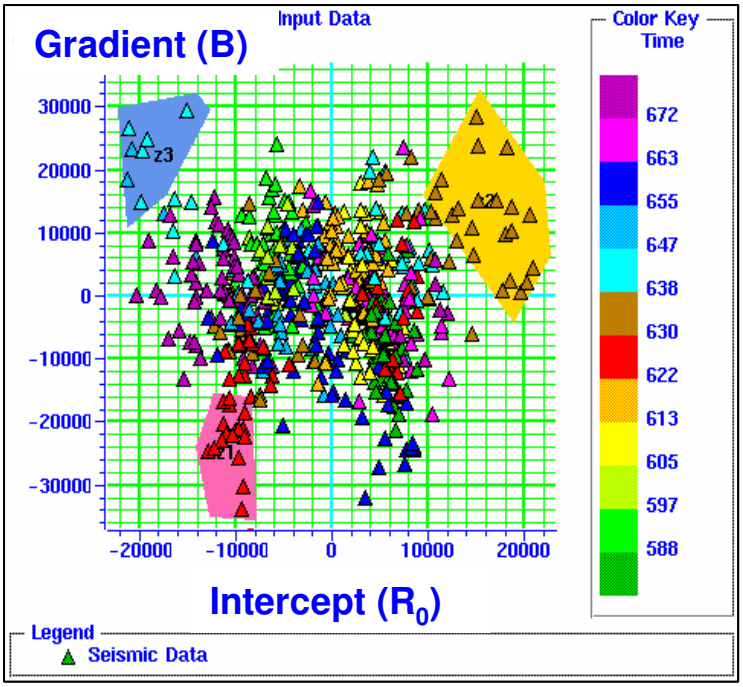


Figura IV.3.15. Crossplot entre el Intercepto y el Gradiente

Como se observa en la figura IV.3.16, las zonas iluminadas corresponden a la cima de la arena con gas (color rosa), base de la arena con gas (color amarillo) y el reflejo grande debajo de la arena con gas (color azul).

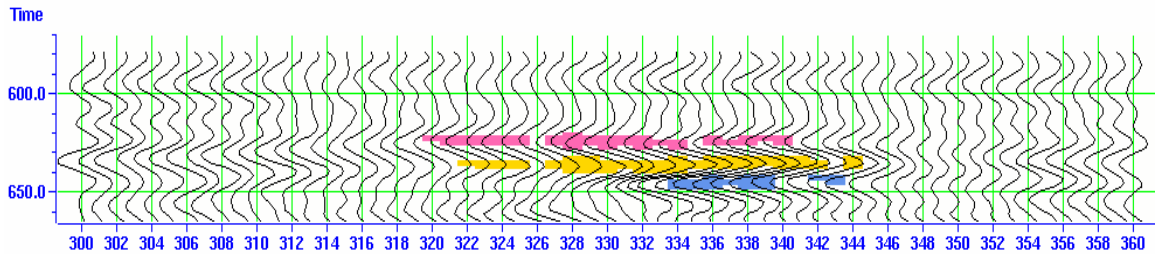


Figura IV.3.16. Sección apilada con zonificación de las anomalías en el crossplot A vs. B.

Calculo de Rp, Rs y Factor de Fluido

Fatti [16](1994) reformuló la ecuación para la reflectividad de Aki-Richards

$$R_{PP}(\theta) = c_1 R_P + c_2 R_S + c_3 R_D$$

Donde: $R_P = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta V_P}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho}\right], R_S = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho}\right], R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho},$

$$c_1 = 1 + \tan^2\theta, c_2 = -8\left[\frac{V_S}{V_P}\right]^2 \sin^2\theta, c_3 = -\frac{1}{2}\tan^2\theta + 2\left[\frac{V_S}{V_P}\right]^2 \sin^2\theta,$$

$\gamma = Vs / Vp$

$Vp = (Vp_2 + Vp_1) / 2$

$Vs = (Vs_2 + Vs_1) / 2$

$\rho = (\rho_2 + \rho_1) / 2$

$\Delta Vp = Vp_2 - Vp_1$

$\Delta Vs = Vs_2 - Vs_1$

$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$

Donde:

Vp_2 = Velocidad de la onda P en estrato subyacente.

Vp_1 = Velocidad de la onda P en estrato suprayacente.

Vs_2 = Velocidad de la onda S en estrato subyacente.

Vs_1 = Velocidad de la onda S en estrato suprayacente.

ρ_2 = Densidad del estrato subyacente.

ρ_1 = Densidad del estrato suprayacente.

[9)](Castagna & Smith, 1994).

Usando la técnica de peso de apilado, se puede estimar Rp, Rs y R_D de los datos sísmicos prestack.

Los autores también definen el factor de fluido como:

$$\Delta F = R_P - 1.16\left[\frac{V_S}{V_P}\right]R_S$$

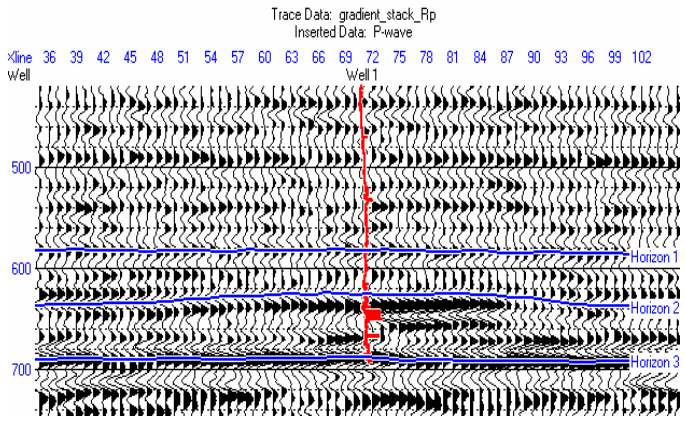


Figura IV.3.17. Sección apilada Rp.

Sección de Rp de una muestra de arena somera, donde se aprecia el horizonte H2 interpretado sobre un valle. (Figura IV.3.17)

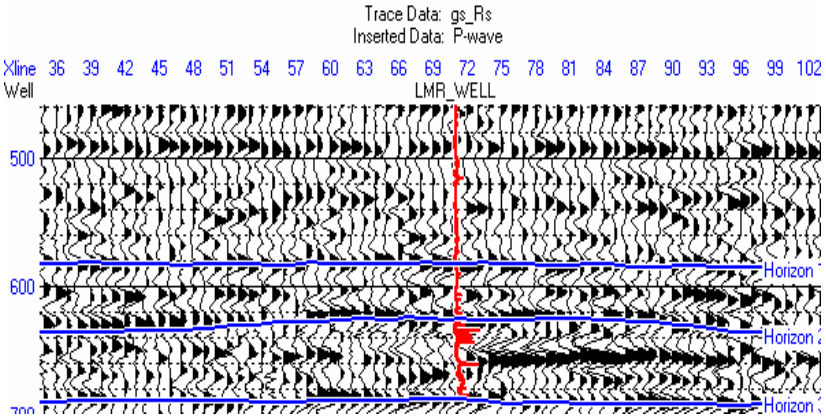
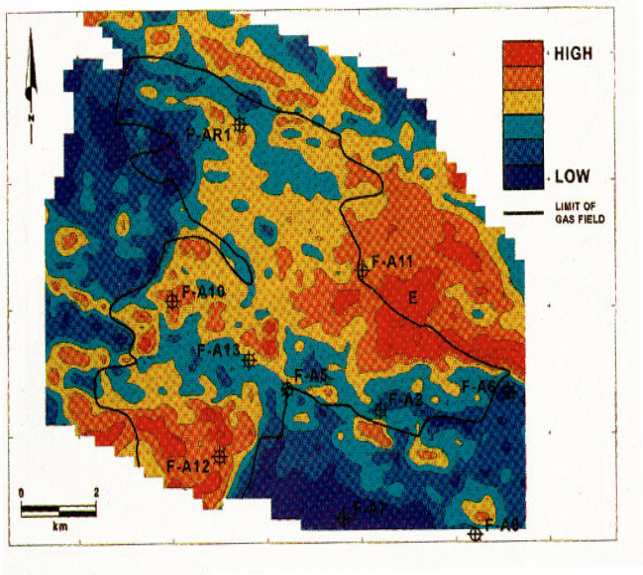


Figura IV.3.18. Sección apilada Rs.

La figura IV.3.18 muestra el despliegue de la sección Rs. Notar que los horizonte picados de Rp, siguen estando presentes donde la arena con gas ahora es un nuevo pick. La siguiente figura muestra el mapa de la envolvente de amplitud del caso de ejemplo 3D de Canadá.

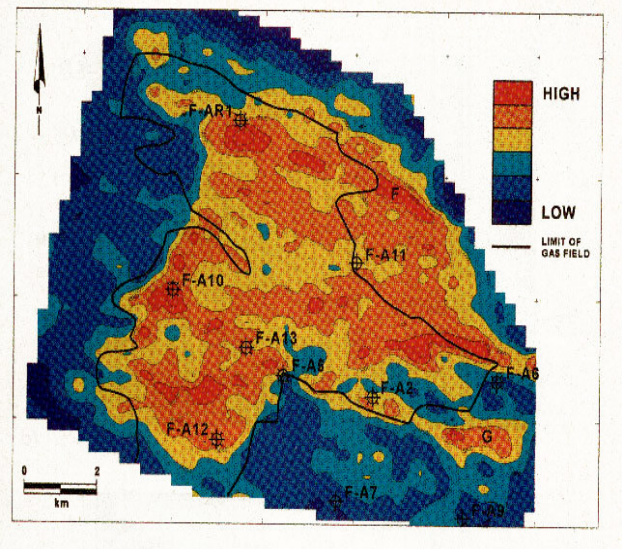


[16]Fatti et al. (1994)

Figura IV.3.19. Mapa de la envolvente de la amplitud.

La figura IV.3.20 muestra el factor de fluido calculado del evento en la cima del gas. Observar la mejor delimitación del campo.

Caso de ejemplo 3D Canadá



[16)]Fatti et al. (1994)

Figura IV.3.20. Factor de fluido.

IV.4 INTERPRETACION Y RESULTADOS DEL ANALISIS AVO.

La forma de describir los resultados de este trabajo se hace mediante la presentación de ilustraciones y gráficos que muestran el detalle de la aplicación de los procedimientos siguiendo el flujo de trabajo descrito en la metodología.

Para empezar, se analizó la zona por trabajar definiendo el intervalo entre líneas y trazas que cubren una superficie de 420 Km^2 correspondientes a la porción occidental del cubo sísmico Pípila 3D. Las líneas varían entre la 1101 a la 1800 dando una separación de 14 Km lineales y las trazas varían desde la número 5002 a la 6500 dando una longitud de 30 Km. El intervalo en tiempo se preciso de 500 mseg. a 2500 mseg., ya que se consideraron suficientemente cubiertos los objetivos del Play Vicksburg y de los Plays Jackson y Yegua del Eoceno.

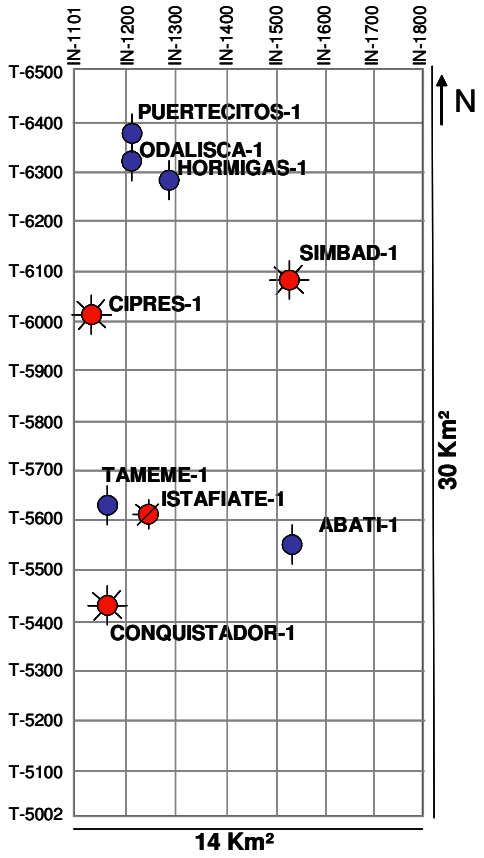


Figura IV.4.1 Área de trabajo para el análisis AVO y la inversión sísmica.

Posteriormente se solicitaron los gathers, los cuales se entregaron en cartuchos conteniendo varias de las líneas y trazas del proyecto. Se realizó la carga de los datos en el Software Hampson & Russell y se verificó la geometría del cubo. La figura IV.4.2 muestra la ventana de trabajo con la geometría de la carga de gathers.

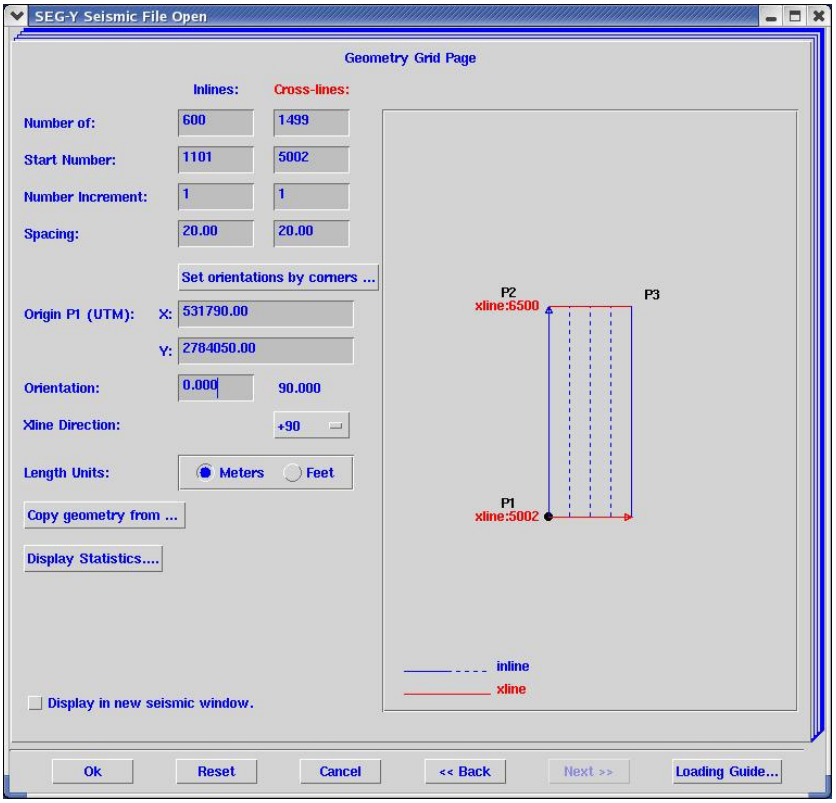


Figura IV.4.2 Geometría de los gathers cargados en el proyecto.

Con el módulo AVO del software, se procedió a verificar los CDP gathers referidos respecto al offset dando como resultado el despliegue de datos con ruido aleatorio y múltiples los que se eliminaron al aplicar el filtro INVEST (radon); luego se calcularon las constantes AVO ***A/B/C*** referentes al intercepto / gradiente / curvatura. Las siguientes figuras muestran los productos generados y cálculos aplicados a los datos sísmicos. (Figura IV.4.3 a la IV.4.8).

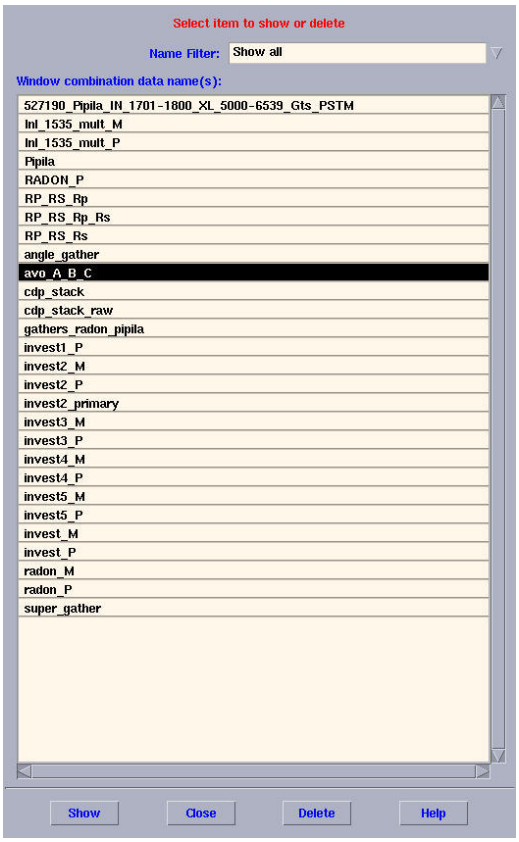
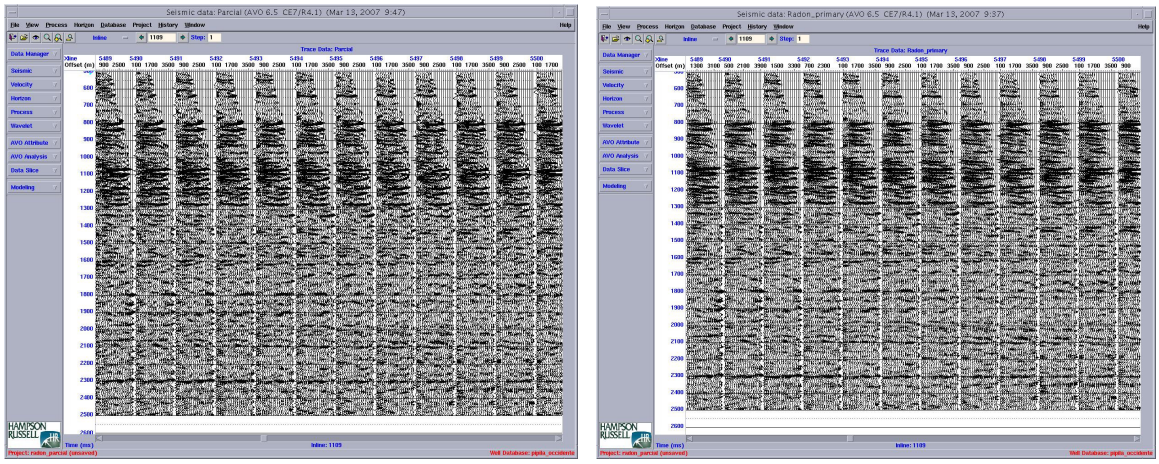
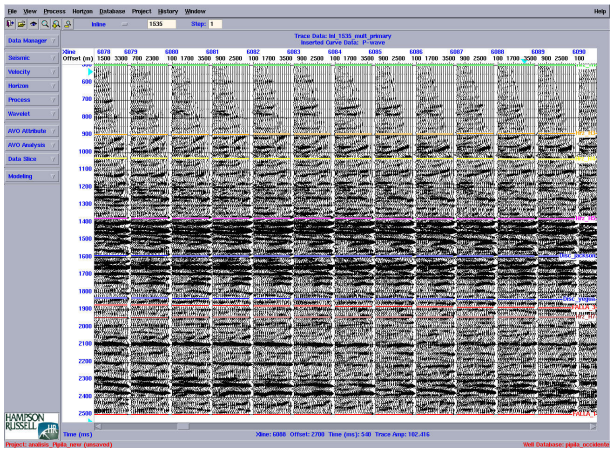


Figura IV.4.3 Menú de filtros aplicados y cálculos con los datos sísmicos.



a) b)

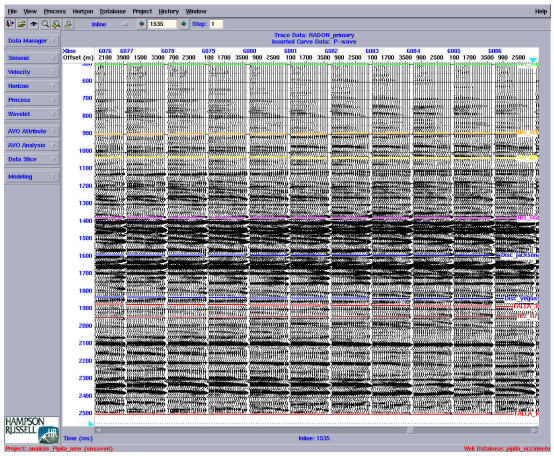
Figura IV.4.4 CDP gathers respecto al offset a) Parcial b) Radon- primario



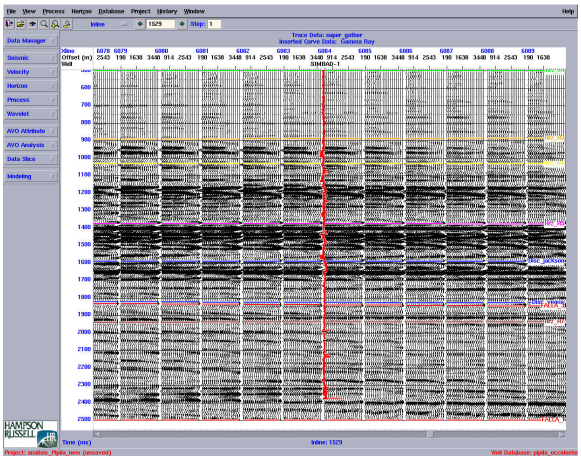
a)

b)

Figura IV.4.5 CDP gathers respecto al offset a) múltiples b) Radon- datos eliminados.

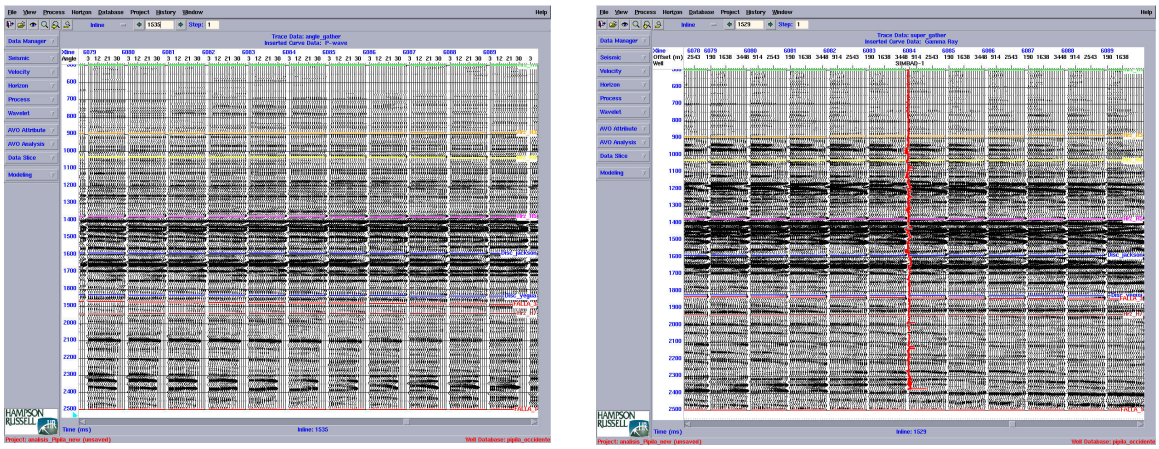


a)



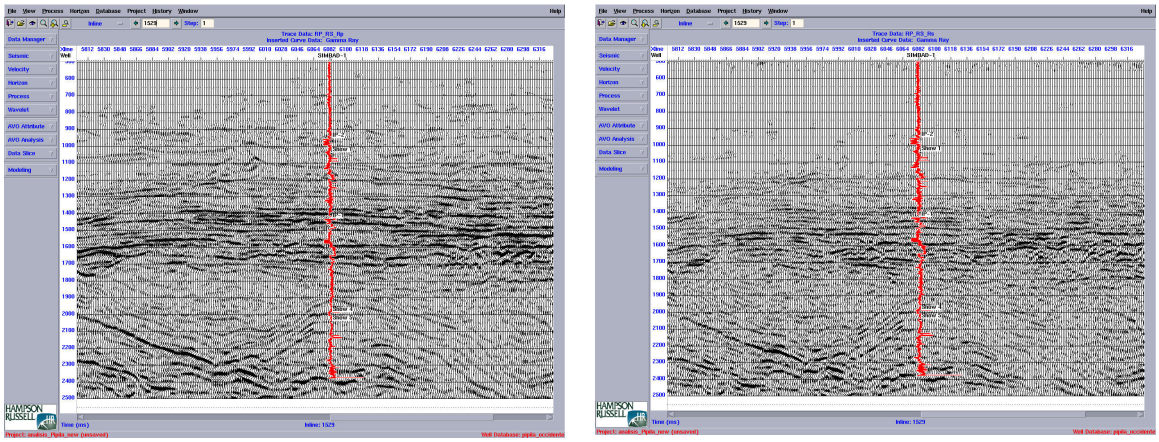
b)

Figura IV.4.6 CDP gathers respecto al offset a) RADON b) Super Gather.



a) b)

Figura IV.4.7 CDP gathers respecto al ángulo y al offset a) angle-gather b) Super Gather.



a) b)

Figura IV.4.8 Sección sísmica apilada línea 1529 a) Sísmica Rp b) Sísmica Rs.

Referente al campo de velocidades se aplicaron a los cálculos del análisis las velocidades de apilamiento generadas del cubo pre-stack así como los datos de VSP de los pozos.

Como ejemplo se muestra el sintético generado en el software Syntool de Landmark, se observan dos ajustes uno con un trapezoide con filtro de frecuencias de 8-14-40-60 y una correlación de .42 al igual que la extracción de la ondicula en la posición del pozo, logrando mejorar la correlación a .54.

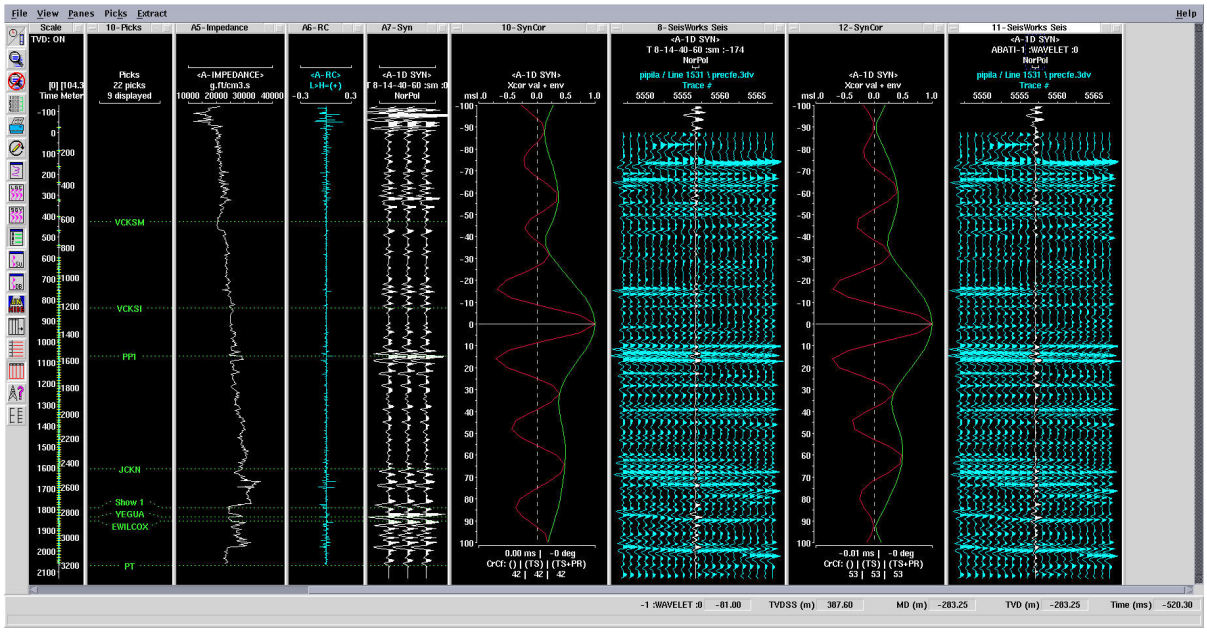


Figura IV.4.9 Sintético del Pozo Abatí-1 utilizando un trapezoide filtro 8-14-40-60 y la extracción de la ondicula de la sísmica en el mismo pozo.

Luego de obtener los registros en formato (.las) de cada pozo analizados y corregidos por el petrofísico, se obtuvieron gráficos generales con datos de permeabilidad, porosidad, densidad, datos de registros sónicos y se realizó la normalización y análisis de los cuatro pozos que cuentan con información de registros, núcleos y datos suficientes para tener mayor certidumbre al utilizarse en la evaluación del análisis AVO. (Figuras IV.4.10 a la IV.4.13).

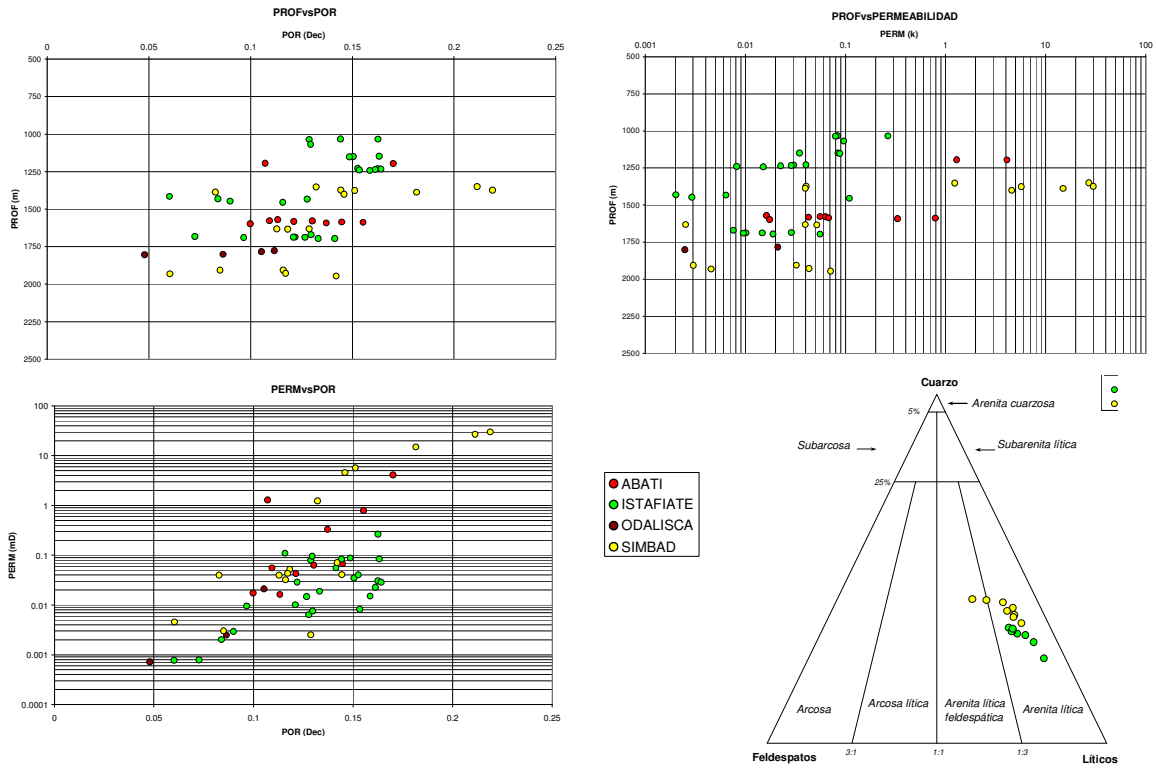


Figura IV.4.10 Propiedades petrofísicas de los cuatro pozos utilizados en el proyecto.

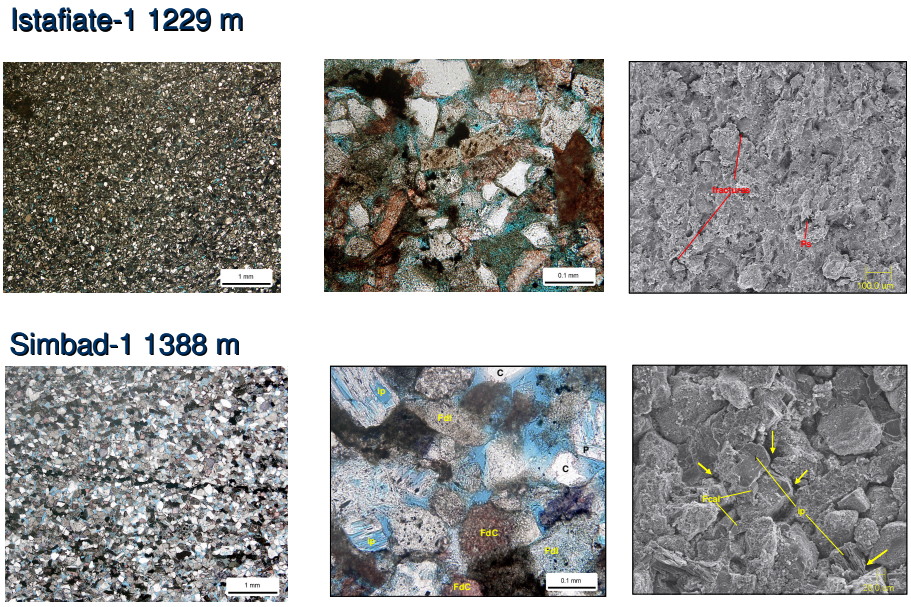


Figura IV.4.11 Propiedades petrofísicas. Análisis de fotos de microscopio.

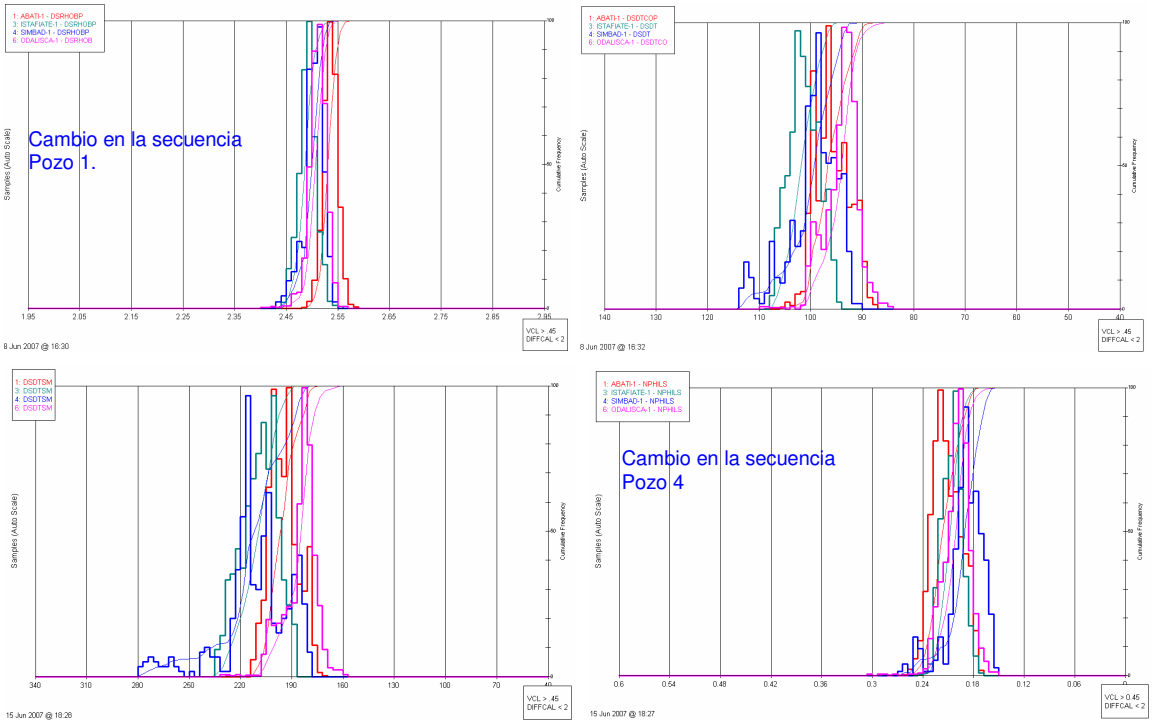


Figura IV.4.12 Normalización de los pozos.

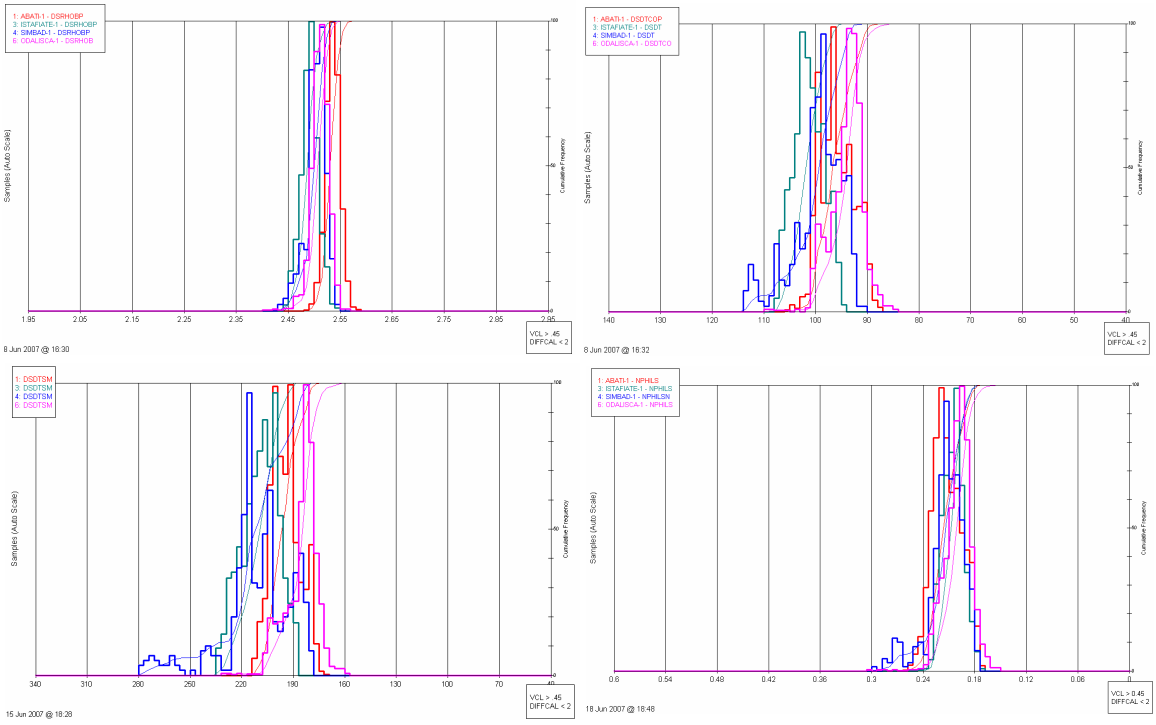


Figura IV.4.13 Histogramas finales de los pozos.

Posteriormente, se procedió a aplicar el modulo AVO para correr las ecuaciones de Biot-Gassman realizando el proceso de sustitución de fluidos y así generar sísmica sintética, acondicionamiento de gathers, extracción de atributos AVO e interpretación usando los gráficos cruzados.

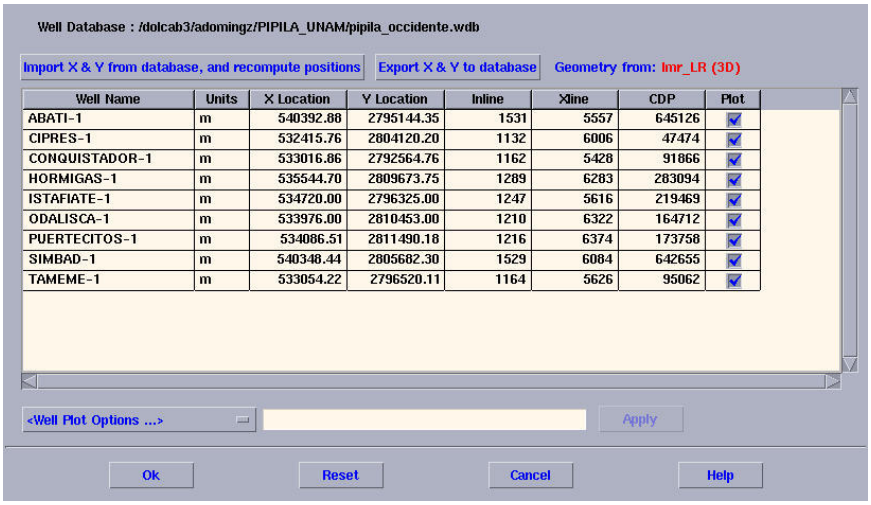


Figura IV.4.14 Ventana de control de la base de datos de los pozos en el proyecto.

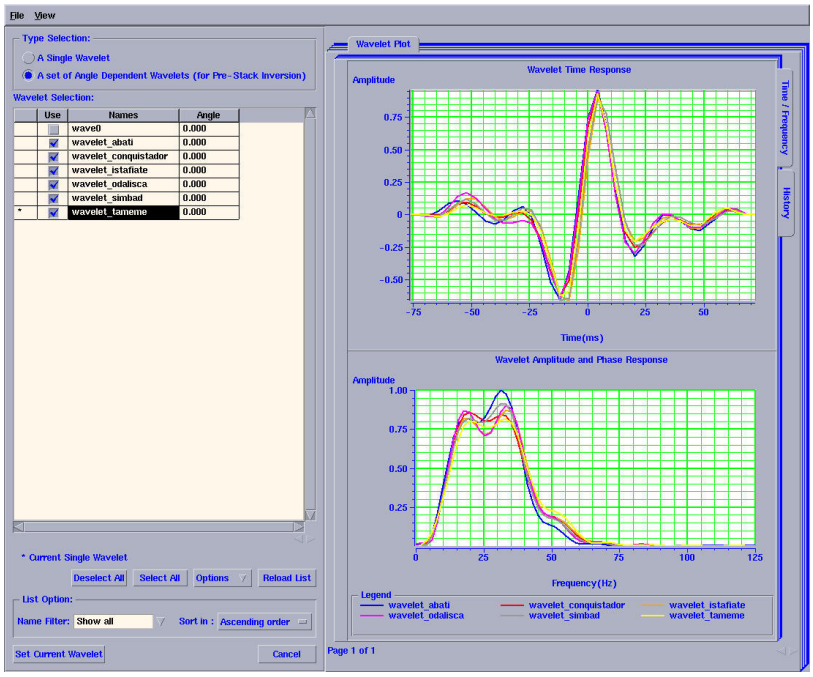


Figura IV.4.15 Análisis de las ondiculas de los pozos en el proyecto.

El programa de AVO consta de los componentes de modelado y de análisis, en el que el de modelado cuenta con toda la capacidad de edición y manipulación de los registros.

Un elemento clave en el modelado es la generación de la ondicula sintética. El módulo AVO dispone de un rango de opciones para determinar la ondicula, las cuales incluyen la extracción de la sísmica y/o los datos del pozo.

Con la aplicación del modulo AVO se pueden generar gathers sintéticos en los dominios del offset y del ángulo en 1D, 2D y 3D a partir de la información de los pozos. Típicamente el estudio comienza con la carga de los datos sísmicos en forma de CDP gathers y la información de pozos. Usualmente el modelado se lleva acabo como un primer paso para determinar el tipo de respuesta AVO esperada. Las figuras IV.4.16 y IV.4.17 muestran respectivamente la correlación registros-sísmica y el análisis de inversión preliminar poststack del pozo Abatí-1.

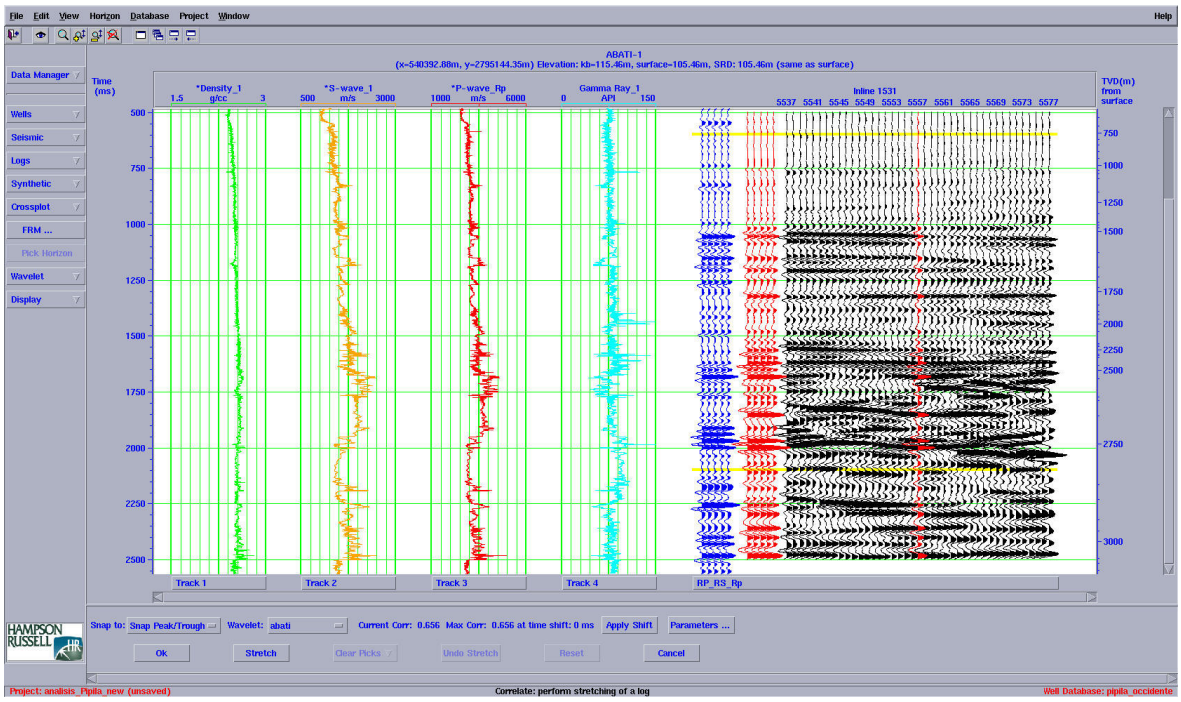


Figura IV.4.16 Correlación de 0.656 entre el sintético y la sísmica del pozo Abatí-1.

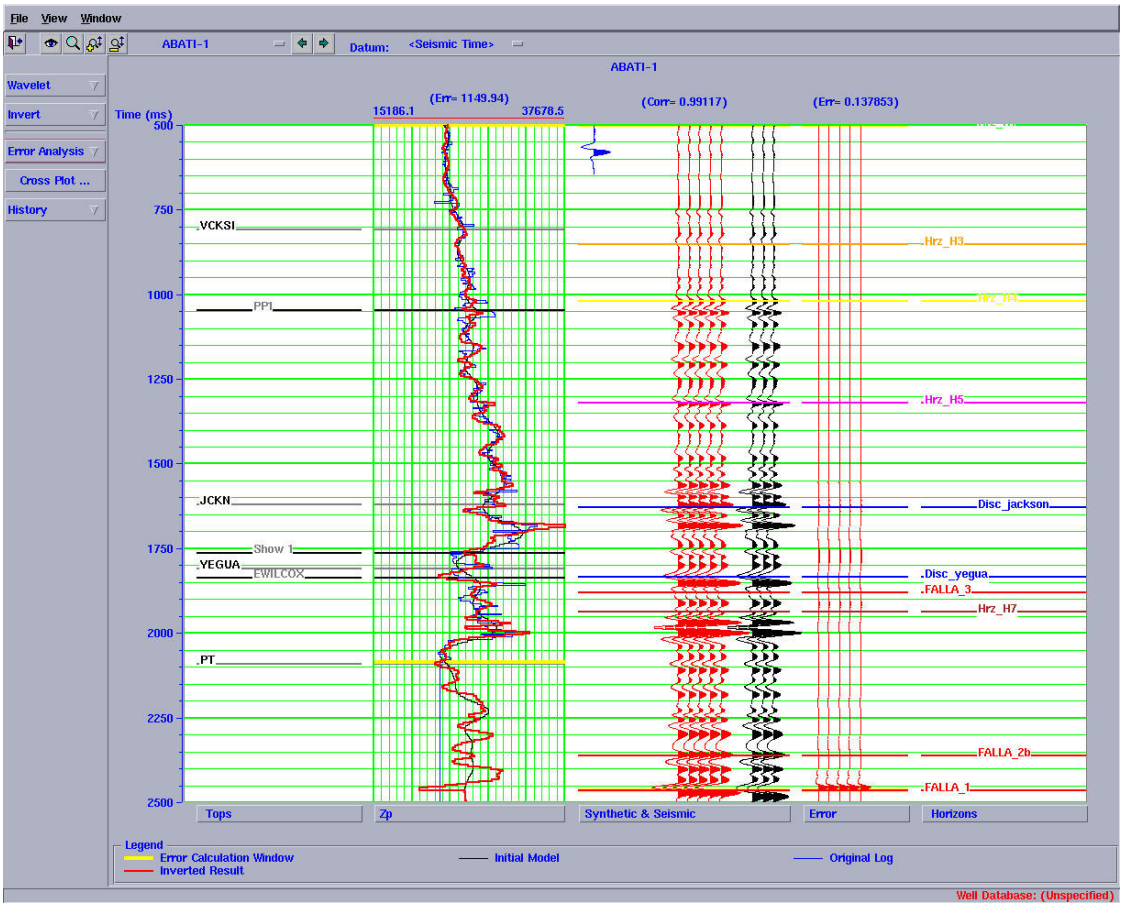


Figura IV.4.17 Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Abatí-1.

La información que se presenta en la figura anterior es la aproximación de la inversión sísmica en el pozo, esto significa que se ha logrado una aproximación de mucho ajuste ya que la curva de la inversión (roja) se puede ajustar muy bien con los datos de la curva del registro (azul). En el mismo track también se sobrepone la curva que representa la sísmica y se puede apreciar que existen intervalos donde la sísmica no es resolutiva, sin embargo con la inversión se puede decir que el ajuste nos permite que la sísmica sirva de extrapolador de los datos y/o parámetros físicos de las rocas de los intervalos cargados de hidrocarburos.

Las figuras de la IV.4.18 a la IV.4.25 muestran la comparación de análisis de los pozos Odalisca-1, Istafiate-1, Simbad-1 y Conquistador-1

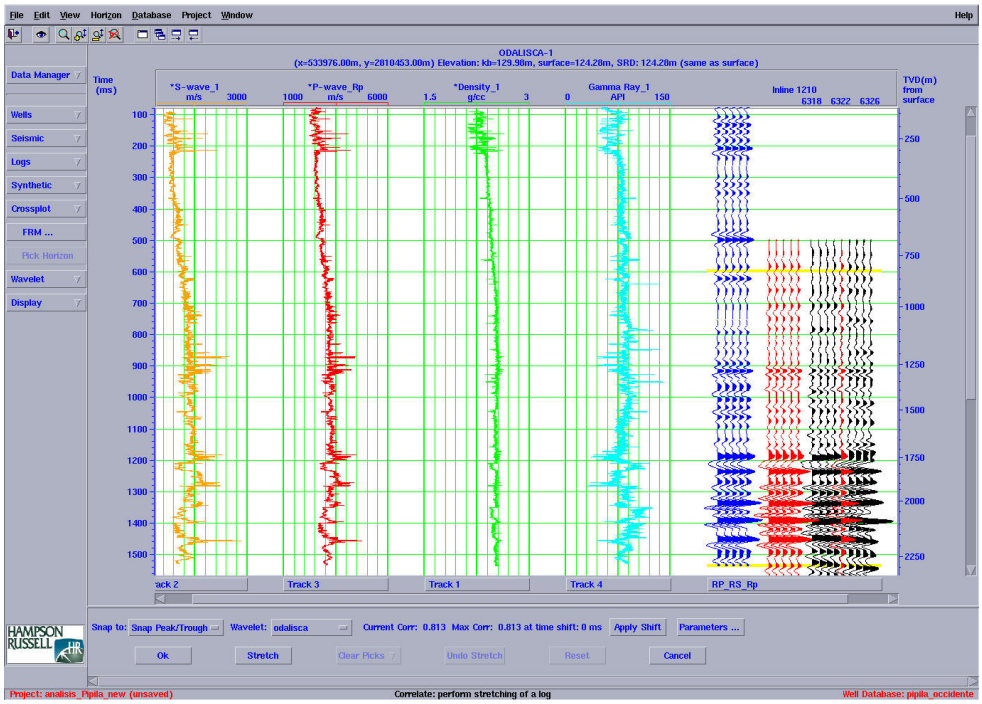


Figura IV.4.18 Correlación de 0.813 entre el sintético y la sísmica del pozo Odalisca-1.

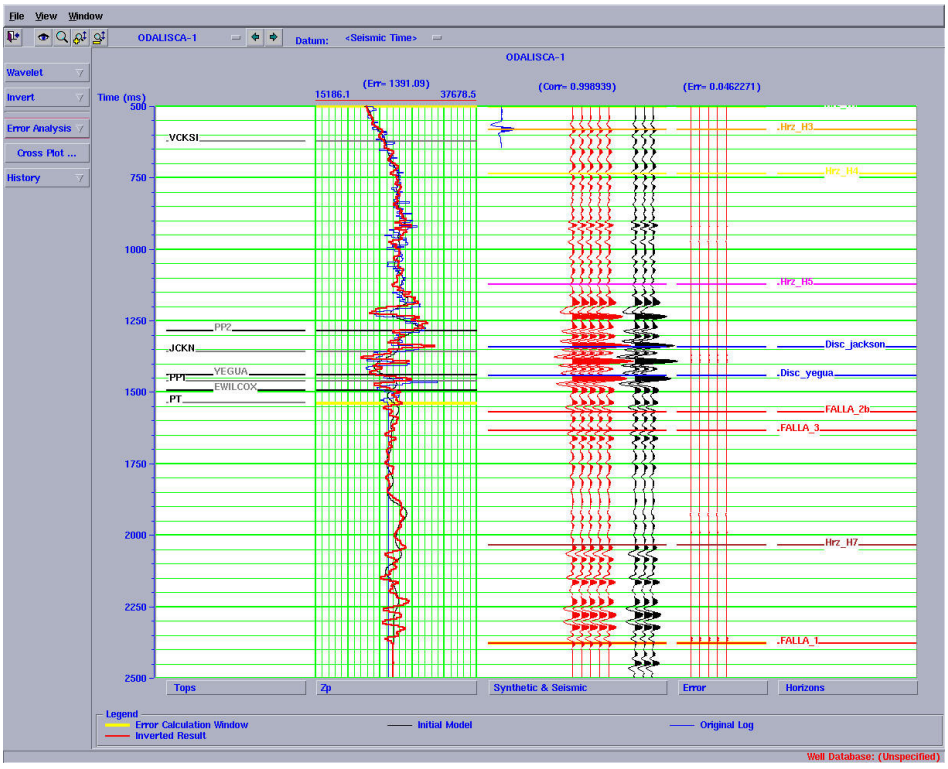


Figura IV.4.19 Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Odalisca-1.

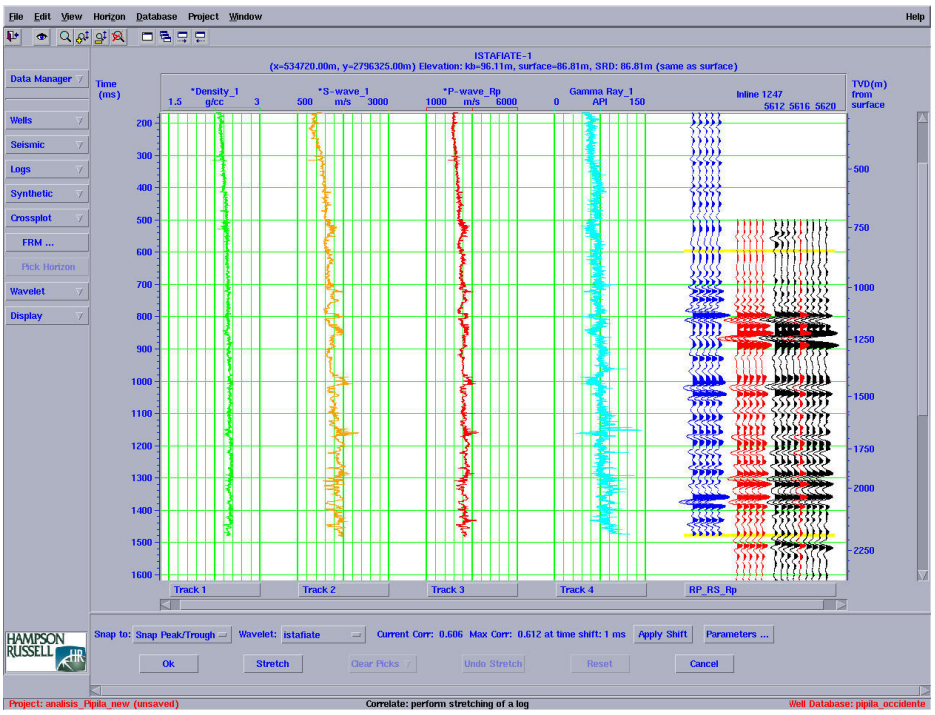


Figura IV.4.20 Correlación de 0.612 entre el sintético y la sísmica del pozo Istafiate-1.

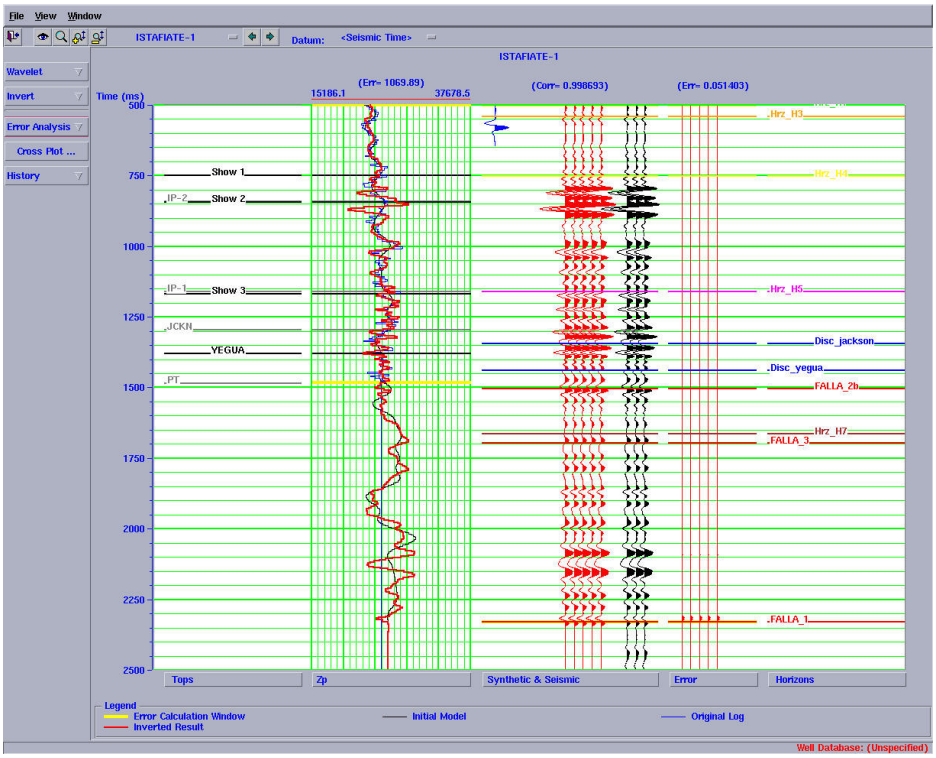


Figura IV.4.21 Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Istafiate-1.

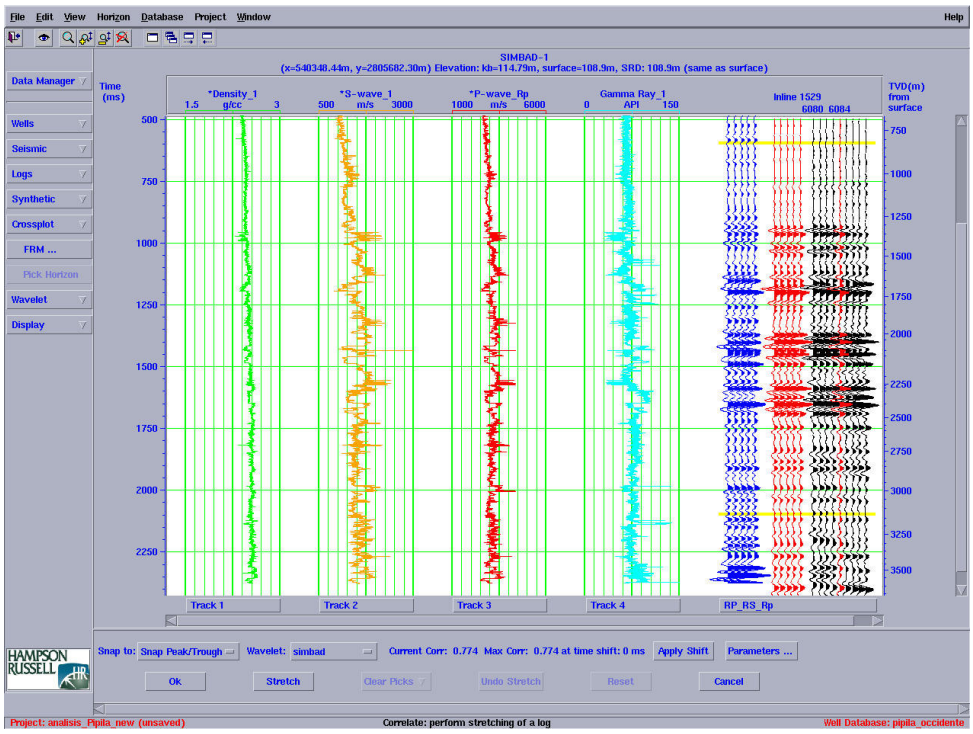


Figura IV.4.22 Correlación de 0.774 entre el sintético y la sísmica del pozo Simbad-1.

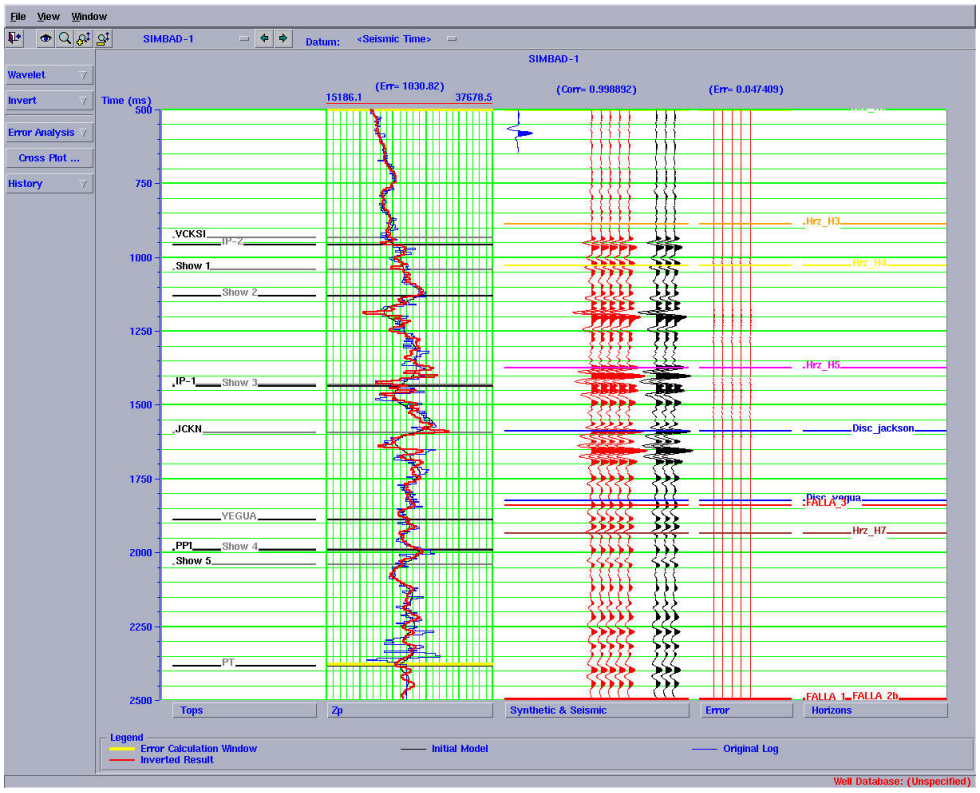


Figura IV.4.23 Análisis de la inversión post-stack de los datos del pozo Simbad-1.

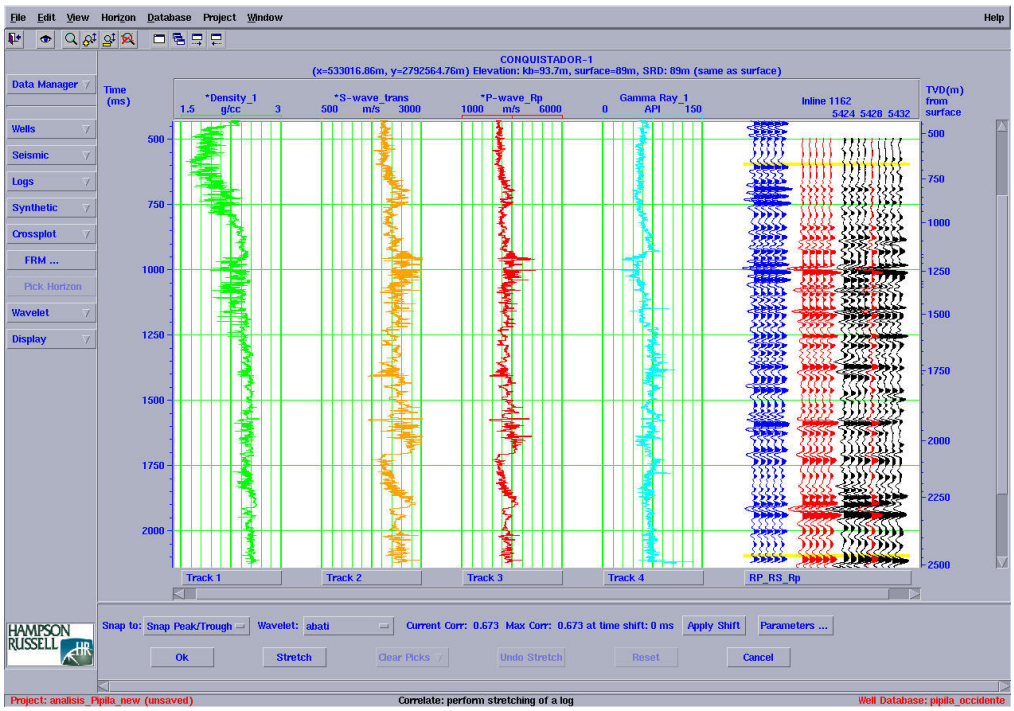


Figura IV.4.24 Correlación de 0.673 entre el sintético y la sísmica del Conquistador-1.

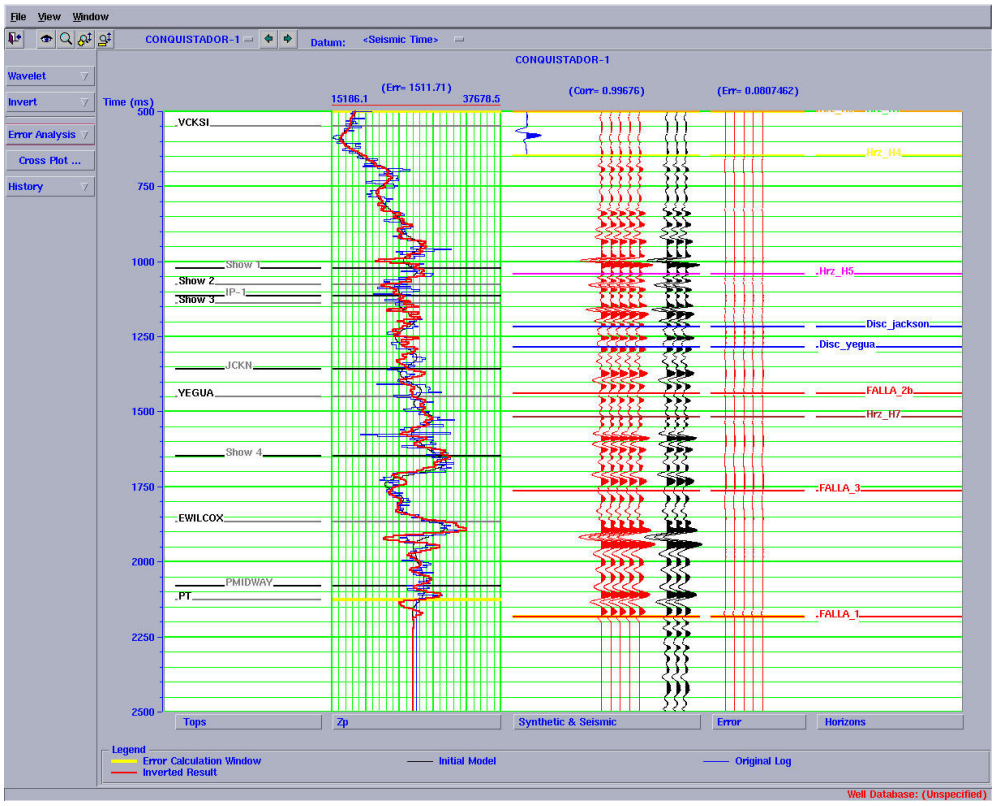


Figura IV.4.25 Análisis de la inversión post-stack de los datos del Conquistador -1.

Una vez concluido con los parámetros de la inversión, se verificó la presencia del intervalo productor en los pozos Simbad-1 e Istafiate-1 realizando el Crossplot entre el Intercepto A contra el Gradiente B para definir el tipo de anomalía AVO.

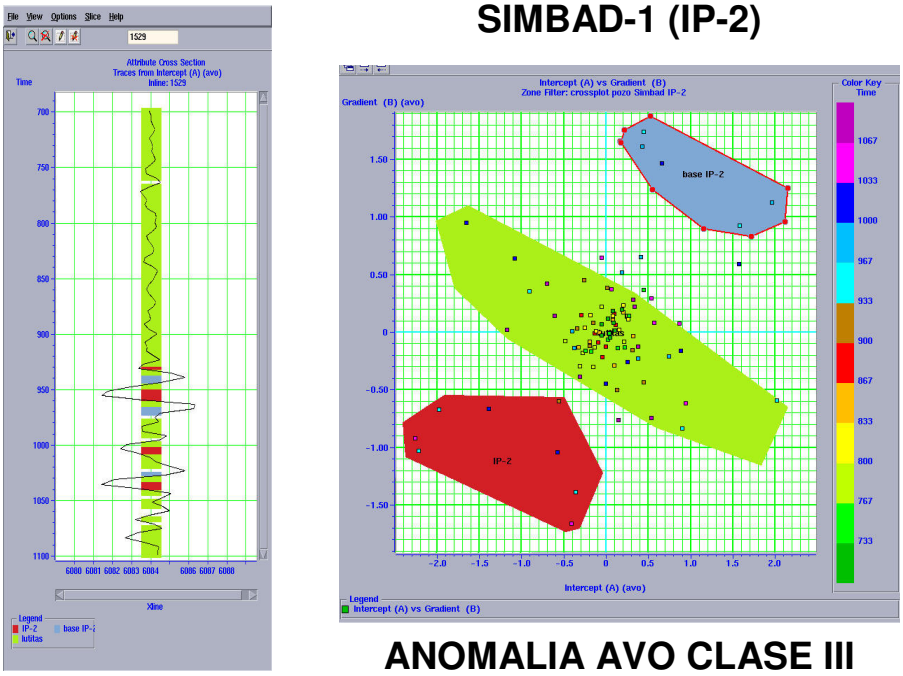


Figura IV.4.26 Crossplot entre el Intercepto A y el gradiente B en el pozo Simbad-1.

Se tomaron los datos calculados en el archivo AVO ***A/B/C*** para definir los intervalos de muestreo, en este caso en la figura IV.4.26 se muestra el crossplot entre la línea y traza correspondiente al pozo Simbad-1. Observar que se identificó la zona de arenas saturadas con gas en la parte inferior izquierda de la distribución de los datos, la zona de color rojo se presenta en la traza del intercepto A en la línea 1529. La zona marcada con el color azul representa la base del yacimiento y la zona de color verde se ajusta en la porción donde se tiene un grado de arcillosidad alto, o sea en la zona de lutitas. Se pueden observar tres zonas con saturación de gas que también se presentan en la evaluación petrofísica realizada por el grupo de caracterización de yacimientos e incorporación de reservas del AIB de PEMEX. (Figura IV.4.27).

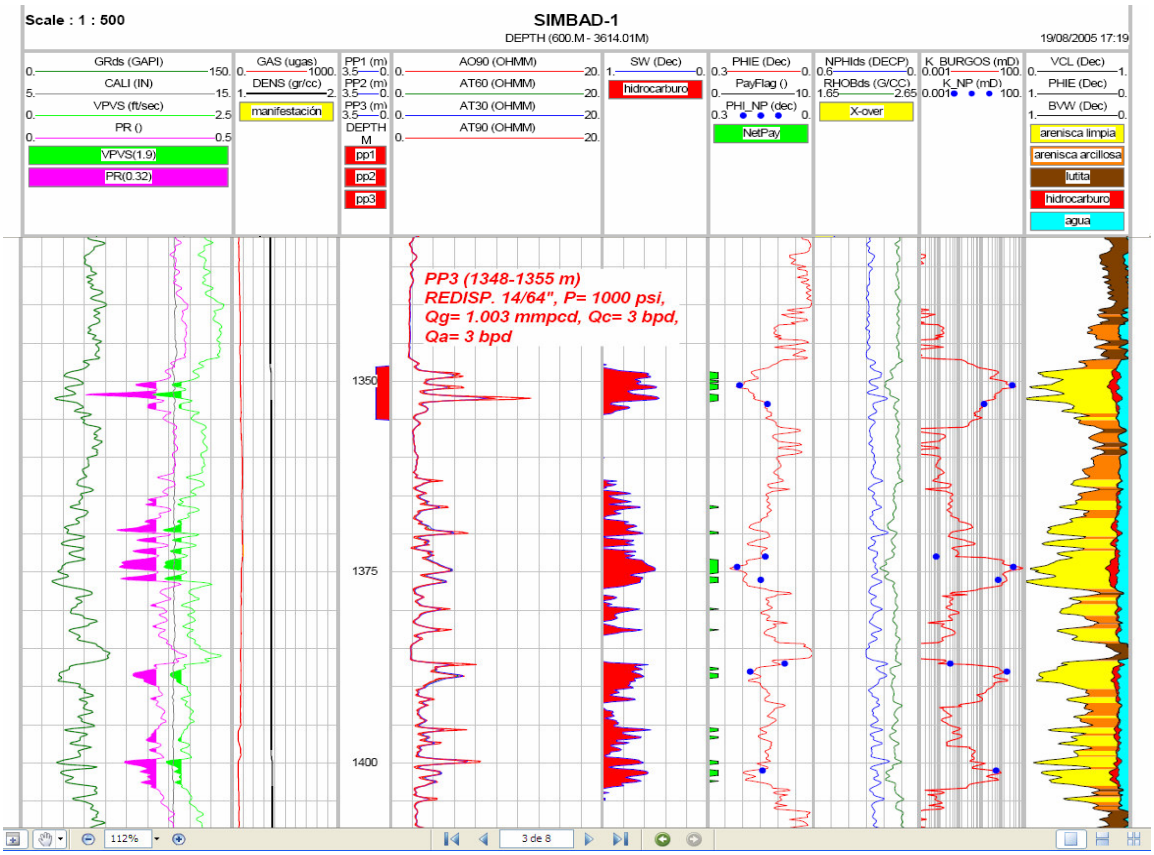


Figura IV.4.27 Evaluación petrofísica en el intervalo productor comercial del pozo Simbad-1.

Con los resultados de la evaluación petrofísica que realizó el grupo de caracterización, se observa la similitud de los intervalos con gas que se muestran en el pozo Simbad-1 de la figura IV.4.26, encontrando una correlación del crossplot de los datos calculados con el análisis AVO y los datos evaluados. En el primer track de los registros de la figura IV.4.27, se presentan las curvas calculadas de la relación de Poisson y de la relación Vp/Vs donde los valores bajos muestran tres intervalos con contenido de gas y que se correlacionan tanto con la zona del registro litológico (arenas de color amarillo) como con la tendencia de las curvas NPHI y RHOB donde la porosidad en el intervalo productor es mayor del 20%.

V. ANALISIS DE INVERSION.

Con el análisis de AVO de los gathers de la sísmica y el análisis de las propiedades elásticas de las rocas: Lambda, Mu y Rho de los registros de pozos y de la sísmica se pueden obtener las propiedades físicas de los yacimientos y discriminar las zonas de gas mediante indicadores de fluidos. [31)](Scott Pickford, 2004).

Tradicionalmente el análisis AVO se basa en las variaciones medidas de las velocidades Vp, Vs y de la densidad, sin embargo actualmente la ecuación de onda acústica fundamental involucra el módulo elástico de las rocas y no la velocidad sísmica.

Una velocidad describe cómo la energía sísmica puede viajar a través de las rocas del yacimiento, pero de hecho realmente no es una propiedad física de la roca como la porosidad, dureza o rigidez. Si logramos extraer de los datos sísmicos más propiedades de la roca y usar éstas en lugar de la velocidad en nuestro análisis AVO, entonces tendremos una descripción física directa de los objetivos por explorar antes de perforar.

Las propiedades de esfuerzo y deformación (stress-strain) de materiales isotrópicos, obedecen a la ley de Hooke y son definidos por los módulos elásticos:

E		Módulo de Young o de extensión.
K		Módulo de Bulk o volumétrico
Poisson Ratio		Módulo de Poisson o razón de cambio entre la deformación transversal a longitudinal.
Mu	(μ)	Módulo de rigidez o de corte o de cizalla.
Lambda	(λ)	Módulo de incompresibilidad o constante de Lammé.

En particular, observar que la rigidez Mu (μ) nos da información referente a la matriz de la roca y Lambda (λ) nos da información referente al fluido en el poro de las rocas.

Esto es, si esperamos encontrar un yacimiento de gas debemos esperar valores bajos de incompresibilidad respecto al entorno saturado, mientras que la rigidez Mu (μ) no tendrá cambios en los casos de que el fluido sea agua o gas.

Con este análisis, lo que se obtendrá será una medida de las propiedades físicas de los yacimientos. Si podemos extraer de nuestros datos sísmicos parámetros de módulo de lammé, de rigidez Mu y el de la incompresibilidad Lambda entonces:

- Será posible delimitar las zonas del yacimiento, debido a que la incompresibilidad es más sensible al fluido de poro que las medidas tradicionales de Poisson.
- Estas propiedades fundamentales de las rocas: rigidez, incompresibilidad y la densidad nos darán información referente a la litología.

Las constantes elásticas para medios isotropicos pueden expresarse en términos de cada constante elástica, así como en términos de la densidad y de las velocidades Vp y Vs. La impedancia es el producto de la velocidad por la densidad, por lo cual los módulos y la densidad están en función de las impedancias Zp y Zs:

Lambda-Rho $\lambda\rho = Zp^2 - 2Zs^2$ y Mu-Rho $\mu\rho = Zs^2$

Lo importante de llegar al cálculo de Lambda-Rho y Mu-Rho es que:

- Mediante la extracción de los atributos AVO de las reflectividades P y S, estamos haciendo uso de la información prestack.
- Mediante la inversión de este juego de datos, estamos dando un paso adelante al interpretar interfaces en lugar de interpretar intervalos.
- Esta combinación de atributos AVO e inversión sísmica es el camino para llegar a las propiedades fundamentales de las rocas, lo cual es simplemente una extensión de la metodología tradicional.

V.1 PREPARACION DE DATOS.

El procesamiento de la información sísmica inicia con la migración pre-apilado en tiempo con el algoritmo de Kirkchoff y su posterior acondicionamiento a súper-gathers, ángulos gathers y formación de familias para ángulos de incidencia cercanos, medios y lejanos (11°-18°, 18°-25°, 25°-32° y 32°-39°).

Se editan, calibran y modelan los registros de pozos para tener un conjunto completo de curvas en cada pozo. En la inversión simultánea dependiente del ángulo se extraen las ondículas correspondientes a cada cubo apilado y a partir de las ecuaciones de Zoeppritz, se obtienen los cubos de impedancia P, impedancia S y Densidad. A partir de éstos se obtienen los volúmenes Lambda-Rho, Mu-Rho, Vp/Vs y relación de Poisson.

Los parámetros de Lamé obtenidos durante la inversión simultánea se relacionan directamente con la información petrofísica de los registros de pozos y a partir de los crossplot de estos parámetros se realizan diferentes

combinaciones que permiten restringir las variables involucradas en la caracterización de los yacimientos. Ésta situación se presenta en forma análoga en la determinación de la litología con los registros de pozos. Sin embargo, cuando la geología es compleja, se requieren de registros adicionales. [17](Fugro-Jason, 2005).

Los nuevos esquemas de procesamiento, permiten a la sismología generar atributos sísmicos que pueden relacionarse físicamente con las propiedades de los yacimientos por lo que, con la extracción de nuevos parámetros petrofísicos se pretende expandir su interpretación y poder despejar las variables necesarias para inferir el tipo de litología y/o contenido de fluidos, además de delimitar espacialmente las zonas productoras y reducir su incertidumbre.

Para superar los problemas relacionados a las condiciones del agujero, invasión y calibración de las herramientas, se genera un registro de densidad de la interpretación de la fracción litológica, porosidad, saturación y propiedades de los fluidos de los registros. El registro de pseudos-densidad sobrepuesto con otros de los registros, se usa como control de calidad y es entonces cuando se hace la edición manual de los errores de densidad por una cuantificación petrofísica.

El flujo de trabajo de petrofísica comienza con la integración de datos de núcleo, resultados de las pruebas de producción, datos de PVT, análisis de agua y otros datos de arcillosidad con los registros.

Los registros de porosidad total y fracción litológica se generan del neutrón, sónico, resistividad, densidad-porosidad y la curva de porosidad efectiva. Un modelo de velocidad basado en la técnica de Berryman, o la metodología de Xu & White, se usa para crear un sónico P sintético con la porosidad total de entrada, los registros de fracción litológica, propiedades de

rocas y fluidos. Los parámetros del modelo de velocidad, incluyendo la forma de poro, son ajustados cuando el registro sónico P sintético se va optimizando de nuevo. Si hay hidrocarburos presentes, entonces las propiedades de los fluidos se incluyen en el modelo usado de las ecuaciones de Gassmann. Si el registro sónico S está presente en el pozo, entonces el modelo es además constreñido como el modelado de los registros sónico P y sónico S que son simultáneamente optimizados de nuevo. Si no se tiene un registro acústico entonces el registro se puede generar solamente de la fracción litológica, porosidad total, saturación de agua y los parámetros de los fluidos. El modelo final de velocidad se puede usar para diseñar la sustitución de fluidos en el modelado del yacimiento.

Después que los datos de registros son analizados junto con los núcleos y otros datos, los diferentes tipos de curvas disponibles en el campo se sujetan a un estudio de normalización. El propósito de este estudio es detectar y remover las diferencias no geológicas entre los tipos de registros de pozos a través del campo, cuando estas diferencias son debidas a los errores de calibración, a la variedad de herramientas usadas de las compañías de servicios o a la diferencia en las ventajas de las herramientas usadas en los registros (fig. V.1.1).

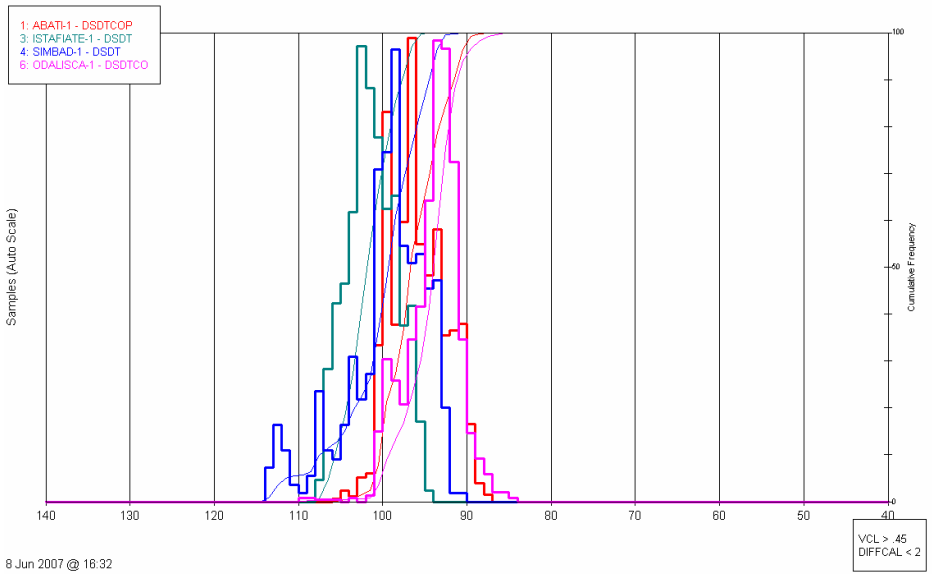


Fig. V.1.1 Histograma de la normalización del registro sónico en diversos pozos del área.

V.2 METODOLOGIA.

Para describir la metodología de la inversión sísmica y entender el flujo de trabajo, a continuación se presenta un resumen del procedimiento básico la inversión AVO. Lo siguiente es la continuación de la información tomada de una plática que se presentó en el Forum AVO de Houston en Abril del 2005 por la compañía Hampson & Russell por conducto de Brian Russell. [29](Russell, 2005 AVO Forum)

Inversión AVO

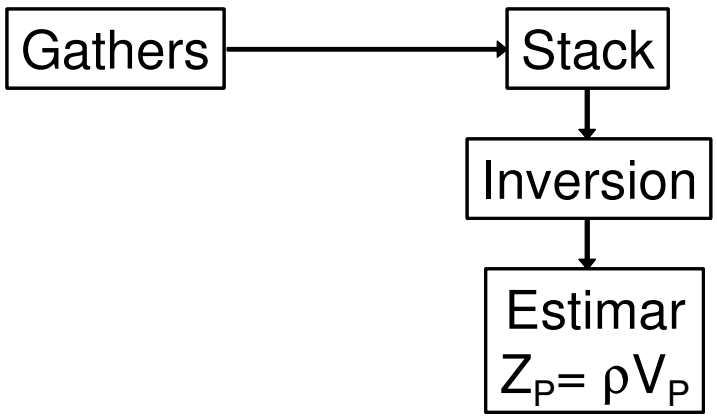


Figura V.2.1 Diagrama de flujo de la inversión acústica.

La aproximación tradicional de la inversión sísmica involucra la inversión de los datos apilados. Hasta este paso, solamente se ha presentado la estimación de la inversión acústica, la cual no es suficiente para inferir el contenido de fluidos.

En la figura V.2.2 se muestra el diagrama de flujo de la inversión elástica.

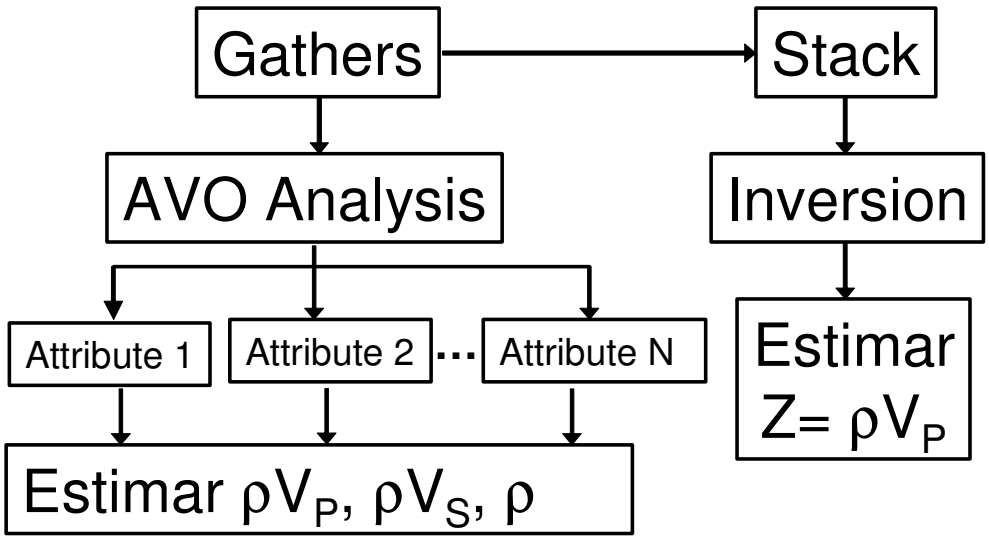


Figura V.2.2 Diagrama de flujo de la inversión de la impedancia elástica.

Atributos Posibles

Se han propuesto una serie de posibilidades diferentes:

- Inversión de la impedancia elástica
- Inversión de Rp y Rs para obtener Zp y Zs
- Combinar Zp y Zs usando Lambda-Mu-Rho (LMR)
- Inversión simultanea del apilado parcial de ángulos.

El diagrama de flujo que se presenta a continuación, muestra los pasos utilizando el software Hampson-Russell para los módulos AVO y STRATA.

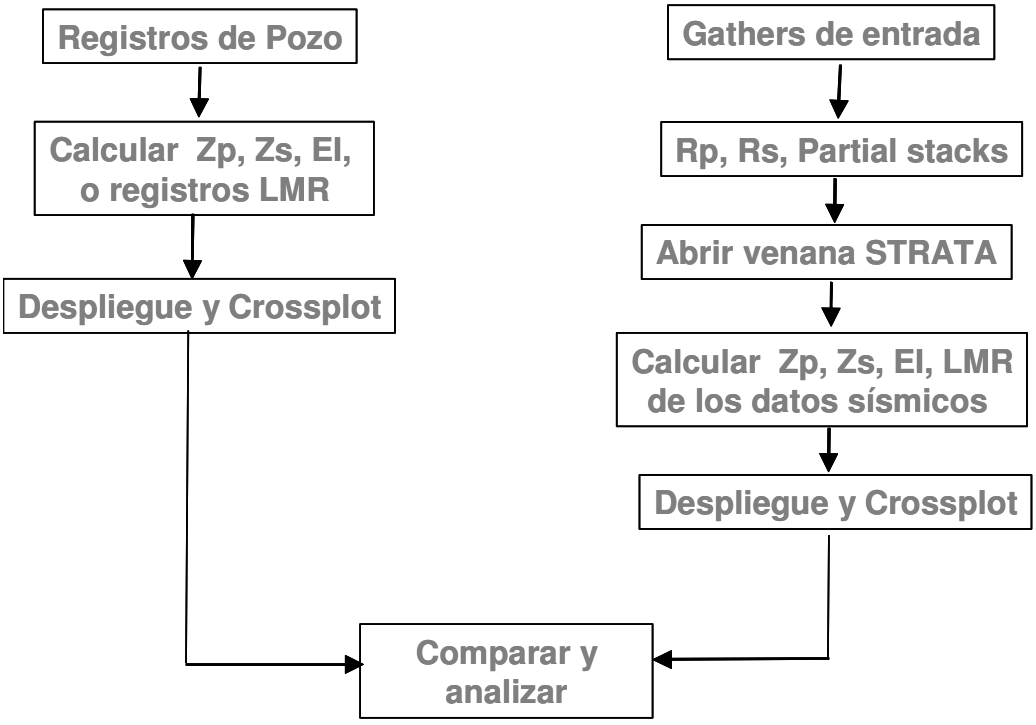


Figura V.2.3 Diagrama de flujo de la inversión utilizando los módulos AVO y STRATA.

Impedancia Elástica

La reflectividad de cero-offset esta relacionada con la impedancia acústica (***AI***) por la ecuación:

$$R(0) = A = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho}\right] \approx \frac{1}{2}\frac{\Delta AI}{AI}$$

Por analogía, la reflectividad en función del ángulo teta (θ) se relaciona con la impedancia elástica (***EI***) y se define como:

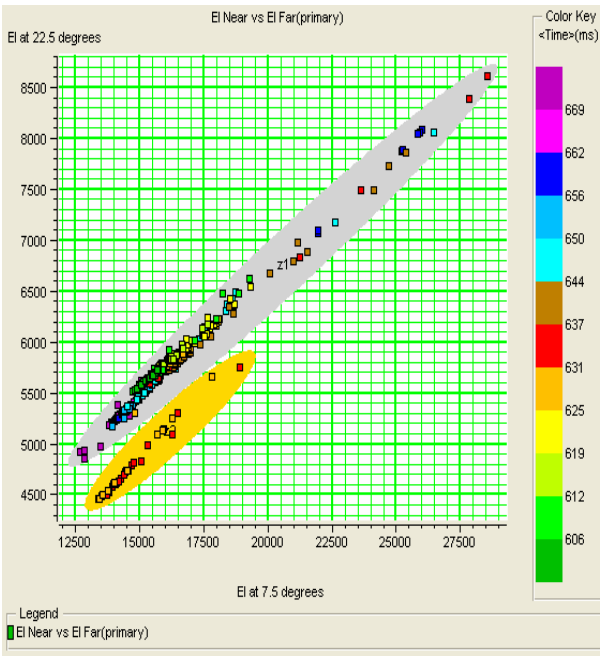
$$R(\theta) \approx \frac{1}{2}\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2}\Delta \ln(EI)$$

Por manipulación matemática de la ecuación Aki-Richards, la impedancia elástica en función al ángulo teta (θ) se determinó que:

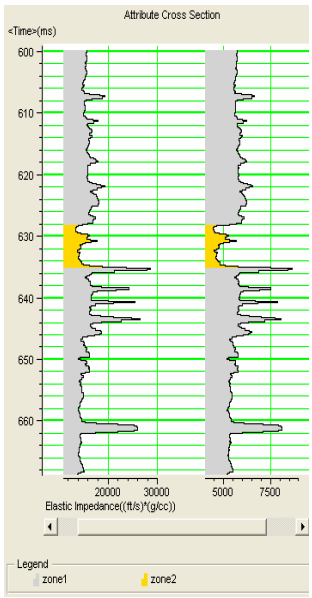
$$EI(\theta) = V_P^{(1+\tan^2\theta)} V_S^{(-8K\sin^2\theta)} \rho^{(1-4K\sin^2\theta)}$$

Donde: $$K = \frac{V_S^2}{V_P^2}$$

El análisis del registro de la impedancia elástica se logra mediante el crossplot entre datos de ángulos de offsets cercanos y lejanos. (Figura V.2.4)



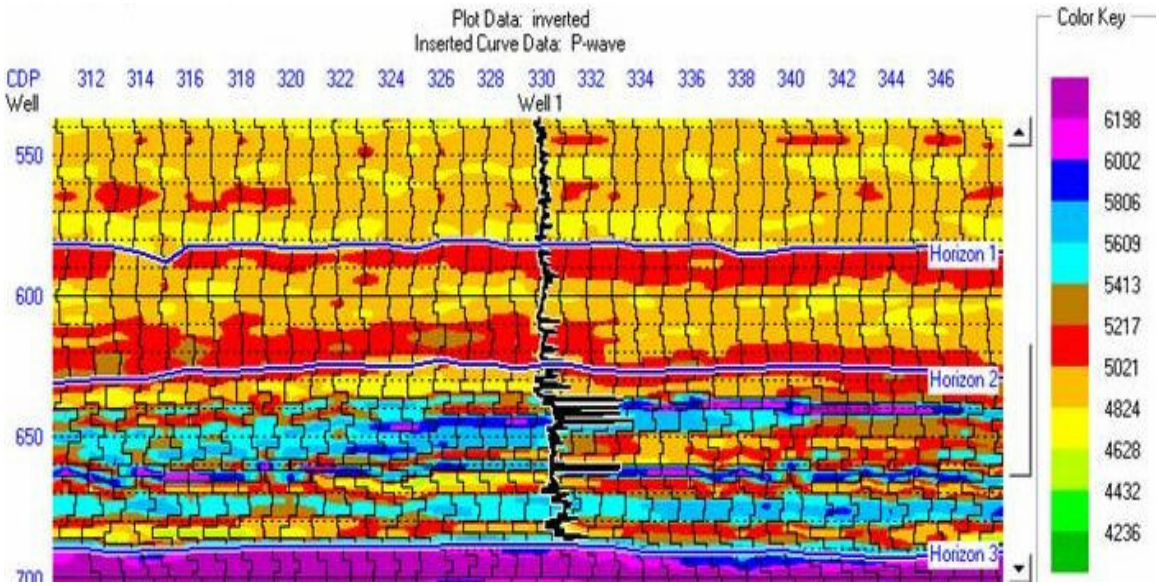
a) Crossplot entre los registros cercanos y lejanos de EI



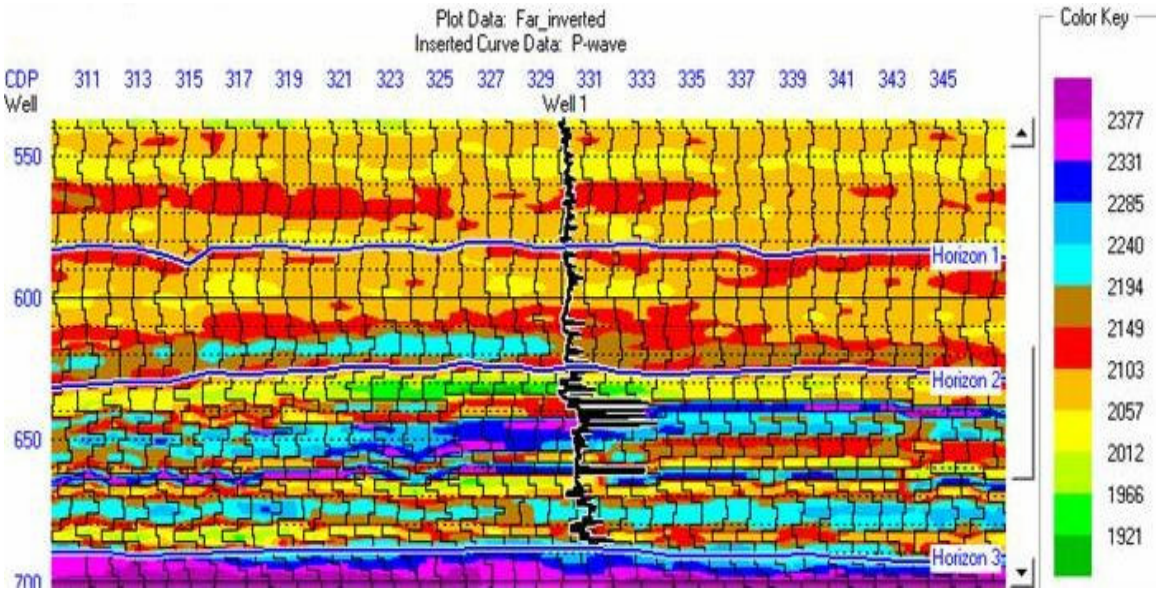
b) Zonas en los registros con color representado en el crossplot. Observar la indicación clara de la arena con gas (amarillo).

Figura V.2.4. Impedancia Elástica EI (Caso de Estudio)

Las siguientes figuras, muestran las secciones apiladas de inversión elástica, tanto en ángulos cercanos como lejanos.



(a) La inversión elástica de la sección apilada de ángulos cercanos



(b) La inversión elástica de la sección apilada de ángulos lejanos

Figura V.2.5. Impedancia Elástica ***EI*** a) ángulos cercanos b) ángulos lejanos.

Observar el decremento en la impedancia elástica en ángulos lejanos.

La siguiente figura muestra un crossplot entre ***EI*** (7.5°) y EI (22.5°). El entorno tiene distribución gris de la elipse y la anomalía esta marcada por la elipse de color amarillo.

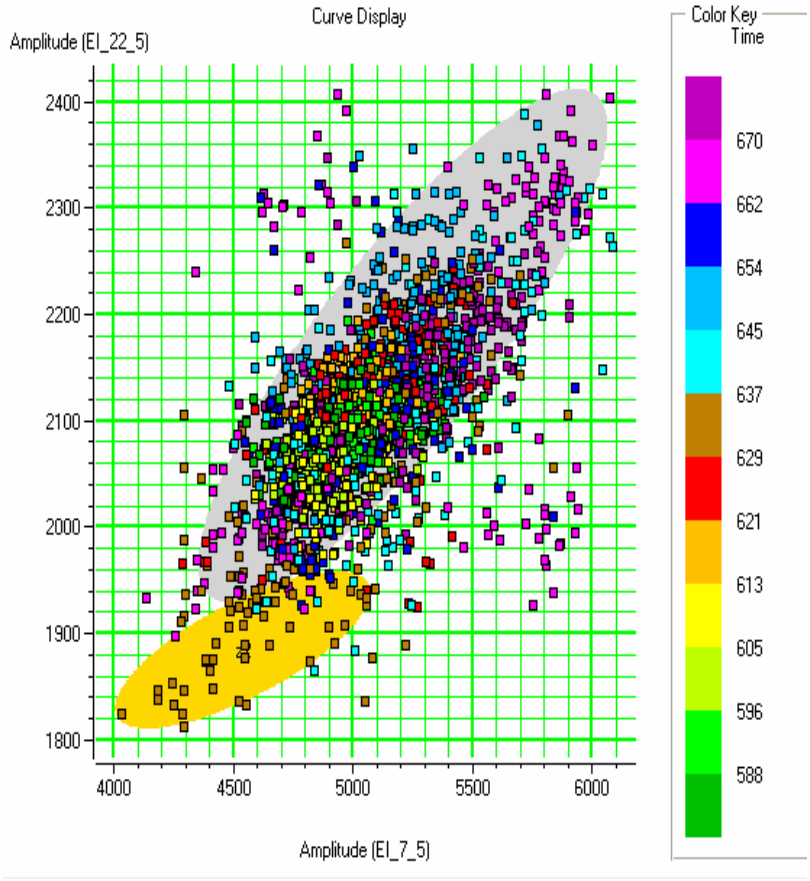


Figura V.2.6. Crossplot de Impedancia elástica de ángulos cercanos vs ángulos lejanos.

La figura V.2.7, muestra las zonas del crossplot en colores sobre la sísmica. Notar que la arena con gas ha sido bien definida por los puntos de la elipse amarilla.

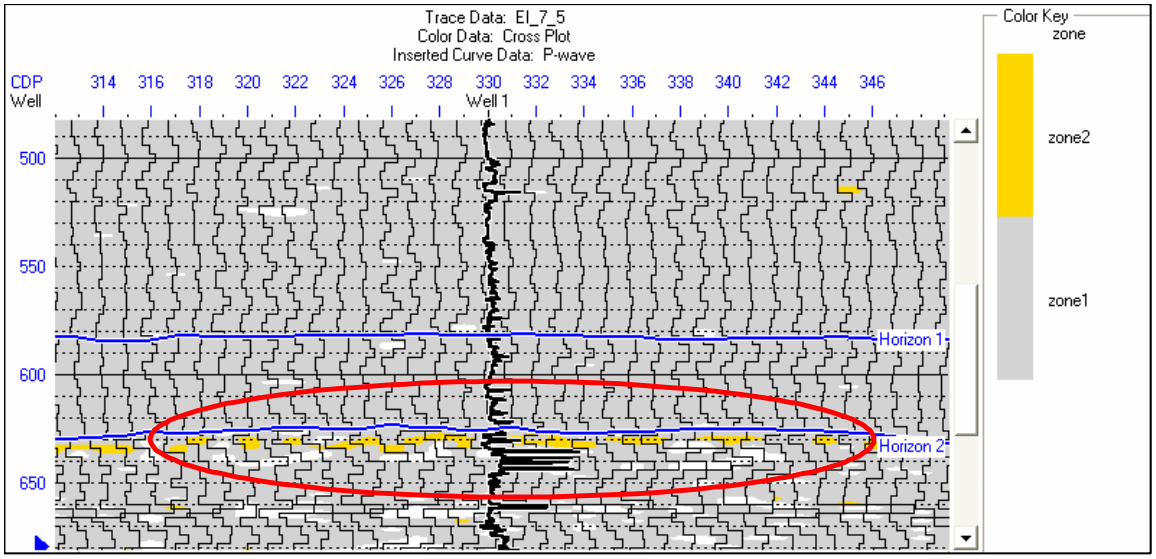


Figura V.2.7. Sección apilada CDP con datos de trazas de ángulos cercanos.

Se obtuvo la extracción de Rp y Rs usando el método de reconocimiento en AVO. Una vez extraídas ambas Rp y Rs, podremos invertir ambos atributos usando el módulo STRATA.

Invirtiendo Rp nos dará la impedancia acústica **Zp= ρVp**.

Invirtiendo Rs obtendremos la impedancia de la onda-S **Zs= ρVs**.

Las siguientes figuras muestran la inversión de las secciones Rp y Rs extraídas de un conjunto de muestras de arenas.

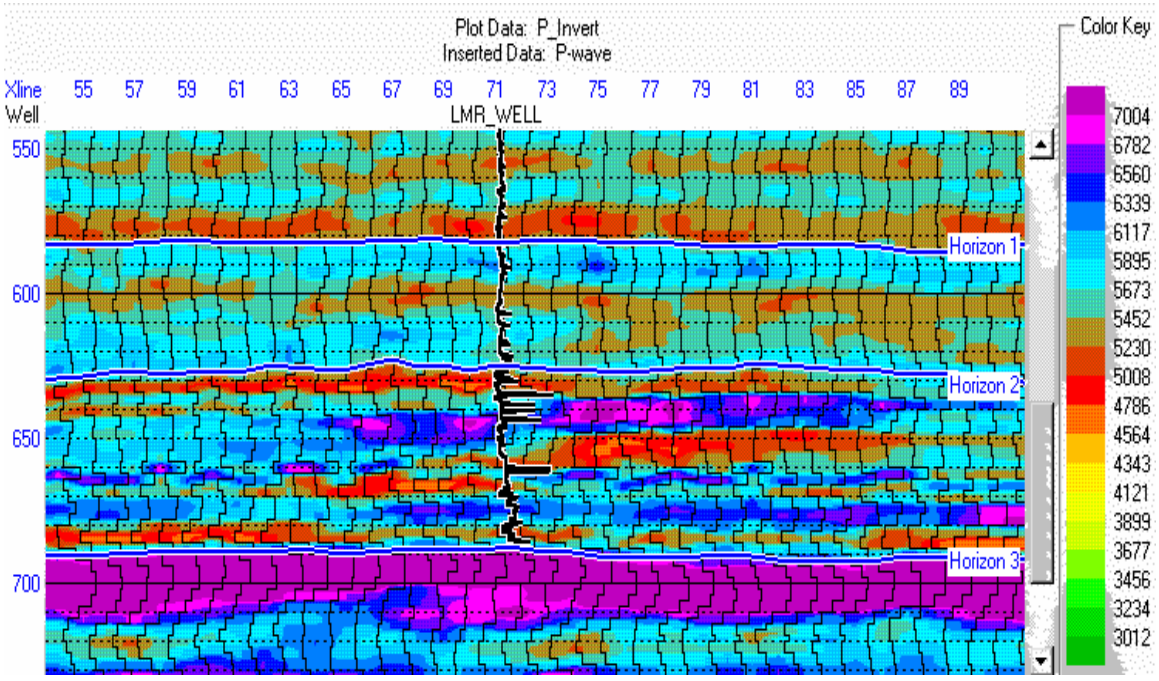


Figura V.2.8. Resultado de la Inversión de onda-P, la baja impedancia justo debajo del horizonte 2 representa las arenas con gas.

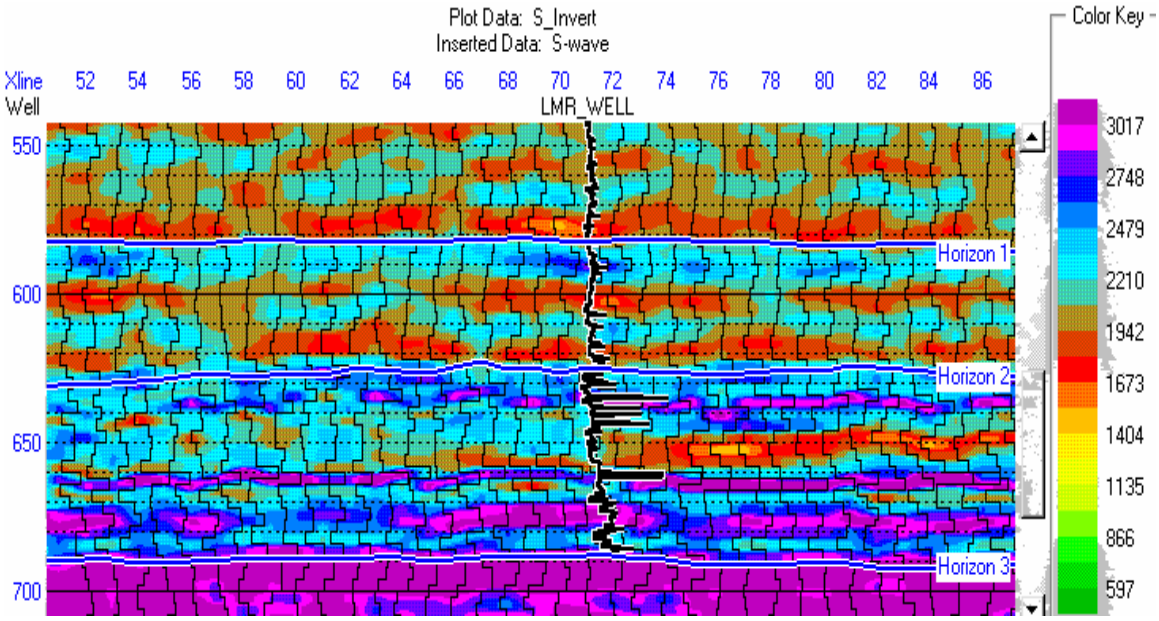


Figura V.2.9. Resultado de la inversión de la onda-S. Notar que la arena con gas debajo del horizonte 2 esta ahora asociado con un incremento en la impedancia.

Lambda - Mu – Rho (LMR)

El método Lambda-Mu-Rho o LMR fue propuesto originalmente por Goodway et al (SEG Expanded Abstracts, 1997) [18].

LMR usa la siguiente relación entre Vp, Vs, ρ y los parámetros de Lamé λ y μ

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \qquad \text{y} \qquad V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Donde:
$$Z_S^2 = (\rho V_S)^2 = \mu\rho$$
$$Z_P^2 = (\rho V_P)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$$

Por lo tanto:
$$\lambda\rho = Z_P^2 - 2Z_S^2$$

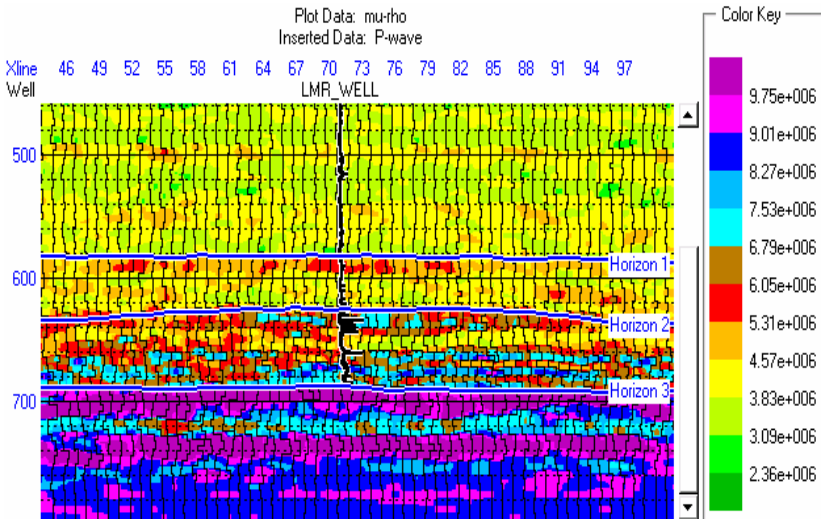


Figura V.2.10. Resultado de la Mu-Rho

Resultado de la Mu-Rho para el ejemplo somero de arenas. El incremento en valores debajo del horizonte 2 muestra que los resultados están respondiendo a la zona seca del esqueleto del yacimiento.

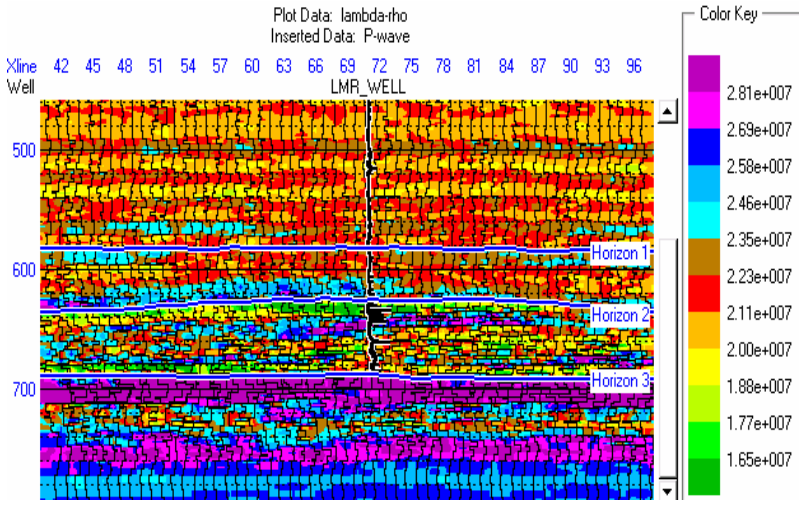


Figura V.2.11. Resultado de la Lambda-Rho

Resultado Lambda-Rho. El decremento de valores bajo el horizonte 2 indica arenas con gas.

La interpretación del crossplot refleja dos zonas que se separan en una línea vertical y los valores bajos de lambda-rho representan la arena con gas. (Figura V.2.12 y V.2.13)

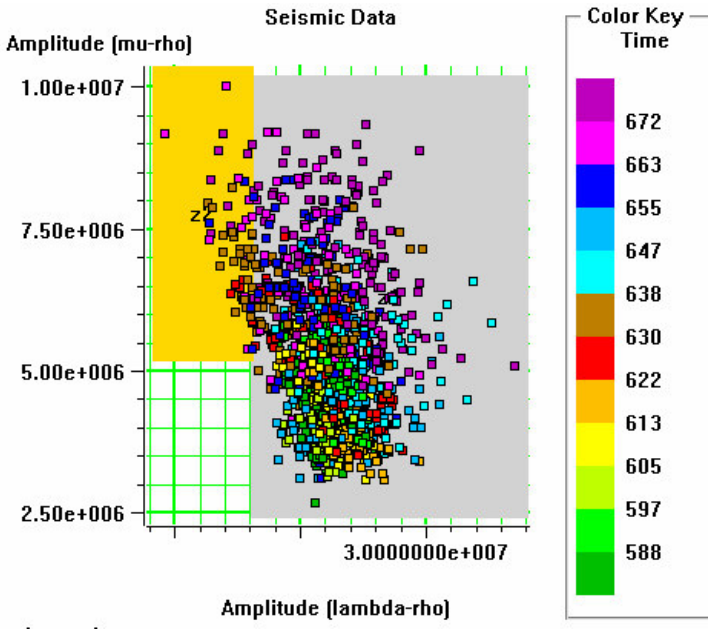


Figura V.2.12. Ejemplo de arenas con gas Crossplot

La posición de la arena con gas se muestra de color amarillo en la figura.

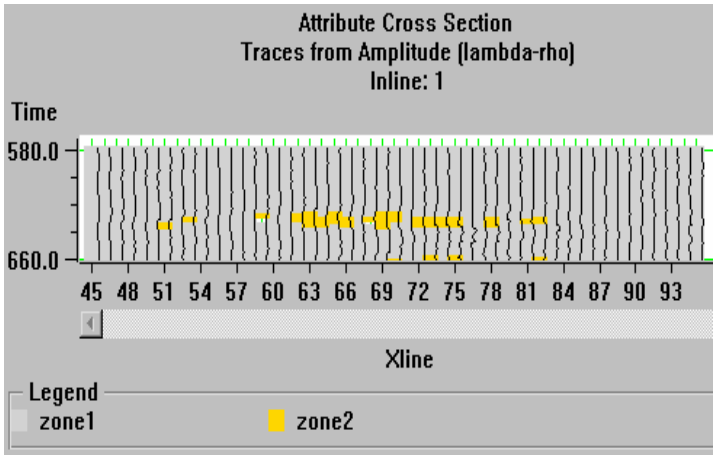


Figura V.2.13. Sección del atributo mostrando la zona iluminada de arenas con gas.

Inversión Simultánea Pre-Stack

Los métodos de inversión que se han discutido involucran la creación de múltiples atributos en AVO y luego se realiza la inversión en el módulo STRATA. Actualmente, se puede realizar una inversión que involucra la inversión simultánea de gathers prestack también en STRATA.

Este método se basa en el modelo base de la aproximación que se encuentra en STRATA y es extendida usando la ecuación de Fatti. También se usan las condicionantes basadas en la relación entre la impedancia-P, la impedancia-S y la densidad.

Ventajas del AVO

A lo largo de varios éxitos, se tiene un número de ventajas que afronta el AVO, específicamente estas son:

- El efecto de la anisotropía: (VTI) debido a la horizontalidad de las capas (AVAZ) Anisotropía azimutal debido a fracturas verticales.

- Determinación de la saturación (el problema "fizz-water"). Mejor estimación de la densidad (Inversión Simultanea)

- AVO en Carbonatos

- AVO en áreas estructuralmente complejas. Preservación de la amplitud de la migración prestack

- Procesamiento sísmico. Escalamiento apropiado, NMO, RNMO, atenuación de ruido, etc.

Petrofísica.

Flujo de Trabajo, Calibración de Registros y Acondicionamiento de datos

En la etapa de la generación de un modelo geológico consistente entre los datos de la sísmica y los pozos en el área, la adquisición precisa del registro sónico y del registro de densidad es muy importante para amarrar los datos petrofísicos con la ondicula extraída de la sísmica.

Los registros corridos en los pozos tienen una distancia de penetración o investigación diversa según el tipo de registro, la figura V.2.13, muestra la influencia de resolución vertical y la profundidad de investigación.

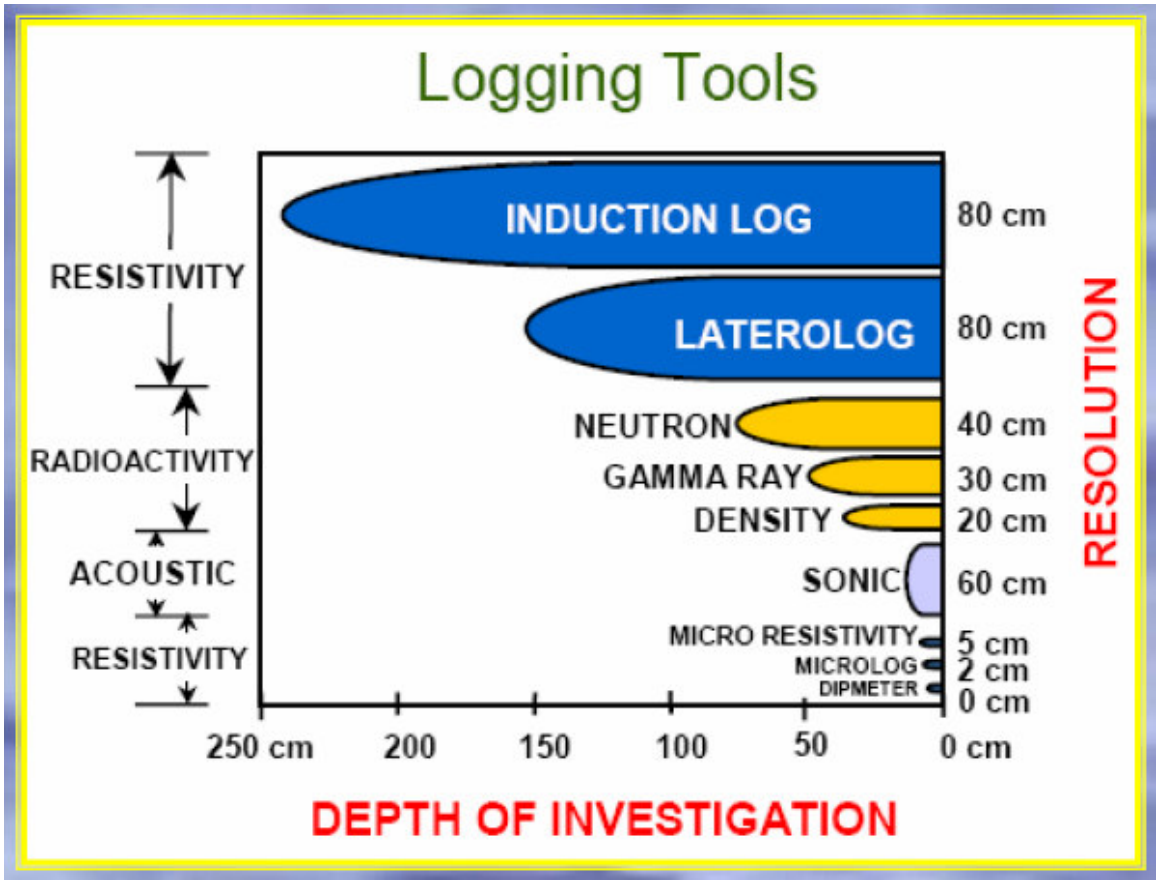


Figura V.2.14. Herramientas de Registros Geofísicos. Grafico tomado del material del curso impartido en la UNAM de interpretación de registros geofísicos en las clases de Maestría.

Ambos registros miden las propiedades de los sedimentos dentro de una distancia no mayor a 50 centímetros de la pared del pozo. Las condiciones del pozo, con frecuencia degradan la calidad de las medidas; particularmente la herramienta de densidad, ya que se requiere de un contacto directo para obtener una medida adecuada. El esfuerzo de relajación y la alteración de los fluidos de formación durante periodos de exposición prolongada con los fluidos de perforación pueden alterar las propiedades de las rocas de sus condiciones in-situ. Además de estos problemas, los registros de pozos están sujetos a ligeras diferencias en la calibración de las herramientas que pueden producir desplazamientos no geológicos y obtener diferencias entre los registros corridos de los diferentes pozos de control.

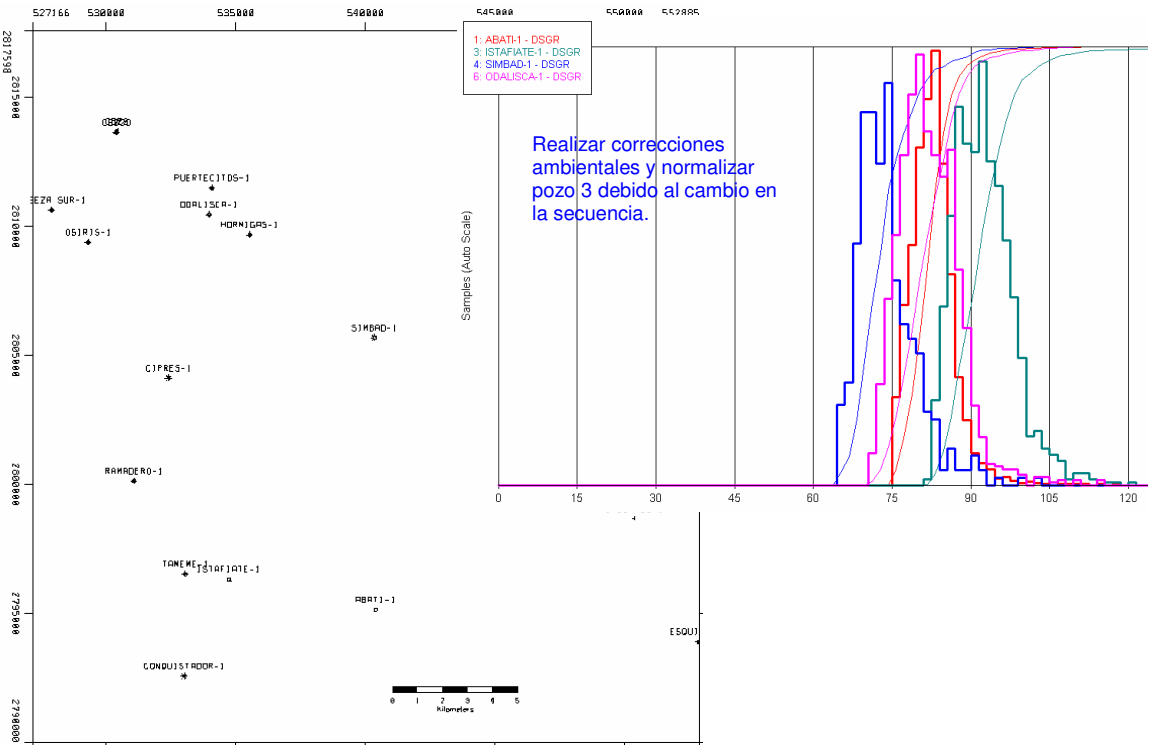


Figura V.2.15 Normalización y determinación de correcciones ambientales.

V.3 INTERPRETACION Y RESULTADOS DE LA INVERSION.

La forma de describir los resultados de este trabajo se presenta mediante ilustraciones y gráficos, en donde se muestra el detalle de la aplicación de los procedimientos siguiendo el flujo de trabajo descrito en la metodología.

Específicamente para este trabajo, se utilizó el software de Hampson & Russell, generando la inversión con el módulo STRATA que es un programa diseñado para realizar la inversión antes y después del apilamiento. En el caso del dominio de post-stack, STRATA analiza datos sísmicos 2D y 3D para producir volúmenes de impedancia acústica, siendo el caso hasta donde se llegó con este trabajo. En el dominio pre-apilado, STRATA analiza volúmenes de gathers en ángulos para producir volúmenes en formato SEGY de impedancia acústica, impedancia de corte o elástica y de densidad. [20)](Hampson & Russell, 2007).

En el caso de la inversión post-apilamiento, los datos de entrada para proyectos de STRATA consisten en una serie de pozos y horizontes interpretados y un volumen sísmico. Los datos de los pozos se leen en GEOVIEW, los horizonte pueden ser importados o generados con el mismo software; los datos sísmicos se leen en archivos SEGY o son importados a través de enlaces con productos de otras compañías.

Es muy importante que exista una óptima correlación entre los pozos y la sísmica. Para mejorar la correlación se pueden utilizar las correlaciones tiempo-profundidad (check shot), ajustes manuales y el modelo de velocidades utilizado en el procesado del volumen sísmico inicial.

La correlación depende de la extracción óptima de la ondicula, incluyendo la extracción a partir de los datos sísmicos y/o un conjunto de registros de pozos.

El software cuenta con herramientas para verificar la validez de la ondicula extraída y la correlación de pozos. El grafico de cross-correlación mide la calidad del ajuste del sintético mientras aplica correcciones de fase a la ondicula sísmica.

Las inversiones sísmicas se basan en un modelo inicial, dichos modelos se crean por interpolación de valores de impedancia de los pozos, utilizando los horizontes como guía para la interpolación. Se pueden aplicar varios algoritmos de inversión: 1) inversión basada en un modelo. 2) inversión sparce- spike. 3) inversión de banda limitada. 4) inversión de operador (versión de colores. 5) inversión por redes neurales.

En el caso de este trabajo, se aplicó la inversión por modelo de tierra.

El resultado de una inversión post-apilamiento, es un volumen de impedancias acústicas que puede ser mapeado o analizado en detalle usando cualquier paquete de visualización como el VIEW 3D, o puede ser utilizado como entrada al módulo EMERGE para predecir propiedades litológicas.

El módulo STRATA, cuenta con herramientas de diagnóstico para confirmar la validez de los resultados: El primero es el gráfico de error que muestra la diferencia entre la sísmica original y el volumen sintético calculado en el proceso de inversión. El segundo es la ventana de análisis de inversión que muestra una comparación de las trazas de impedancia acústica que resultan de la inversión y los registros de impedancia acústica.

Para generar el modelo de tierra que sirvió de base a la inversión, se corrieron horizontes y fallas en la estación de trabajo de Landmark. Primero se procedió a armar el modelo estructural identificando las fallas principales que atraviesan toda la sección y que tienen su despegue en los contactos del Cretácico. Se identificaron dos discordancias principales que separan eventos del Oligoceno Vicksburg, los del Eoceno Jackson y Yegua, así como los eventos del Paleoceno Wilcox.

En las siguientes páginas de este capitulo, se presentan las figuras que representan los productos de los resultados del trabajo y que en su conjunto ilustran la cantidad de trabajo elaborado para esta tesis. Simplemente se debe de leer la descripción del texto de la figura para identificar y analizar el contenido de la misma.

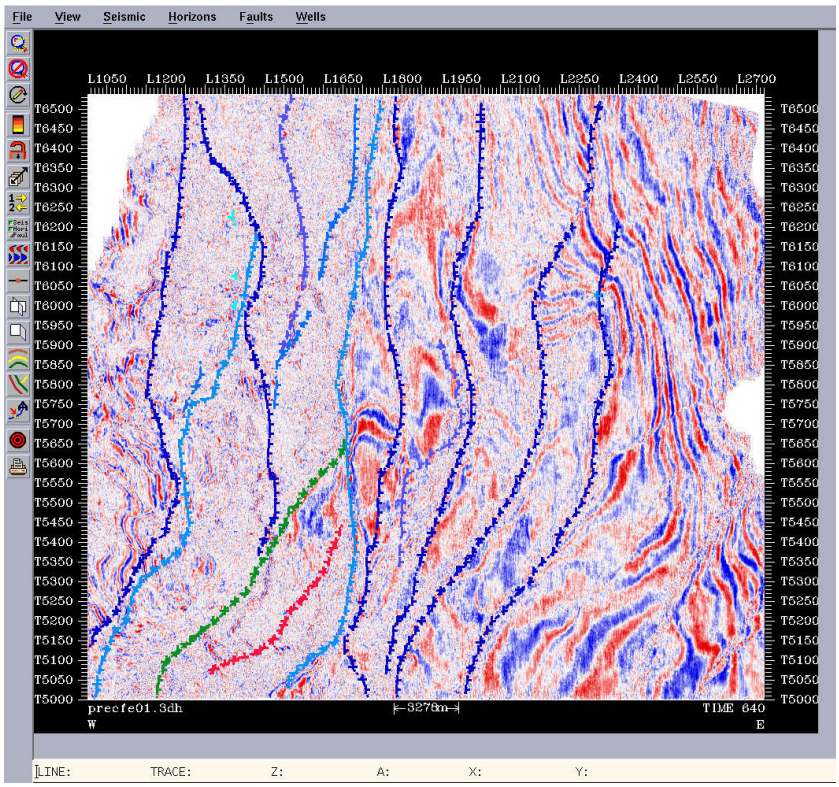


Figura V.3.1. Interpretación de fallas regionales Time Slice a 640 mseg.

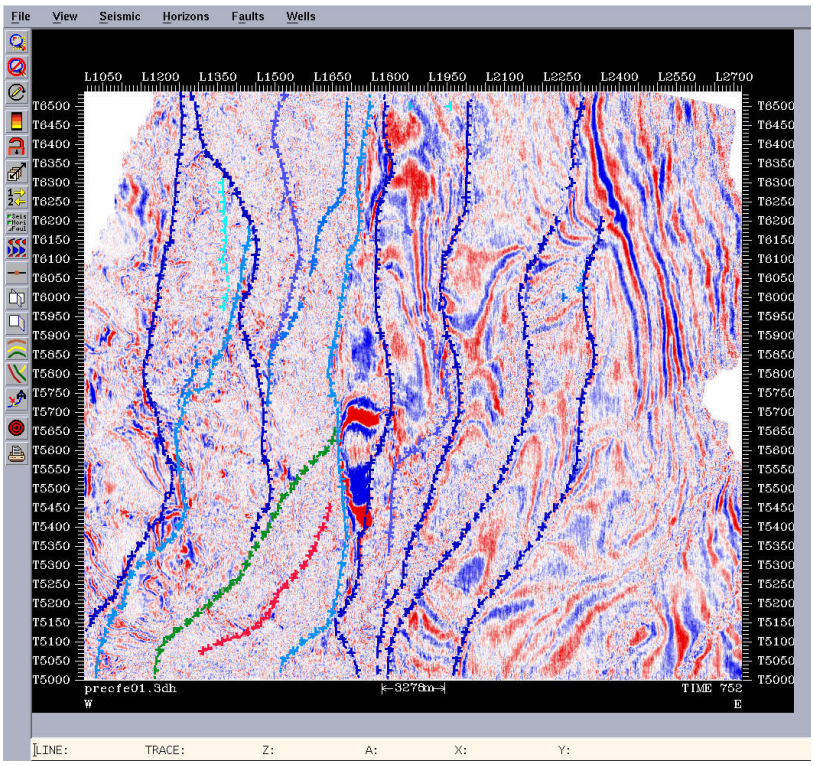


Figura V.3.2. Interpretación de fallas regionales Time Slice a 752 mseg.

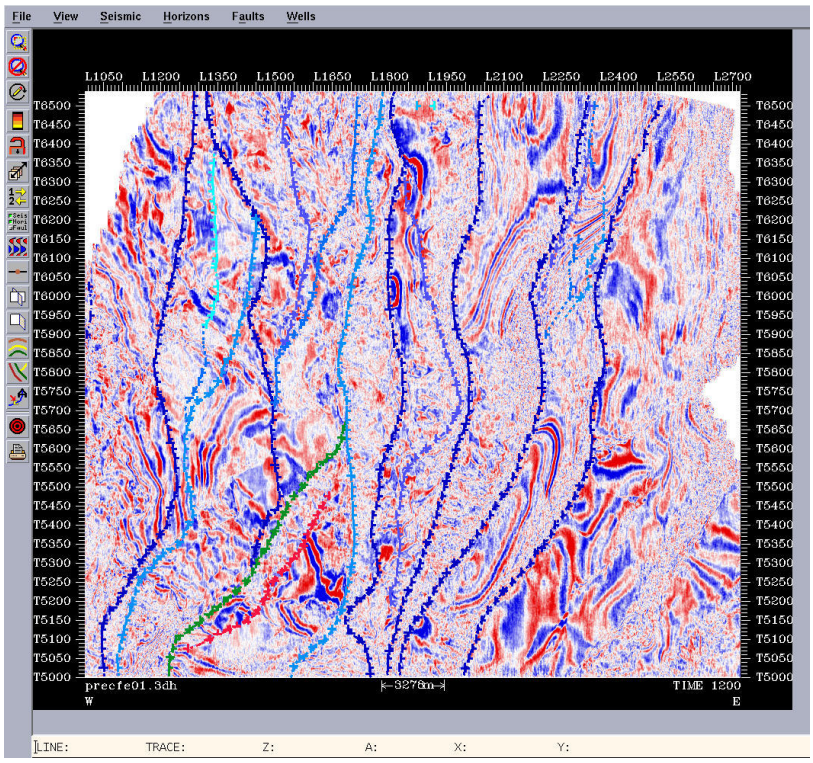


Figura V.3.3. Interpretación de fallas regionales Time Slice a 1200 mseg.

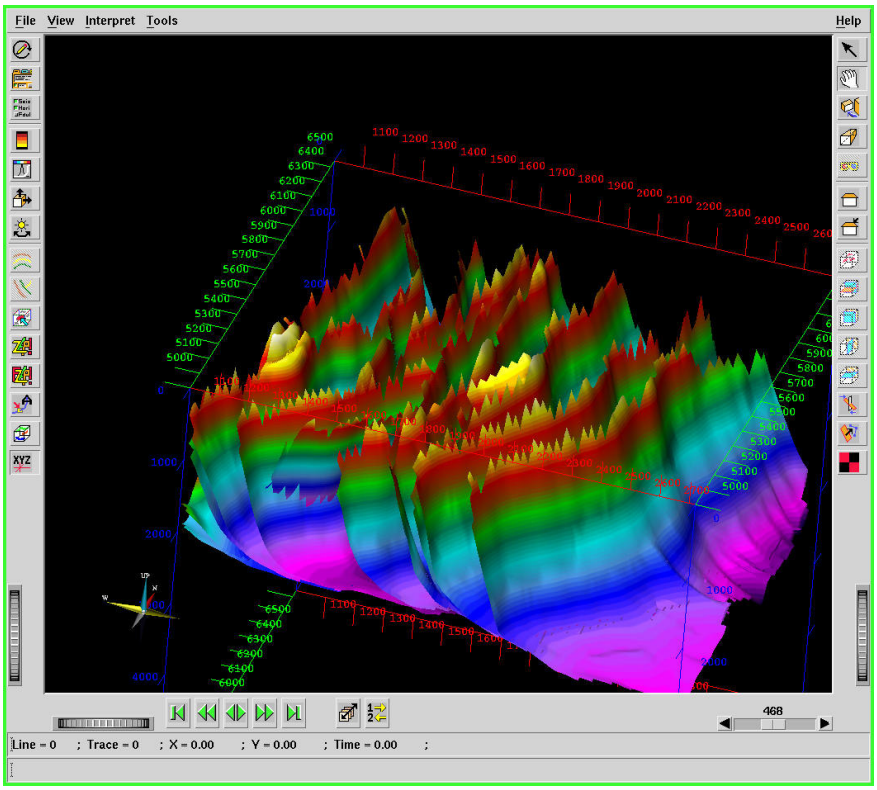


Figura V.3.4. Distribución de fallas regionales en Earth Cube.

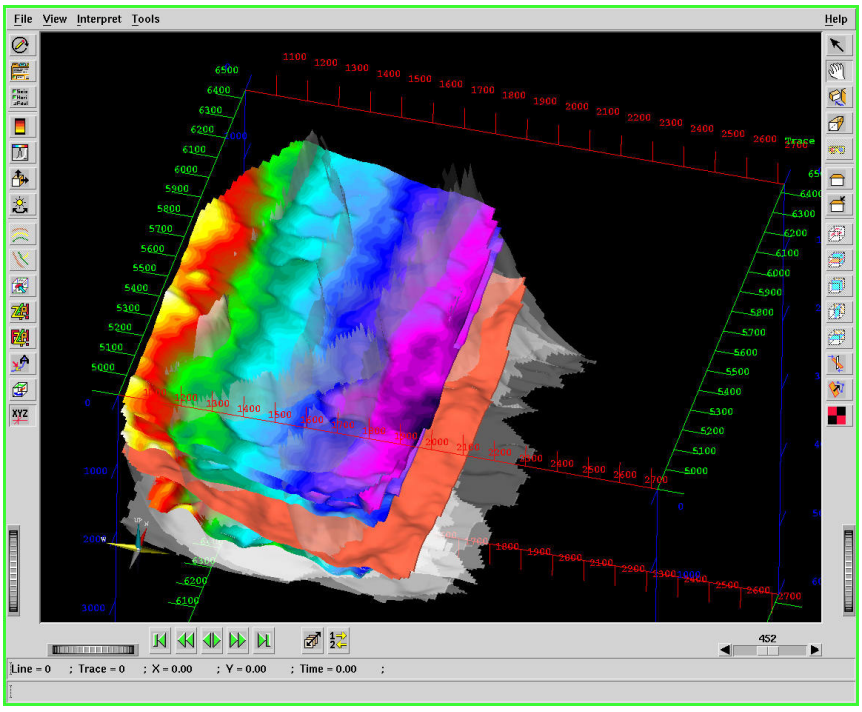
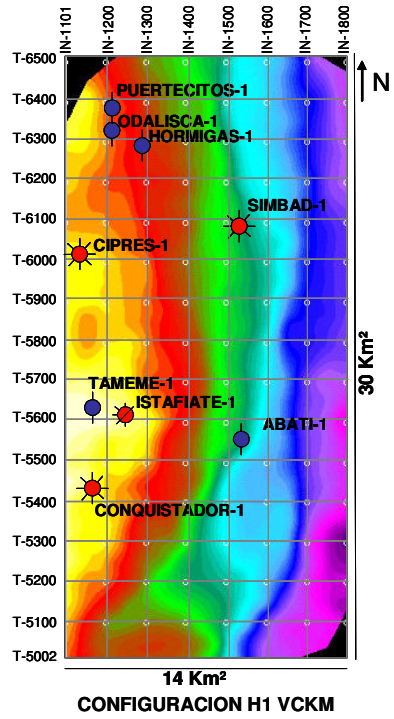


Figura V.3.5. Distribución de horizontes regionales en Earth Cube.



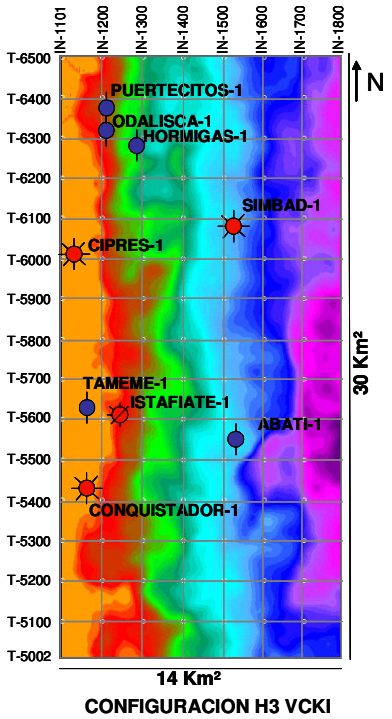
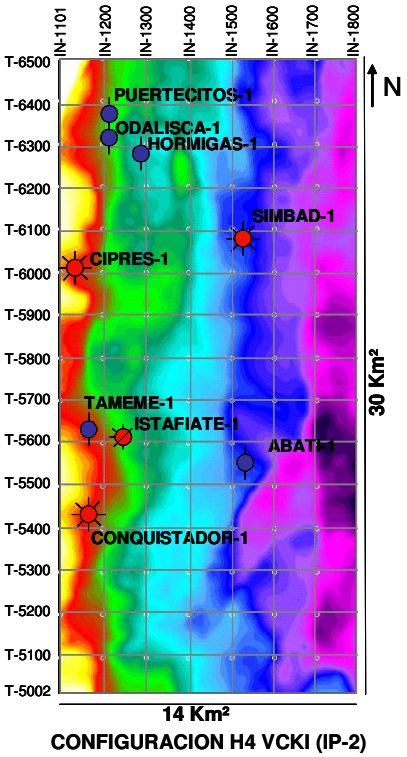


Figura V.3.6. Horizontes configurados H1 y H3.



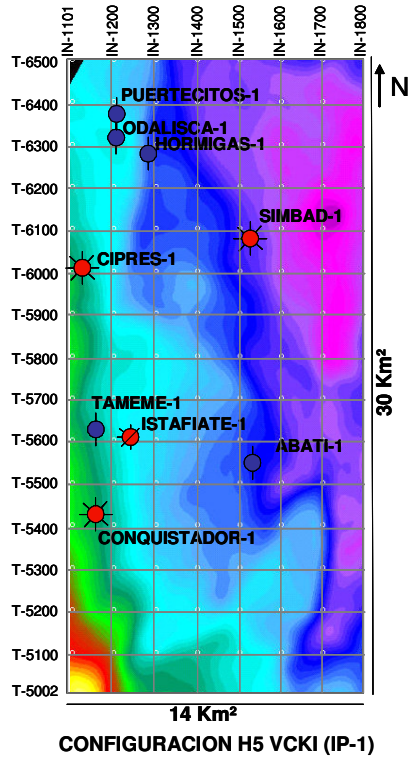


Figura V.3.7. Horizontes configurados H4 y H5.

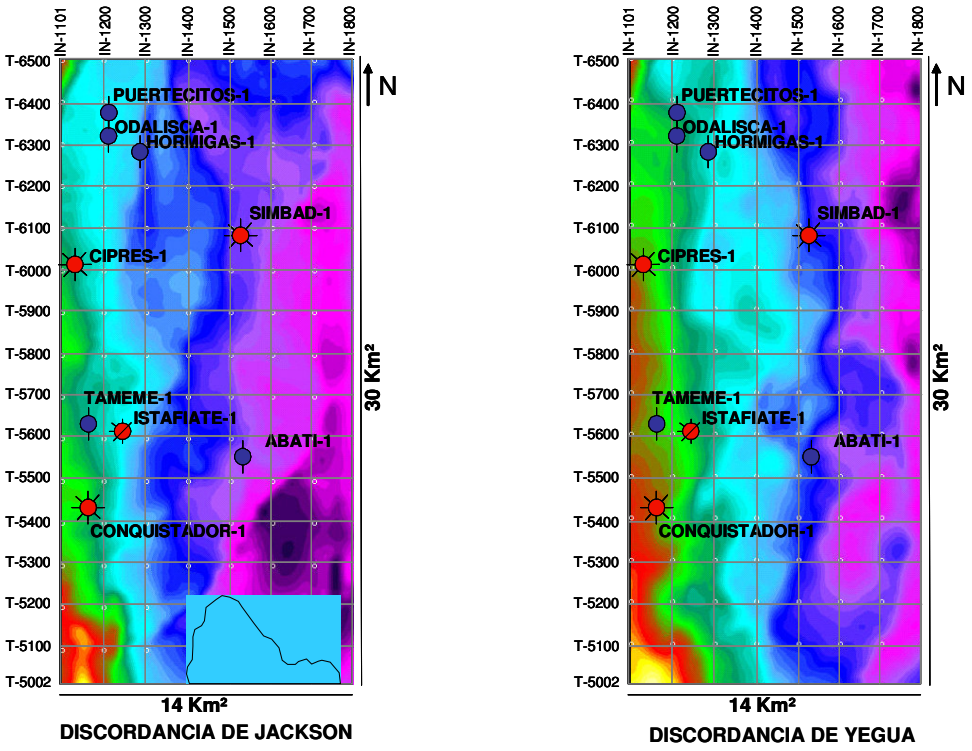


Figura V.3.8. Horizontes configurados Discordancias del Eoceno Jackson y Yegua.

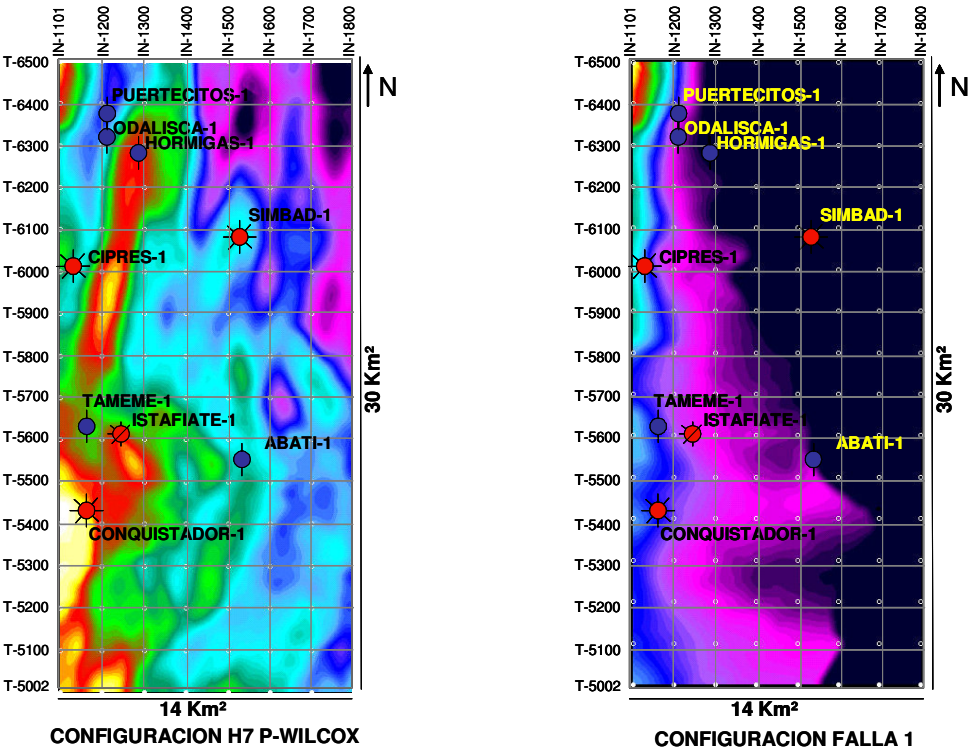


Figura V.3.9. Horizontes configurados H7 y Falla1.

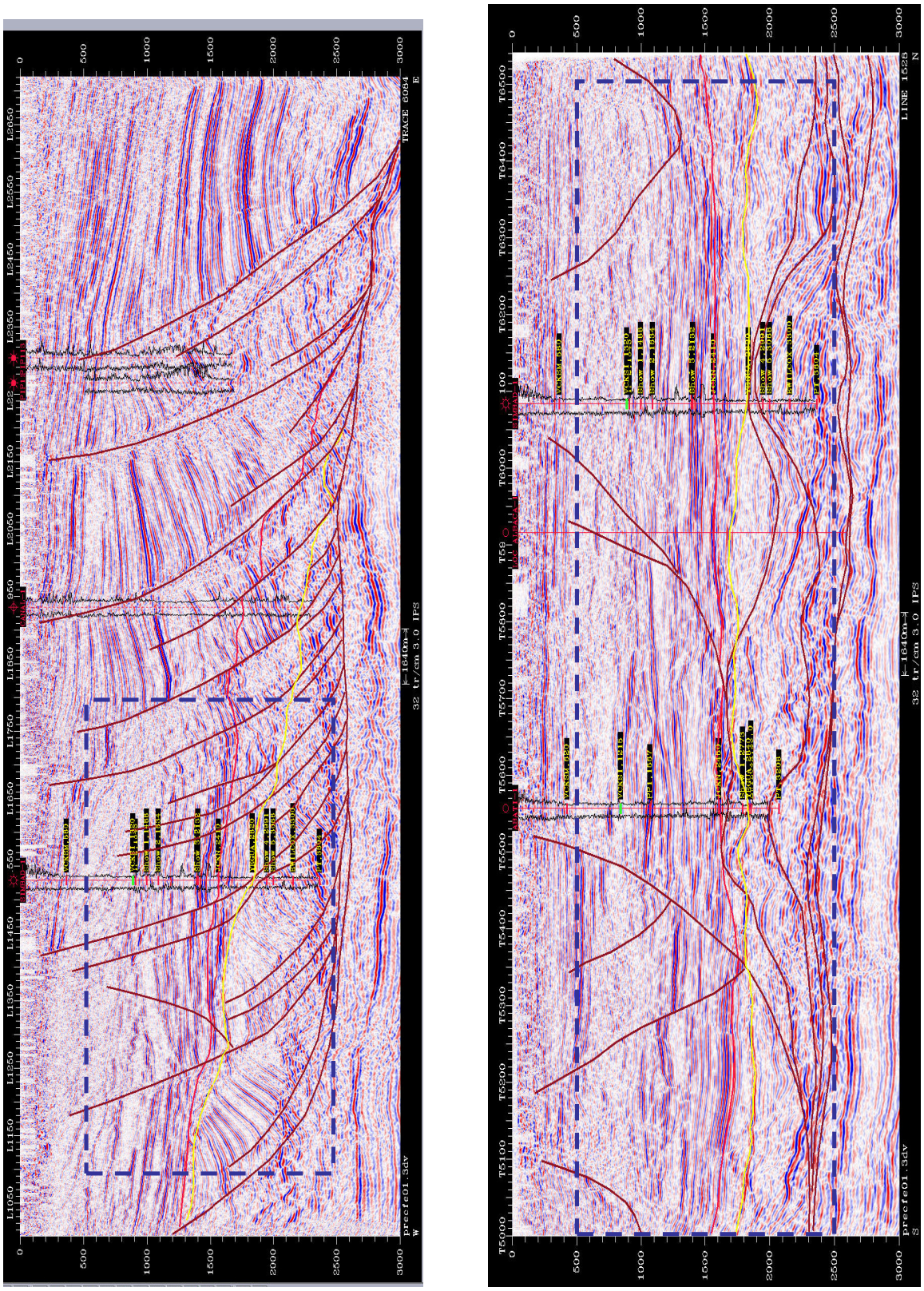


Figura V.3.10. Sección sísmica línea 1529 y traza 6084 mostrando el modelo estructural y los límites del área de trabajo del análisis AVO e inversión de 500 mseg a 2500 mseg.

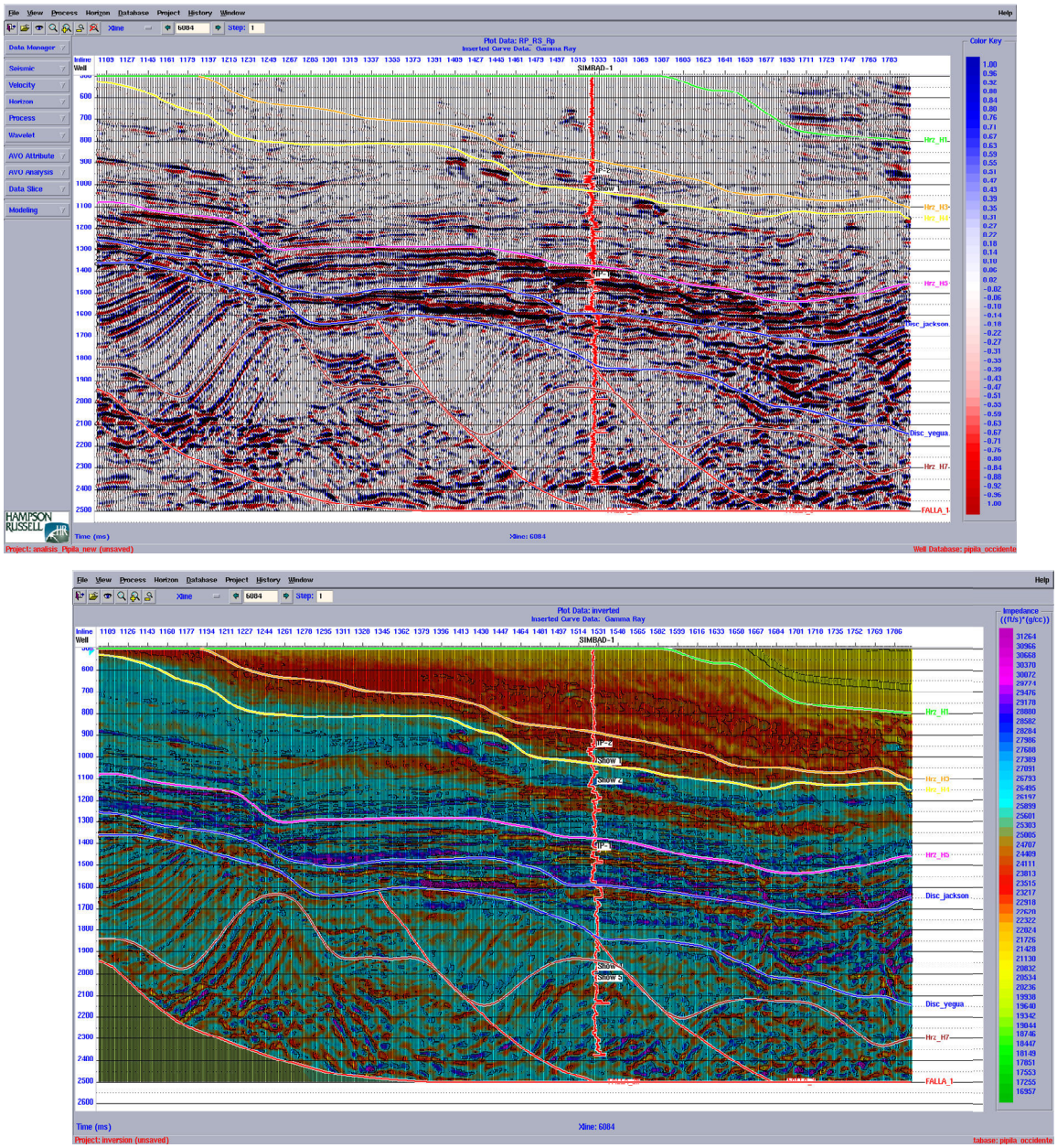


Figura V.3.11. Sección sísmica **Rp** parte superior y sección inversión de la impedancia **Zp** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.

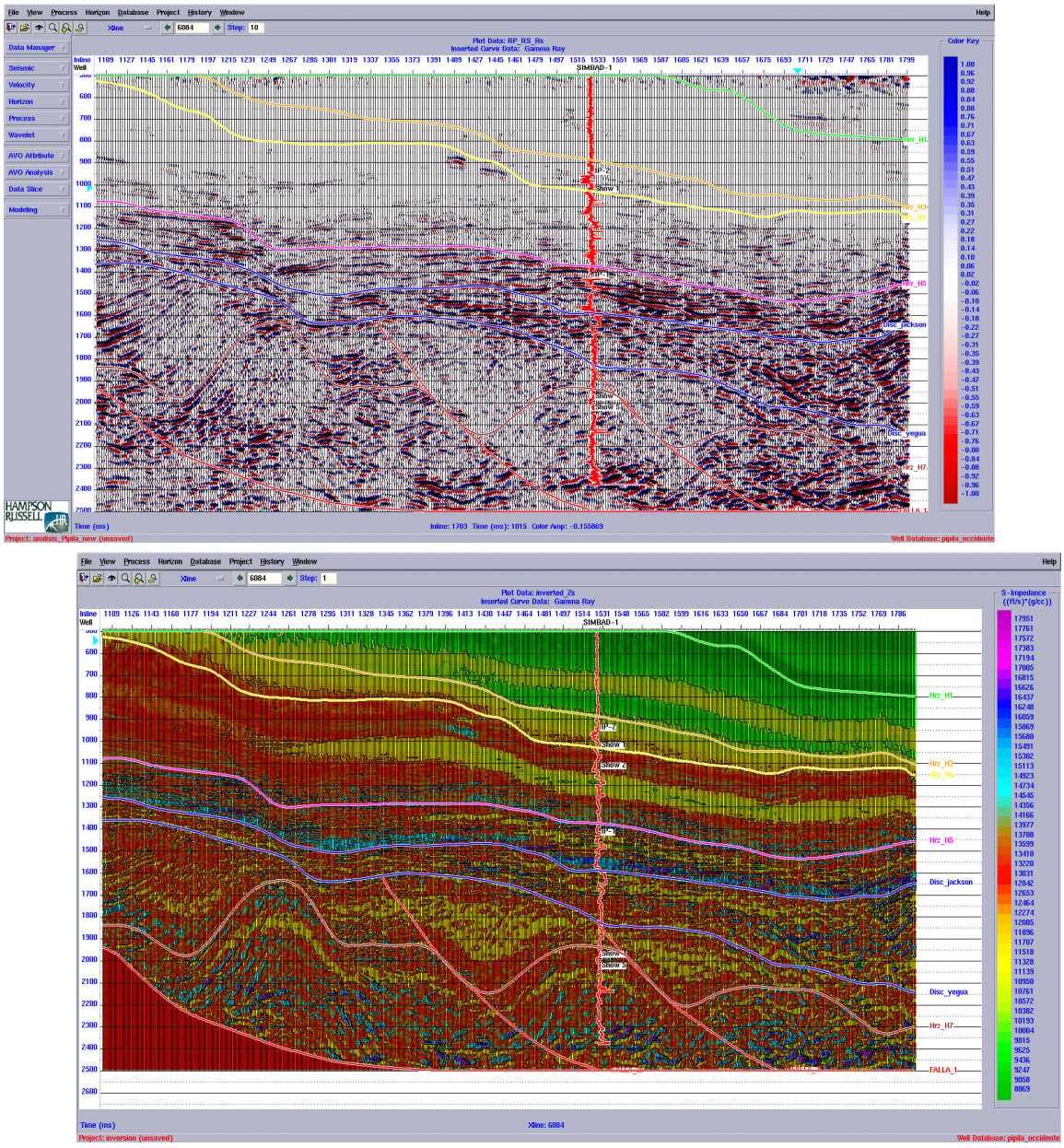


Figura V.3.12. Sección sísmica **Rs** parte superior y sección inversión de la impedancia **Zs** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.

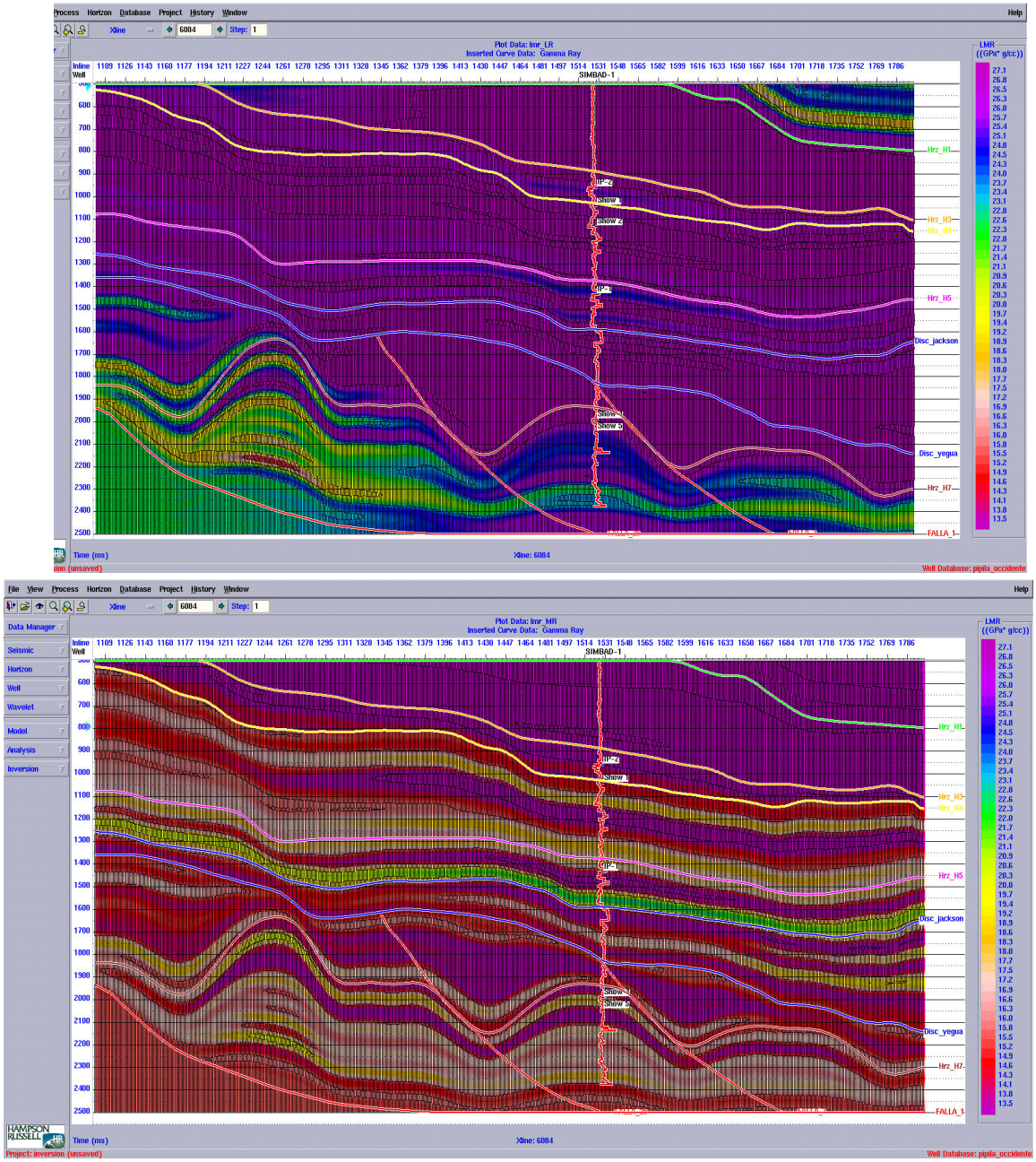


Figura V.3.13. Sección sísmica del volumen **Lambda-Rho** y **Mu-Rho** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.

El resultado de Lambda-Rho muestra la presencia de cuerpos de baja impedancia que concuerdan con los intervalos productores de los pozos Simbad-1, Istafiate-1, Ciprés-1 y Conquistador-1. Se identificaron 9 geocuerpos, los cuales se mapearon dando una distribución y estructura relacionada con los cuerpos deltaicos y barras distribuidas por oleaje propios del Play Vicksburg Inferior. Cabe mencionar que en esta zona la continuación del proyecto Vicksburg-Frío Sur, [15)](Eguiluz & Bernabé, 2001) se evidencia la continuación de un aporte proveniente del occidente. En el cubo Lambda-Rho se observa una distribución general, para el Vicksburg de una zona arcillosa y con 9 cuerpos potenciales.

Para verificar la extensión de dichos cuerpos, se procedió al análisis de crossplots entre Lambda-Rho y Mu-Rho, donde los valores bajos de Lambda pertenecen a la zona de arenas saturadas de gas. Con la sección de correlación de trazas al definir zonas en el crossplot se iluminaban los intervalos saturados.

Una vez analizados los intervalos de las zonas de produccion, es decir donde evidentemente se tienen areniscas saturadas de gas, se hizo el mismo análisis en las partes internas, extremas y zonas fuera de la influencia de los geocuerpos y se verificó que confiablemente se pudiera definir la extensión de la zona productora.

En la sección de Anexos de este trabajo, se ilustra la distribución de los geocuerpos; dichos geocuerpos contienen zonas estructurales altas que podrían ser potenciales para futuros pozos productores y también tienen la influencia de las fallas que sirven de sello y/o ruta de migración al momento de la carga del yacimiento. Esto significa por ejemplo, que la caracterización del yacimiento productor está acotada y seccionada por el fallamiento regional en la zona del Vicksburg, dándonos la oportunidad de crecer en áreas adyacentes, tal y como se ilustra en la posición de cada geocuerpo.

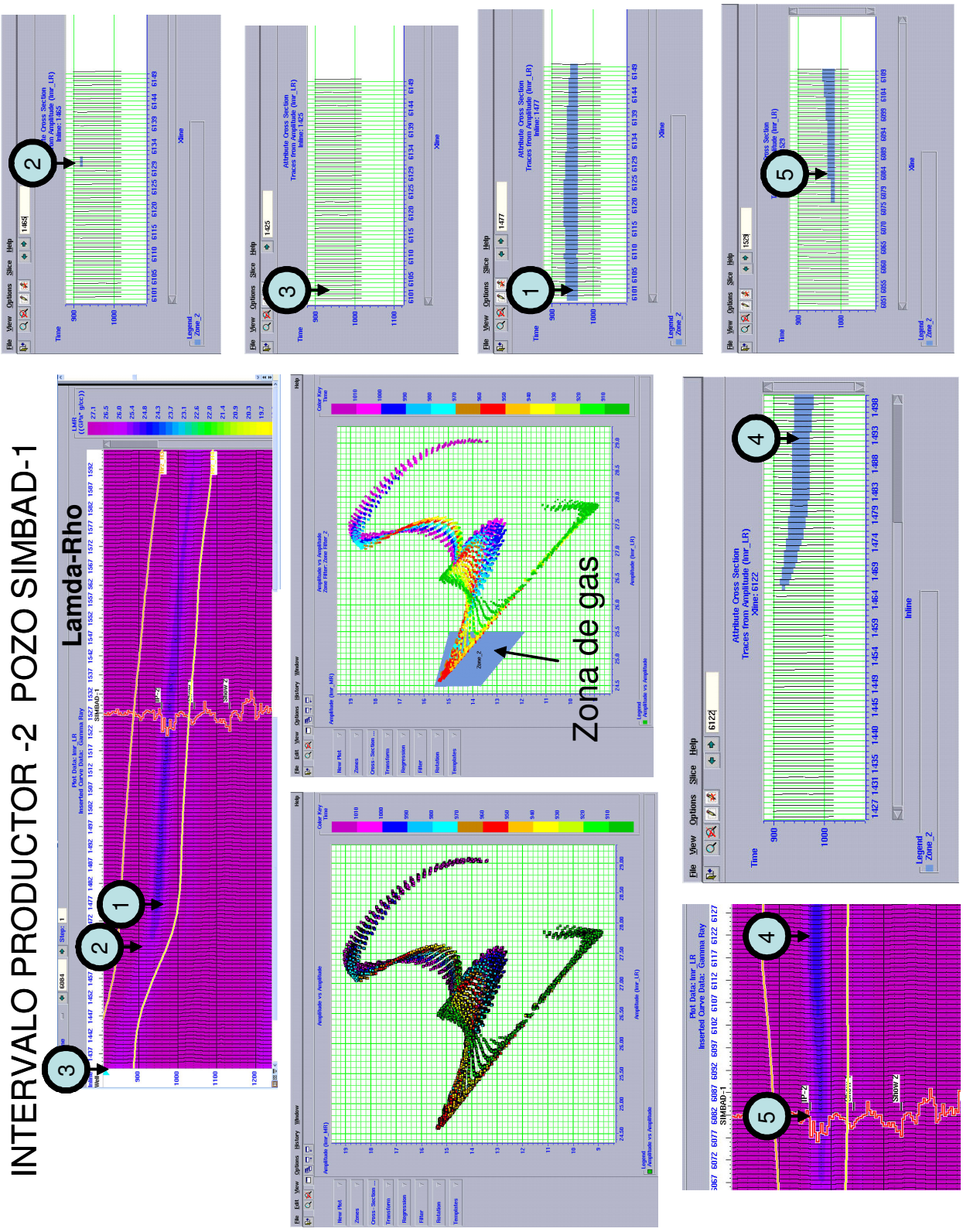


Figura V.3.14. Análisis del volumen **Lambda-Rho** y crossplot entre **Lambda-Rho** vs. **Mu-Rho** en la traza 6084 del pozo Simbad-1.

VI. DISCUSION DE RESULTADOS.

Se interpretaron siete horizontes dentro del área occidental del cubo sísmico Pípila 3D, así como las fallas del marco estructural en la zona. En el área, aflorando, se encuentra el Vicksburg Superior y con base a los marcadores geológicos y la información bioestratigráfica de los pozos, se corrieron horizontes relacionados con el Vicksburg Medio, el Vicksburg Inferior así como con la base del Oligoceno correspondiendo con la discordancia del Eoceno Jackson. Dentro del Oligoceno Vicksburg Inferior (VCKSI): el horizonte H3 corresponde a la cima y los horizontes H4 y H5 son internos del Vicksburg Inferior, identificados por sus diferencias en reflectividad y facies sísmicas. El análisis de gathers y de la inversión sísmica se realizó entre 500 y 2500 mseg. (Figura VI.1)

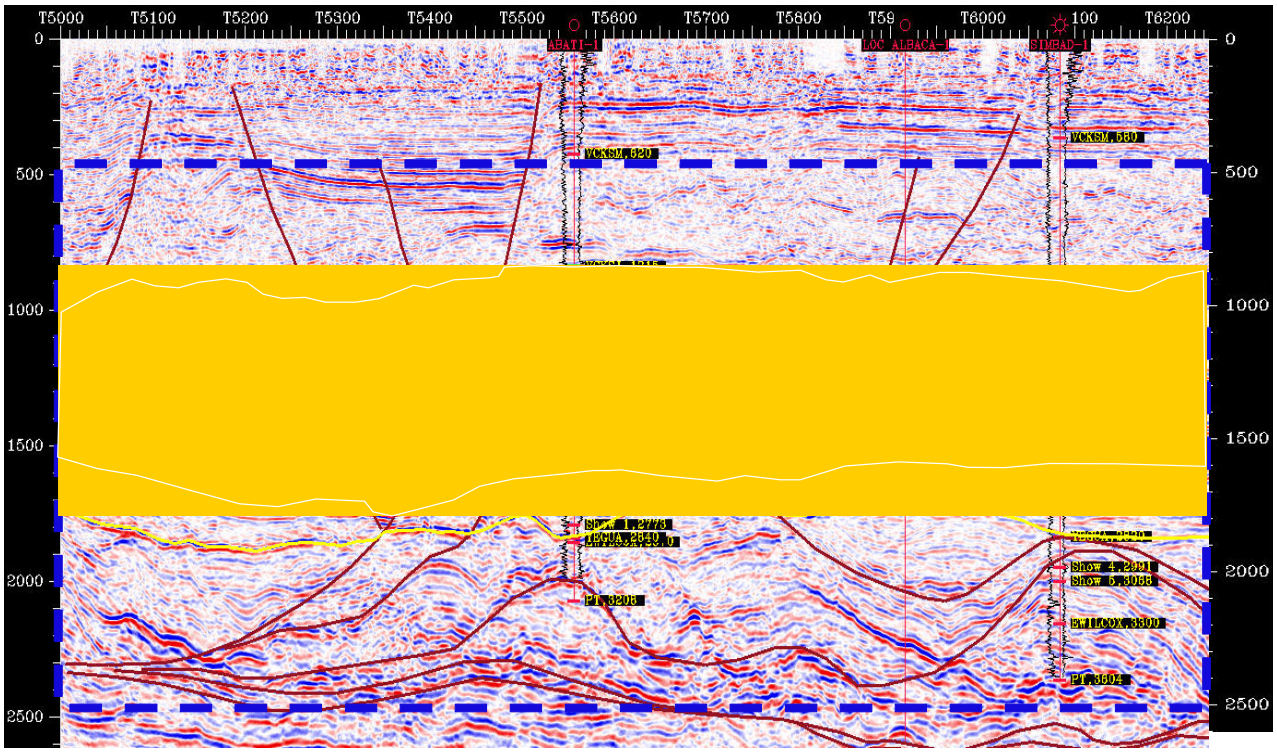


Figura VI.1 Sección sísmica S-N del software Seiswork de Landmark, mostrando la franja del Oligoceno Vicksburg Inferior, la disposición del marco estructural y la ventana de análisis de AVO e inversión sísmica.

En la zona occidental del cubo Pípila 3D, se utilizó la información de cuatro pozos: Simbad-1, Istafiate-1, Odalisca-1 y Abatí-1 por contar con los registros suficientes para los cálculos, esta información fue importante y clara para lograr definir de la inversión la distribución de nueve geocuerpos en tres etapas de depósito en el Vicksburg Inferior y que generan en conjunto 201 Km^2 de área de oportunidad. Estas etapas ya cuentan con datos de producción cada una: para la zona de la cima del Vicksburg Inferior bajo el H3 se tiene produccion en el pozo Simbad-1 relacionado con el geocuerpo 8, en esta zona se identifica la presencia del geocuerpo 4 en la parte somera. En la segunda etapa de depósito (parte media) se obtuvo producción no comercial en el pozo Istafiete-1 relacionado con el geocuerpo 1 y perteneciente a la misma etapa se encontró el geocuerpo 3 con una distribución que genera un área de 37 Km^2. En la tercera etapa y base del Oligoceno Vicksburg se tiene identificada la produccion del pozo Conquistador-1, Istafiate-1 y del Simbad-1 (geocuerpos 2 y 5) y se lograron identificar tres geocuerpos 6, 7 y 9 con 4, 17.5 y 18.5 Km^2 respectivamente.

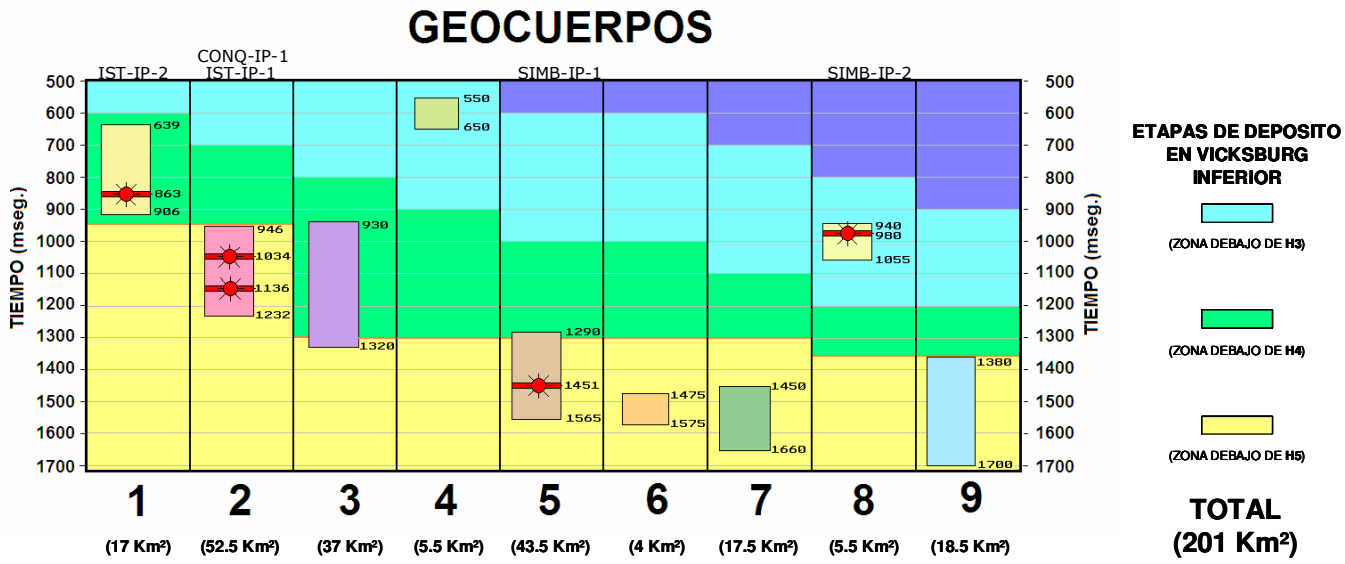


Figura VI.2 Distribución de geocuerpos encontrados en la inversión sísmica para el Oligoceno Vicksburg Inferior con sus tres etapas de depósito identificadas.

Con la aplicación del análisis AVO y la inversión realizada en este trabajo, se logró incrementar las frecuencias de la señal sísmica. Con la interacción de la información de pozos, horizontes y fallas en la construcción del modelo de tierra, se lograron las bajas frecuencias y luego con la inversión se obtuvieron frecuencias de hasta 125 Hz. Con los resultados de esta información se lograron definir cuerpos muy delgados.

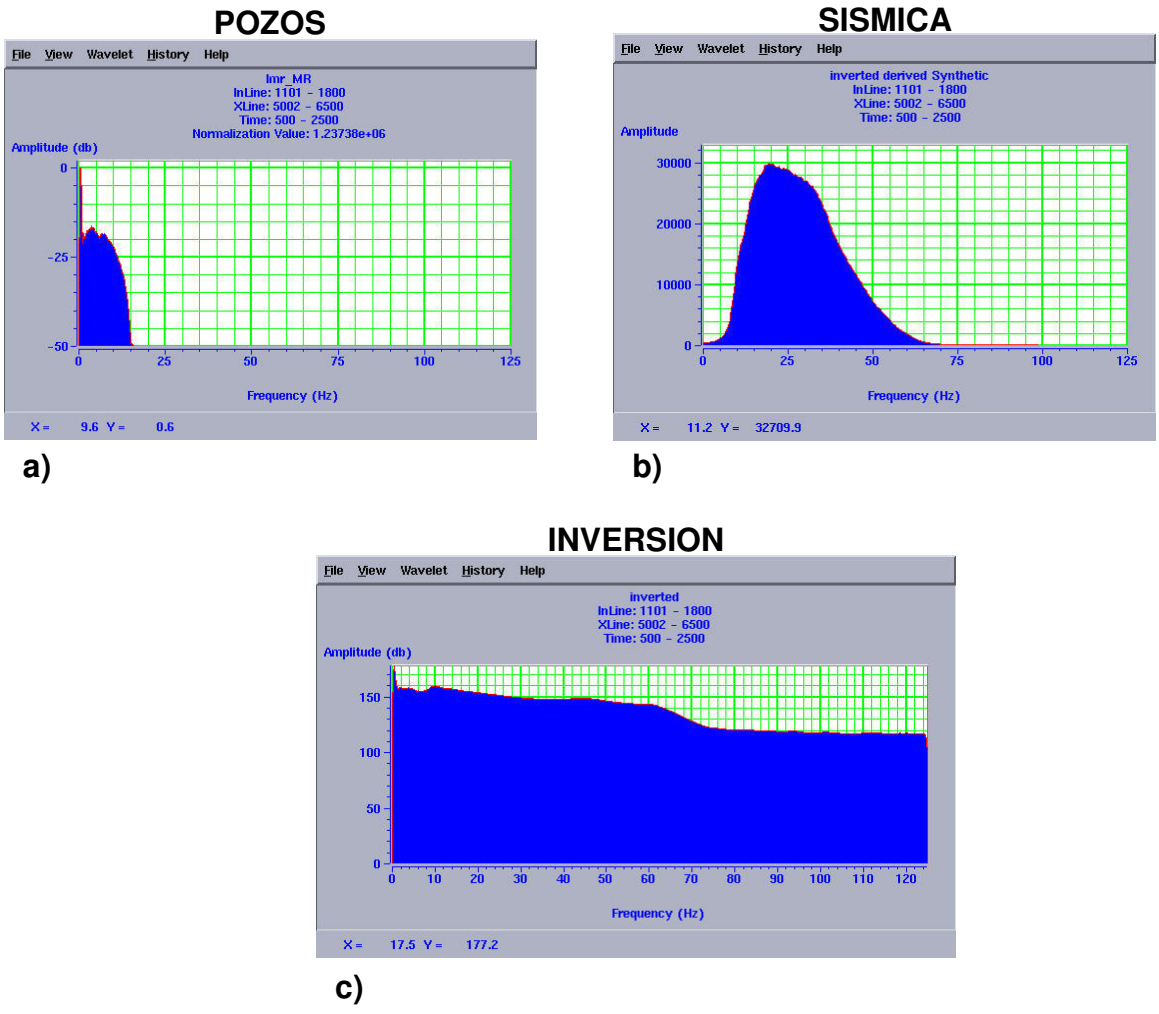
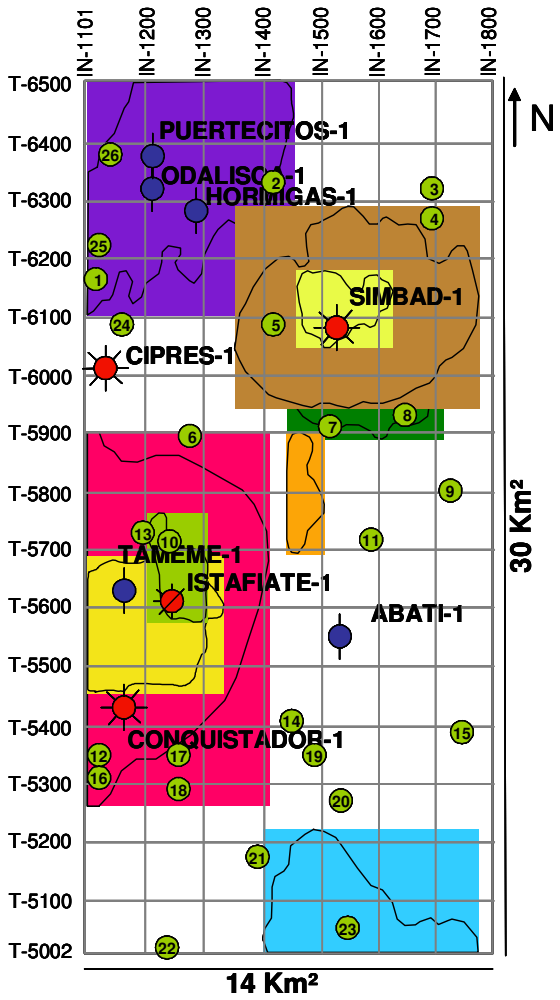


Figura VI. 3 Incremento de las frecuencias de la señal sísmica; a) Histograma del modelo de tierra, mediante la información de pozos y horizontes se obtienen las bajas frecuencias, b) histograma de la señal sísmica, c) histograma de la inversión sísmica se obtienen las altas frecuencias.

Como se mencionó anteriormente, se obtuvo la distribución de nueve geocuerpos que se presentan en la figura siguiente, así como la posición de 26 oportunidades registradas en la plataforma Landmark. Cabe mencionar que con la información obtenida se puede verificar la posición de oportunidades respecto a los geocuerpos y jerarquizar su documentación a generar de la oportunidad exploratoria.



No.	LOC. REGISTRADAS EN LANDMARK	PROF. PROPUESTA	INLINE	CROSSLINE
1	LOC. ATAJAL-1	2200 m	1124	6170
2	LOC.HUSILLO-1	4200 m	1431	6331
3	LOC. PACHACHE-1	3100 m	1697	6324
4	LOC. PACHACHE-1 BIS	3100 m	1697	6274
5	LEAD CHAMOMILLA-1	2600 m	1428	6092
6	LOC. ISTAFIATE-1 BIS	2200 m	1280	5901
7	LOC. ALBACA-1	4200 m	1530	5916
8	OP. LLANITOS-1	4500 m	1653	5939
9	LOC. TAPEISTE-1	2700 m	1731	5808
10	LOC. ALAMBRA-1	2200 m	1252	5728
11	LOC. BAJAREQUE-1	2800 m	1601	5722
12	LOC. RAPEL-1	2800 m	1108	5330
13	ARPEGIO-LD1	2350 m	1215	5748
14	ARTILLERO-LD1	2900 m	1462	5417
15	LOC. PLEBE-1	2400 m	1739	5390
16	REGIMIENTO-LD1	3400 m	1117	5312
17	HUNO-LD1	3450 m	1261	5356
18	BARBARO-LD1	2400 m	1256	5305
19	LOC. BESANA-1	2400 m	1500	5348
20	LOC. REGIO-1	2800 m	1551	5281
21	LOC. CELTICA-1	2500 m	1401	5184
22	LOC. ZAQUIL-1	3000 m	1242	5024
23	LOC. MONTANO-1	1250 m	1551	5059
24	BALALAICA-LD1	2075 m	1171	6098
25	PLATEA-LD1	3500 m	1113	6230
26	LEGENDARIO-LD1	3500 m	1156	6378

Figura VI.4 Mapa de distribución de geocuerpos obtenidos de la inversión sísmica y listado de oportunidades registradas en Landmark (el listado incluye oportunidades para el Oligoceno, Eoceno y Paleoceno).

De acuerdo al análisis de paleontología, las batimetrías encontradas varían de nerítico interno a nerítico medio. Por lo cual, con base a la caracterización del yacimiento, la interpretación sísmica y la respuesta de los registros geofísicos, se determinó que los depósitos en las tres etapas dentro del Oligoceno Vicksburg Inferior, pertenecen a un sistema de depósito de un ambiente deltaico dominado por corrientes fluviales.

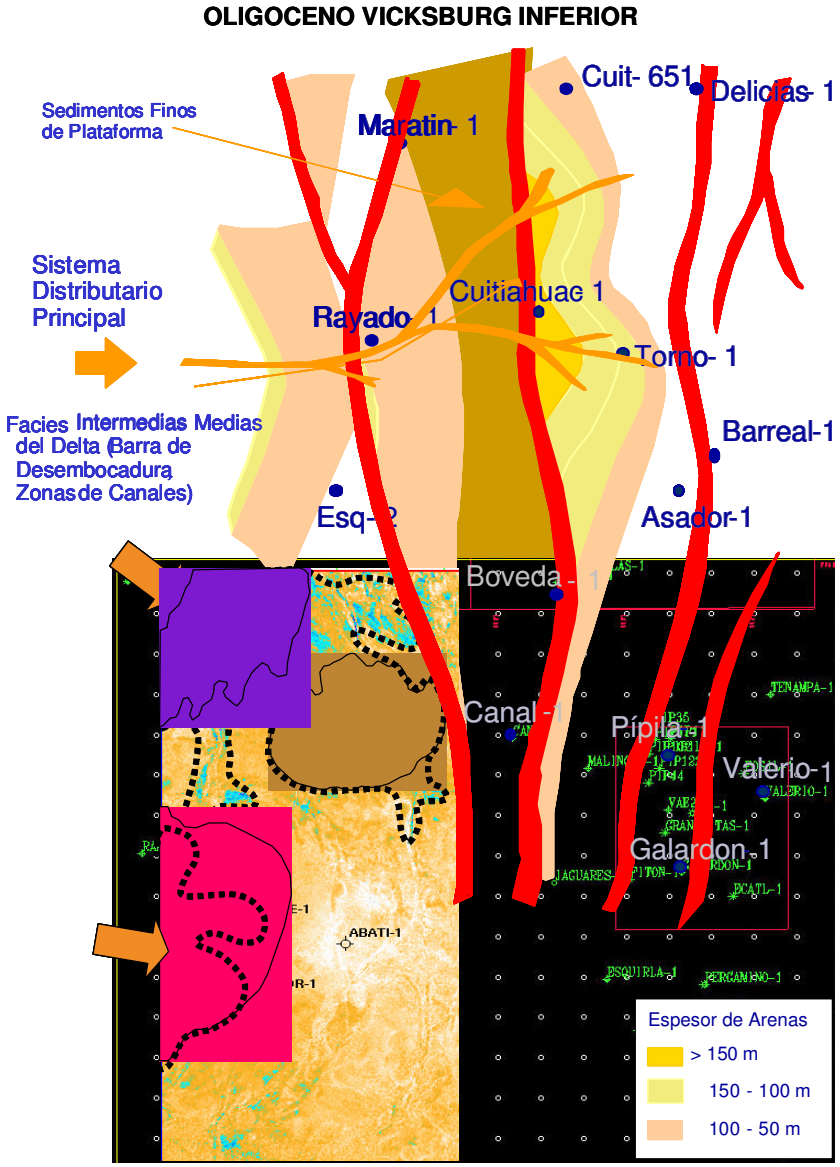
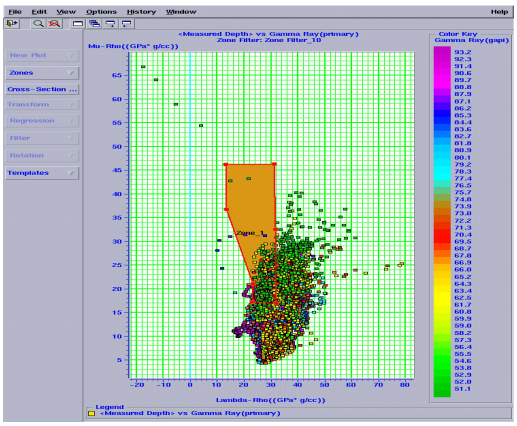


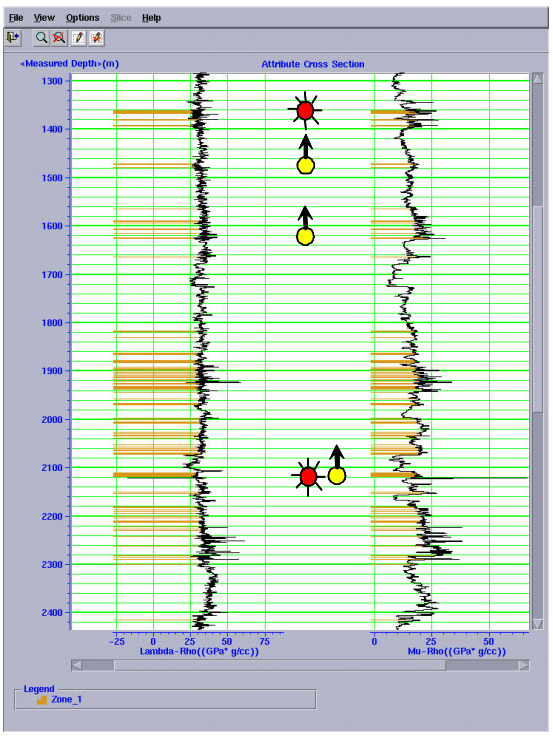
Figura VI.5 Integración de los resultados del Estudio Oligoceno Vicksburg Sur (Bernabé, et al. 2002) con geocuerpos obtenidos de la inversión sísmica, mostrando la dirección de aporte preferencial y los depósitos fluvio -deltaicos del modelo.

Se correlacionó la información de los registros con la sísmica analizando la información de los gathers del procesado pre-apilamiento (prestack) para estimar los coeficientes de reflexión Rp y Rs aplicando la ecuación de reflectividad de Aki y Richards reformulada por Fatti [16] et al, 1994 y así, generar la inversión sísmica, cálculo de la impedancia acústica Zp y Zs, así como los volúmenes Lambda-Rho y Mu-Rho.

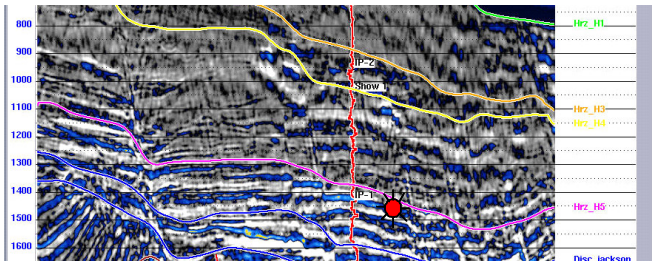
CROSSPLOT (λρ-μρ)



ATRIBUTO (λρ-μρ)



SECCION (W-E)



SECCION (S-N)

POZO SIMBAD-1

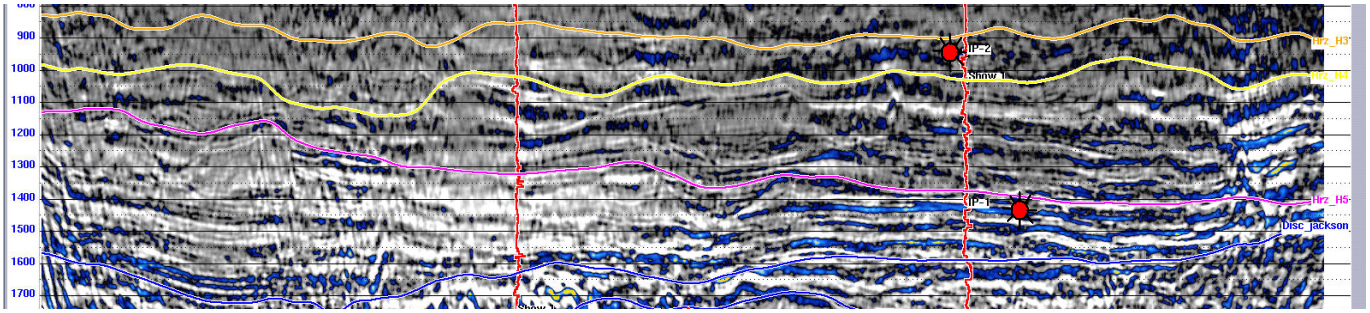


Figura VI.6 Integración de los resultados de la Inversión Sísmica, donde existe una correlación entre los intervalos de producción y la zona evaluada del crossplot Lambda-Rho vs. Mu-Rho con las líneas sísmicas W-E y S-N de la impedancia Lambda-Rho en el pozo Simbad-1.

La producción en los intervalos de los pozos productores se presenta con una anomalía clase III con base al análisis del crossplot entre el intercepto A y el gradiente B. En la siguiente figura se presenta el análisis correspondiente al geocuerpo 2 de la etapa de depósito base del Oligoceno Vicksburg Inferior. En este geocuerpo se tiene la produccion del Pozo Conquistador-1 al igual que la del pozo Istafiate-1 y se puede observar cómo las fallas encajonan al intervalo del pozo Istafiate dejando con posibilidades la zona baja de la porción oriental del geocuerpo.

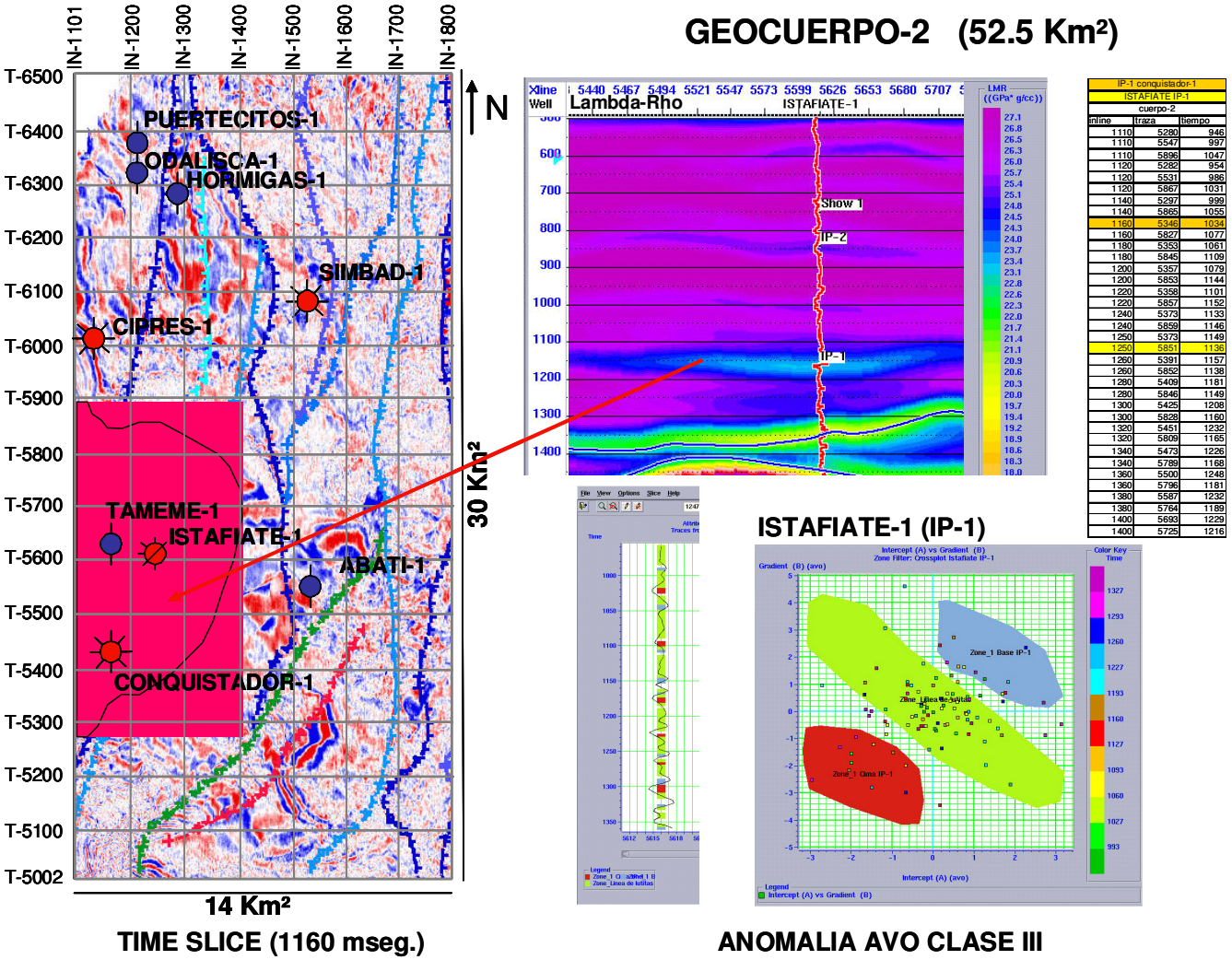


Figura VI.7 Integración de los resultados de la Inversión Sísmica comprobando los intervalos de producción con la zona del crossplot Intercepto A vs. Gradiente B la cual define anomalía AVO de clase III en el intervalo productor 1 del pozo Istafiate-1.

Con los datos calculados y obtenidos en el análisis AVO, así como en la inversión acústica obtenida, ya se estuvo en posibilidad de realizar una inversión elástica simultanea de gathers prestack que considere la distribución de anomalías respecto al ángulo de incidencia y que involucre la creación de múltiples atributos AVO, los cuales intervienen en la inversión como variables adicionales conocidas y que logran identificar con mayor presicion define n la distribución lateral de los yacimientos.

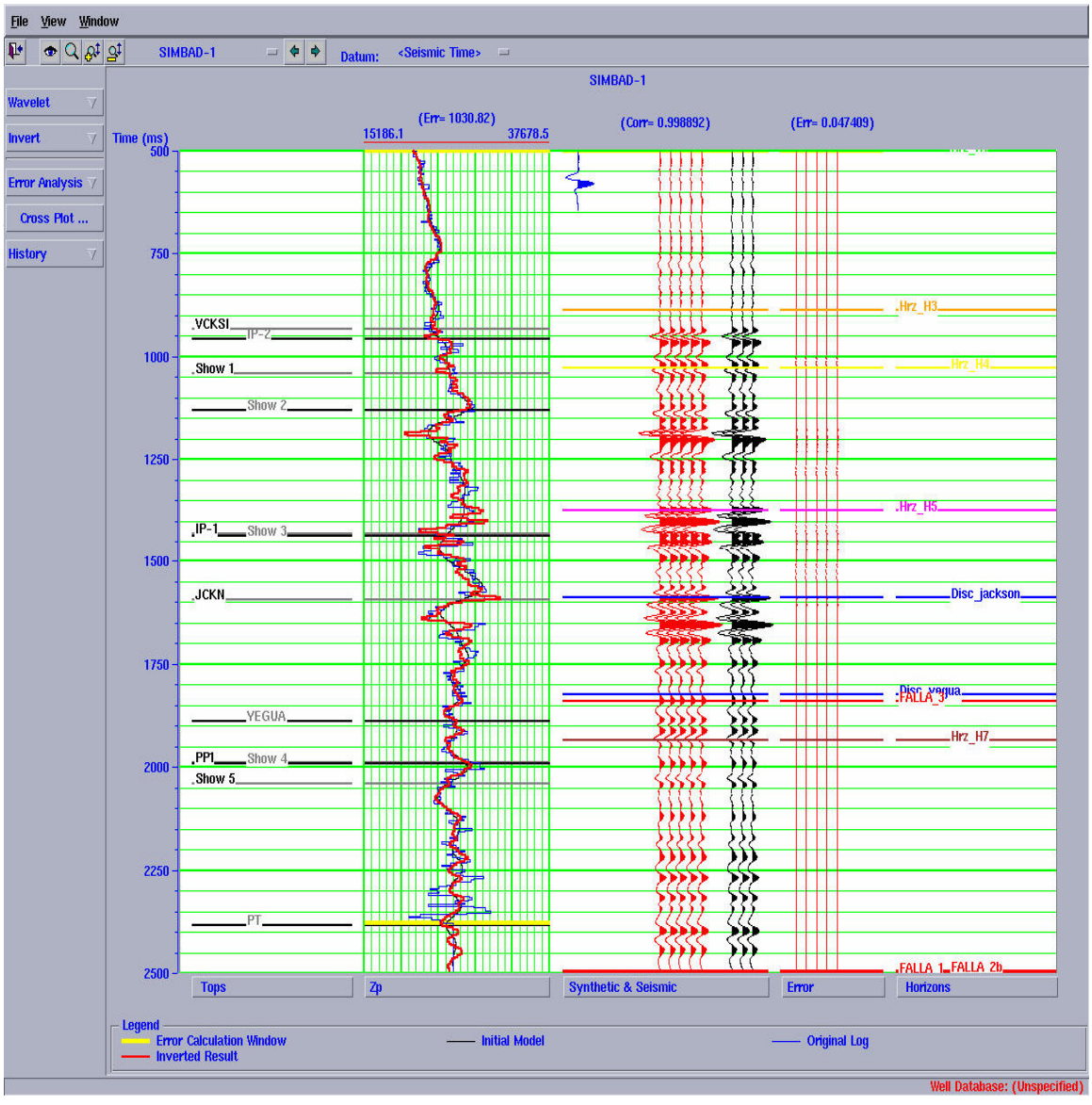


Figura VI.8 Correlación Pozo - Sísmica en el análisis y obtención de parámetros de la inversión en el Pozo Simbad-1.

Debido a que los datos de la inversión cuentan con una ventana de análisis de 500 a 2500 mseg, se logró obtener información tanto del Play Vicksburg objetivo de esta tesis, así como del los Plays Eoceno Jackson, Yegua y del Paleoceno Wilcox. Por esta razón, se recomienda continuar con el análisis a detalle de cada oportunidad exploratoria dentro del área de esta inversión sísmica y jerarquizar las oportunidades.

En la siguiente figura, se puede apreciar el grado de correlación entre la información de los registros del pozo con la sísmica en la línea roja lo cual refleja la inversión en el sitio de la parte profunda del pozo Simbad-1.

ANALISIS CENTRADO A 2320 mseg (ZONA-6) POZO SIMBAD-1

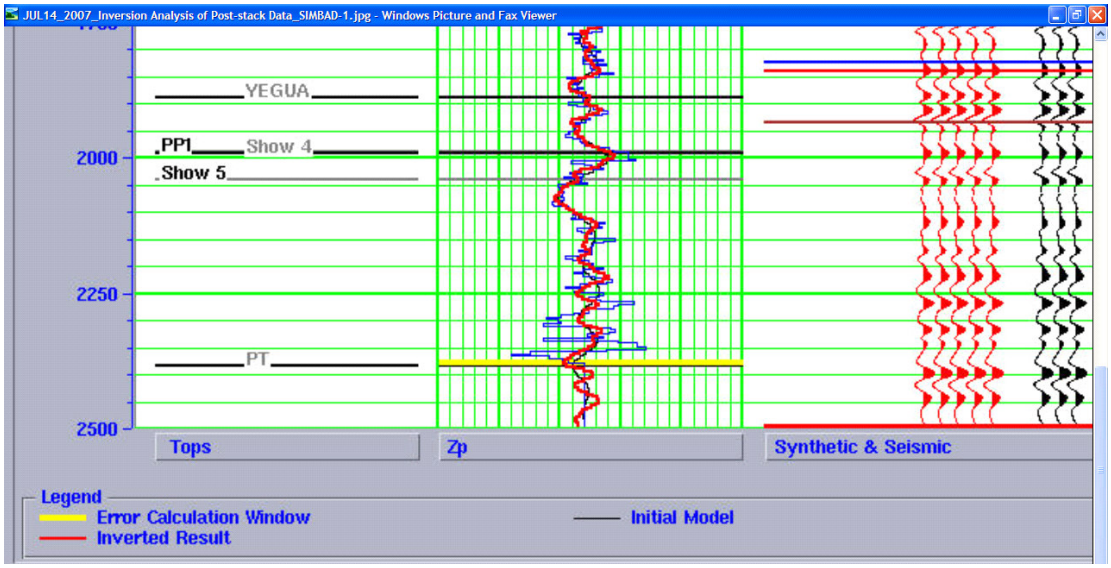


Figura VI.9 Correlación Pozo - Sísmica en el análisis y obtención de parámetros de la inversión en el Pozo Simbad-1 detalle del análisis centrado a 2320 mseg.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

- Se realizó la adecuación de los gathers de 420 Km2 de datos sísmicos del cubo Pípila 3D para la correlación y ajuste de los datos de registros de pozos con los datos sísmicos, obteniendo los parámetros de la inversión acústica calculada.

- Para construir el modelo de tierra utilizado e la inversión, se interpretaron siete horizontes así como las fallas del marco estructural dentro del área occidental del cubo sísmico Pípila 3D.

- En el área, aflorando, se encuentra el Vicksburg Superior y con base a los marcadores geológicos y la información bioestratigráfica de los pozos, se interpretaron las configuraciones de horizontes relacionados con el Vicksburg Medio, el Vicksburg Inferior, así como con la base del Oligoceno relacionada con la discordancia del Eoceno Jackson.

- En el Oligoceno Vicksburg Inferior (VCKSI): el horizonte H3 corresponde a la cima y los horizontes H4 y H5 son internos del Vicksburg Inferior, identificados por sus diferencias en reflectividad y facies sísmicas.

- El análisis de gathers y de la inversión sísmica se realizó entre una ventana de tiempo de 500 y 2500 mseg.

- En la zona occidental del cubo Pípila 3D, se utilizó la información de cuatro pozos: Simbad-1, Istafiate-1, Odalisca-1 y Abatí-1 por contar con los registros suficientes para los cálculos.

- Con la inversión acústica, se logró identificar la distribución de nueve geocuerpos en tres secuencias de depósito en el Vicksburg Inferior y que en conjunto al sumar el área de los geocuerpos, generan una superficie de 201 Km^2 de área de oportunidad.

- Se logró obtener un alto grado de correlación entre los pozos y la sísmica mediante el análisis de inversión post-stack. Este ajuste nos permite utilizar la sísmica como extrapoladora de datos y/o parámetros petrofísicos de los intervalos arenosos con gas.

- Con la aplicación del análisis AVO y la inversión realizada en este trabajo, se logró incrementar las frecuencias de la señal sísmica.

- Con la interacción de la información de pozos, horizontes y fallas en la construcción del modelo de tierra, se lograron las bajas frecuencias y luego con la inversión se obtuvieron frecuencias de hasta 125 Hz. Con los resultados de esta información, se logró definir cuerpos muy delgados.

- Como se mencionó anteriormente, se obtuvo la distribución de nueve geocuerpos que se presentan en la figura siguiente, así como la posición de 26 oportunidades registradas en la plataforma Landmark. Cabe mencionar que con la información obtenida se puede verificar la posición de oportunidades respecto a los geocuerpos y jerarquizar su documentación a generar de la oportunidad exploratoria.

- De acuerdo al análisis de paleontología, las batimetrías encontradas varían de nerítico interno a nerítico medio. Por lo cual, con base a la caracterización del yacimiento, la interpretación sísmica y la respuesta de los registros geofísicos, se determinó que los depósitos en las tres etapas dentro del Oligoceno Vicksburg Inferior, pertenecen a un sistema de depósito de un ambiente deltaico dominado por corrientes fluviales.

- Se correlacionó la información de los registros con la sísmica analizando la información de los gathers del procesado pre-apilamiento (prestack) para estimar los coeficientes de reflexión Rp y Rs aplicando la ecuación de reflectividad de Aki y Richards reformulada por Fatti [16)] et al, 1994 y así, generar la inversión sísmica, cálculo de la impedancia acústica Zp y Zs, así como los volúmenes Lambda-Rho y Mu-Rho.

- La producción en los intervalos de los pozos productores se presenta con una anomalía clase III, Esta conclusión esta basada en el análisis del crossplot entre el intercepto A y el gradiente B.

RECOMENDACIONES

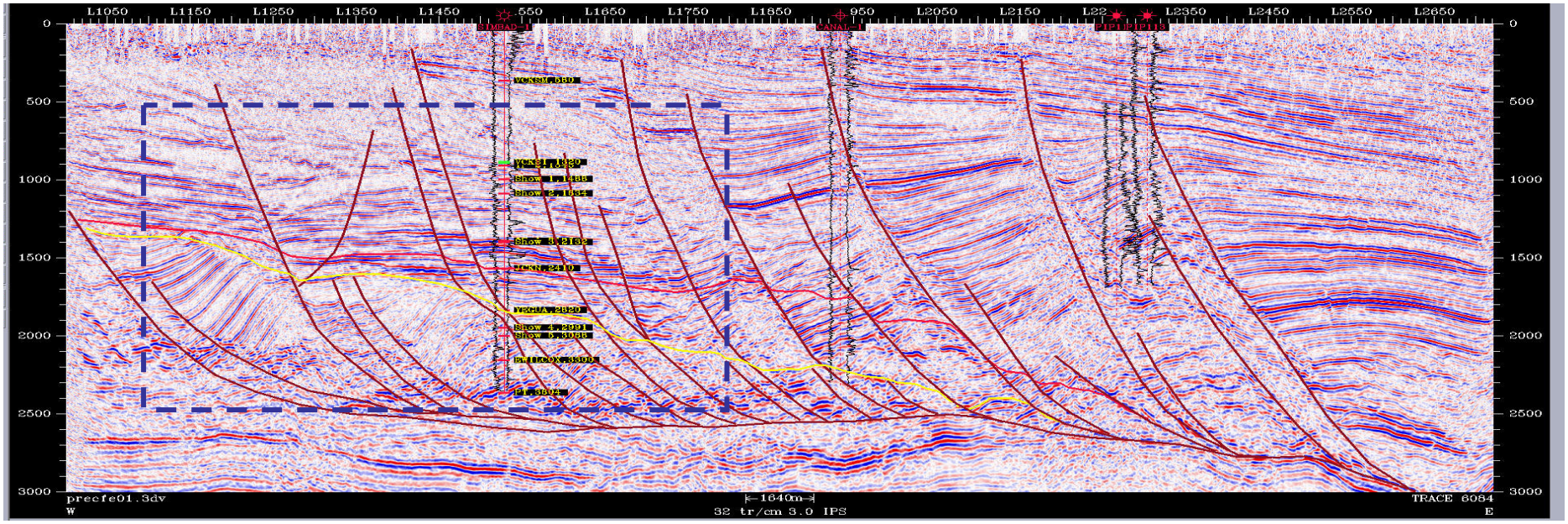
- Con los datos calculados y obtenidos en el análisis AVO, así como en la inversión acústica obtenida, se recomienda realizar una inversión elástica simultanea de gathers prestack que considere la distribución de anomalías respecto al ángulo de incidencia y que involucre la creación de múltiples atributos AVO, los cuales intervienen en la inversión como variables adicionales conocidas y que logran identificar con mayor presicion la distribución lateral de los yacimientos.

- Uno de los logros mas importantes del trabajo fue el de encontrar los parámetros de inversión de la correlación de los datos del pozo con la sísmica obteniendo una ondicula general que relaciona y normaliza a cada pozo involucrado en el trabajo.

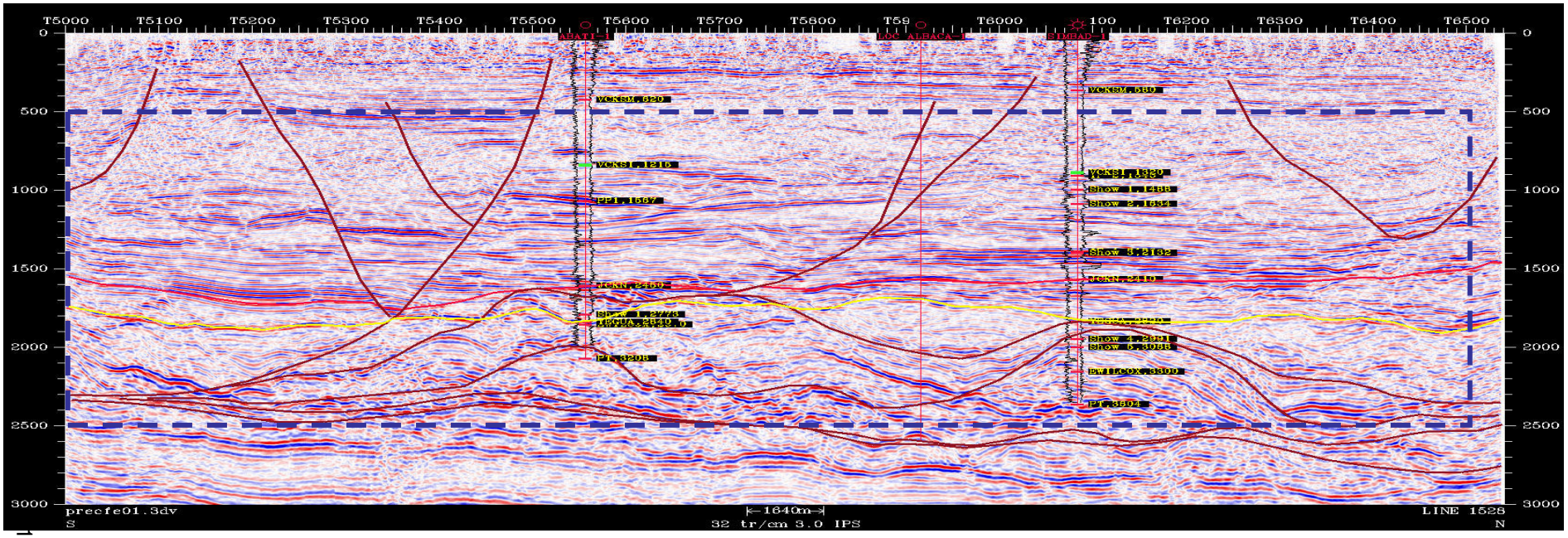
- Debido a que los datos de la inversión cuentan con una ventana de análisis de 500 a 2500 mseg, se logró obtener información tanto del Play Vicksburg objetivo de esta tesis, así como del los Plays Eoceno Jackson,

Yegua y del Paleoceno Wilcox. Por esta razón, se recomienda continuar con el análisis a detalle de cada oportunidad exploratoria dentro del área de esta inversión sísmica y jerarquizar las oportunidades.

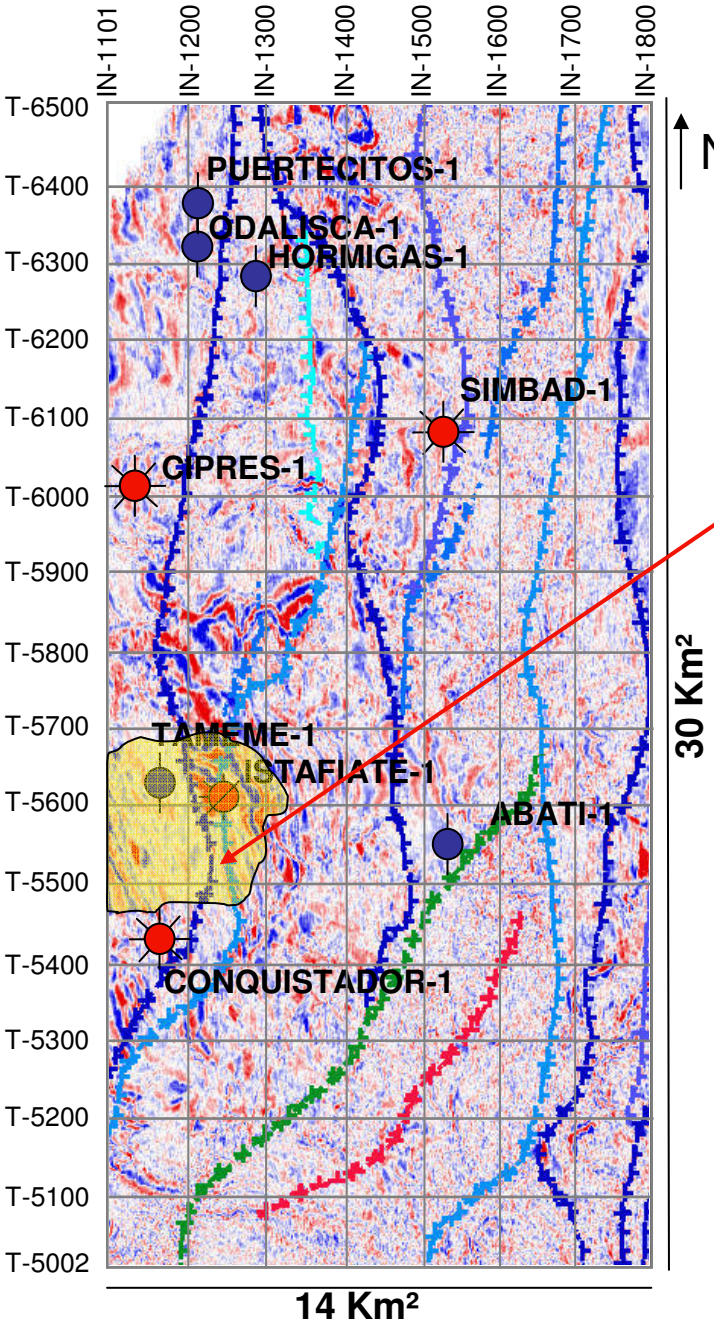
SECCION W-E



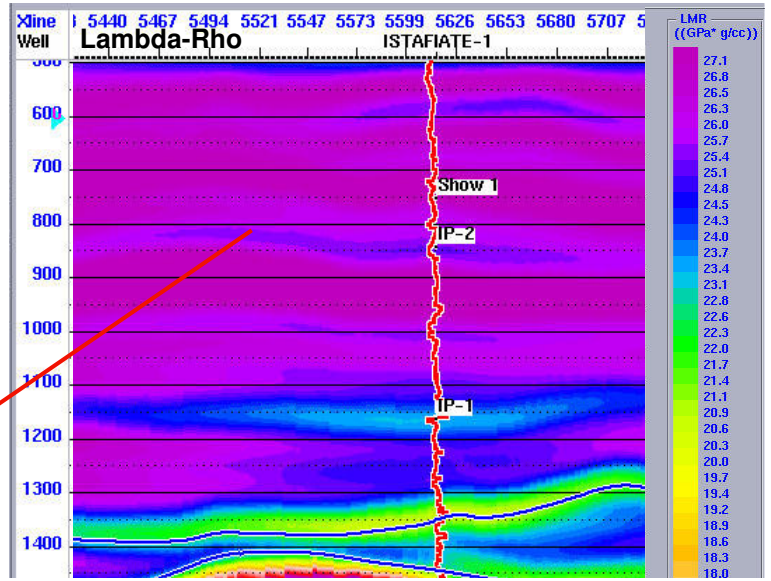
SECCION S-N



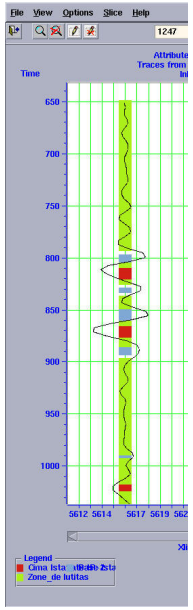
GEOCUERPO-1 (17 Km²)



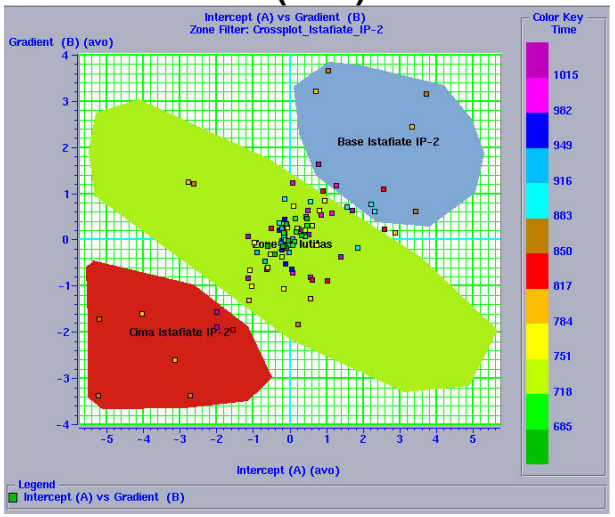
TIME SLICE (852mseg.)



ISTAFIATE IP-2		
cuerpo-1		
inline	traza	tiempo
1110	5461	663
1110	5553	639
1110	5667	730
1120	5465	666
1120	5545	647
1120	5674	743
1140	5464	684
1140	5687	770
1160	5466	706
1160	5680	783
1180	5475	727
1180	5677	796
1200	5473	767
1200	5686	828
1220	5476	794
1220	5692	855
1240	5476	810
1240	5691	863
1250	5470	826
1250	5684	863
1260	5480	834
1260	5683	879
1280	5512	868
1280	5670	893
1300	5582	906
1300	5647	903
1320	5596	903
1320	5614	903

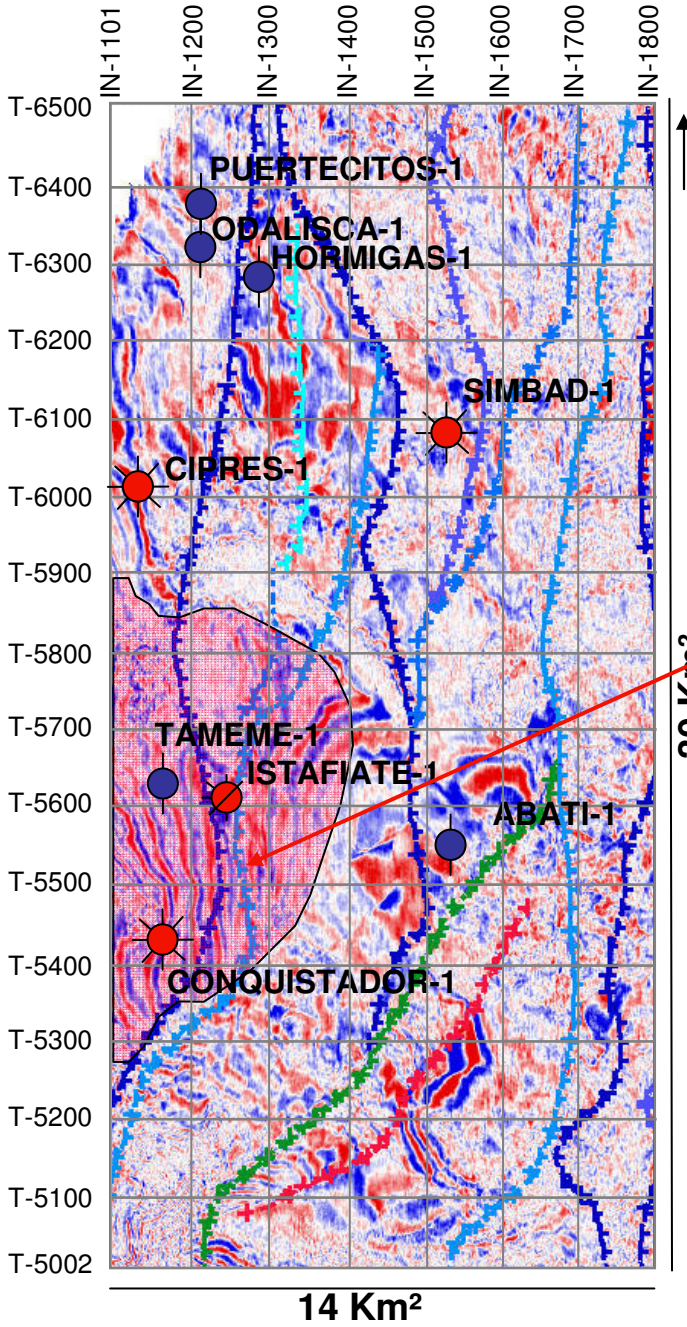


ISTAFIATE-1 (IP-2)

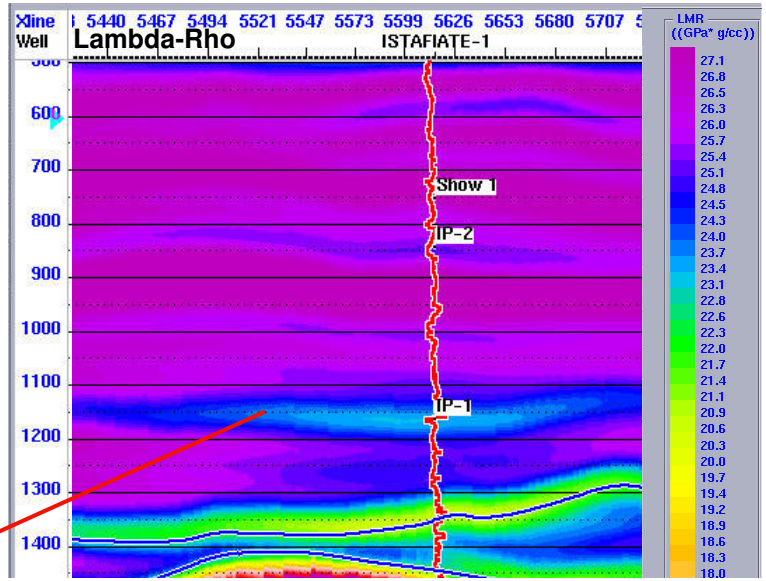


ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-2 (52.5 Km²)

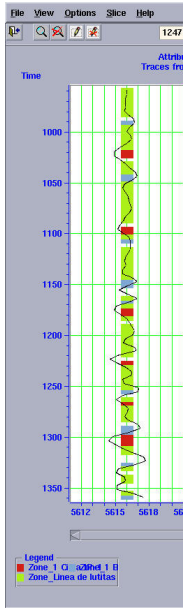


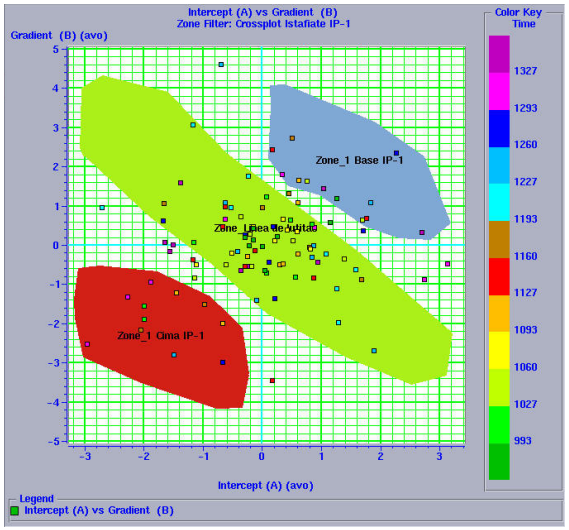
TIME SLICE (1160 mseg.)



IP-1 conquistador-1		
ISTAFIATE IP-1		
cuerpo-2		
inline	traza	tiempo
1110	5280	946
1110	5547	997
1110	5896	1047
1120	5282	954
1120	5531	986
1120	5867	1031
1140	5297	999
1140	5865	1055
1160	5346	1034
1160	5827	1077
1180	5353	1061
1180	5845	1109
1200	5357	1079
1200	5853	1144
1220	5358	1101
1220	5857	1152
1240	5373	1133
1240	5859	1146
1250	5373	1149
1250	5851	1136
1260	5391	1157
1260	5852	1138
1280	5409	1181
1280	5846	1149
1300	5425	1208
1300	5828	1160
1320	5451	1232
1320	5809	1165
1340	5473	1226
1340	5789	1168
1360	5500	1248
1360	5796	1181
1380	5587	1232
1380	5764	1189
1400	5693	1229
1400	5725	1216

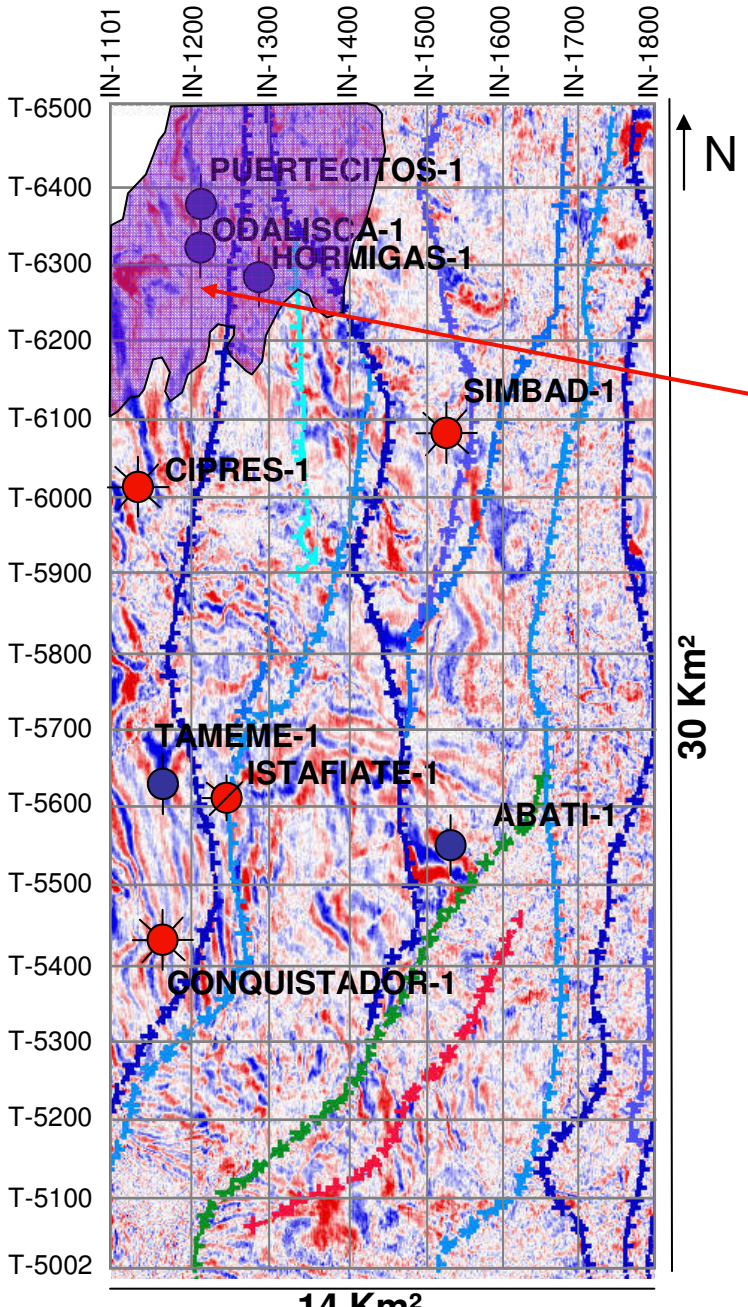
ISTAFIATE-1 (IP-1)



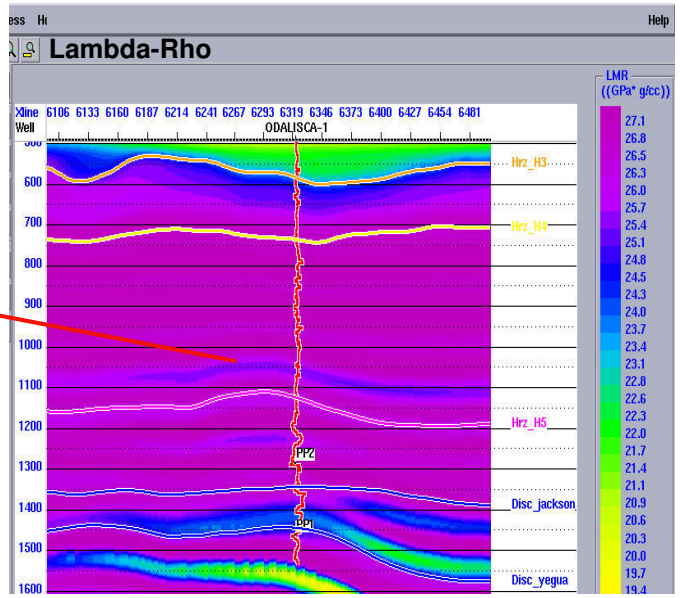


ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-3 (37 Km²)

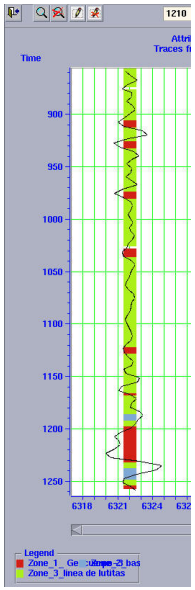


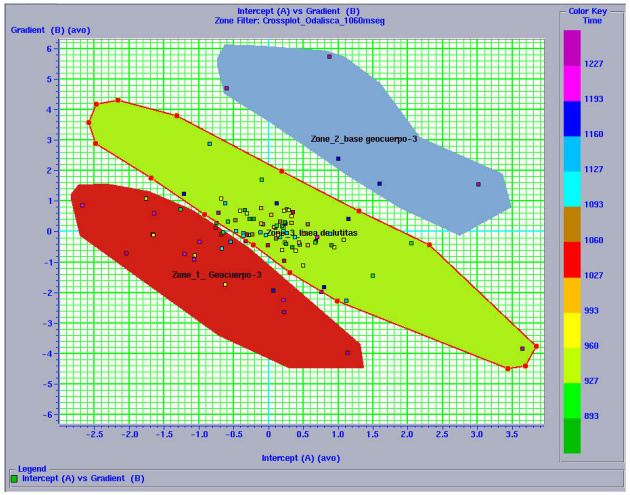
TIME SLICE (1160 mseg.)



ODALISCA-1 (1060mseg)

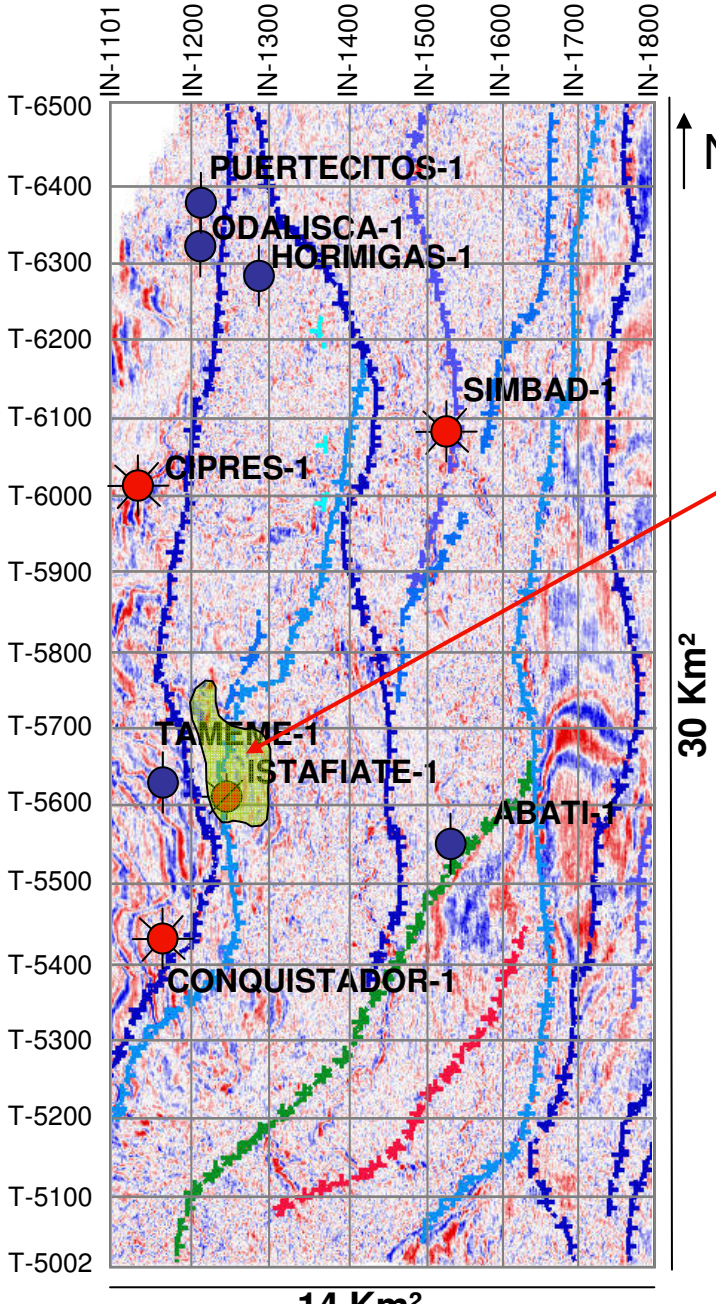
cuerpo-3		
inline	traza	tiempo
1110	6112	1002
1110	6333	1050
1110	6490	855
1120	6127	999
1120	6330	1061
1120	6473	930
1140	6134	1031
1140	6497	978
1160	6187	1037
1160	6482	1069
1180	6125	1055
1180	6487	1079
1200	6159	1069
1200	6481	1103
1220	6181	1085
1220	6490	1122
1240	6220	1093
1240	6490	1133
1250	6190	1130
1250	6498	1128
1260	6216	1141
1260	6490	1136
1280	6155	1221
1280	6495	1146
1300	6214	1218
1300	6495	1189
1320	6243	1218
1320	6495	1205
1340	6265	1229
1340	6495	1256
1360	6242	1210
1360	6496	1280
1380	6232	1218
1380	6496	1285
1400	6266	1266
1400	6496	1296
1420	6322	1312
1420	6498	1296
1440	6406	1320
1440	6497	1309
1450	6434	1317
1450	6485	1312



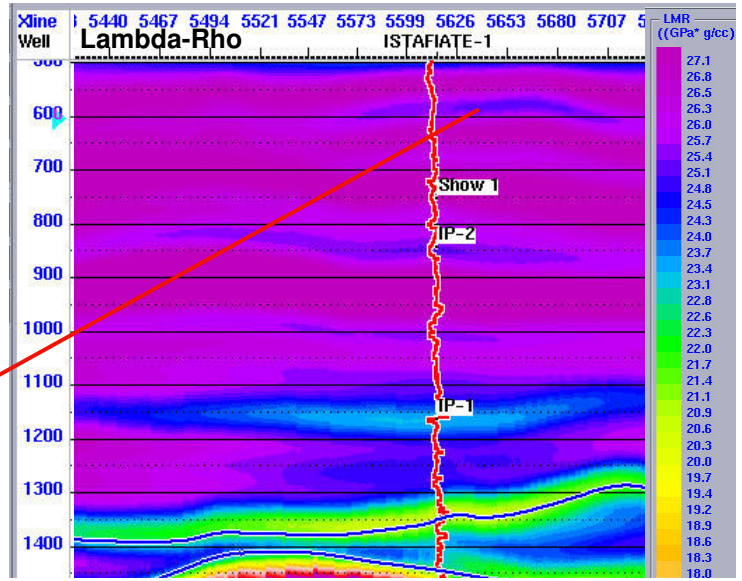


ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-4 (5.5 Km²)

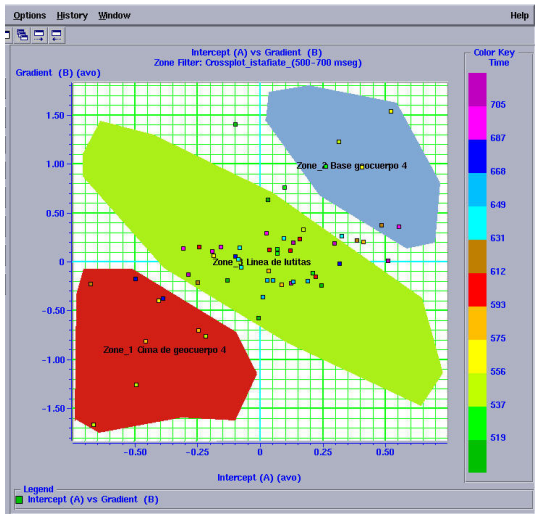


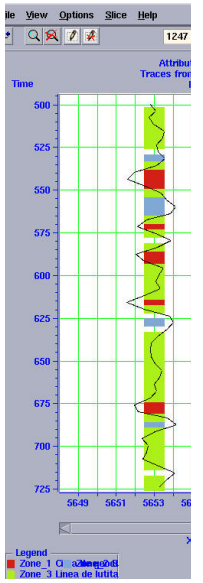
TIME SLICE (640mseg.)



ISTAFIATE-1 (640 mseg.)

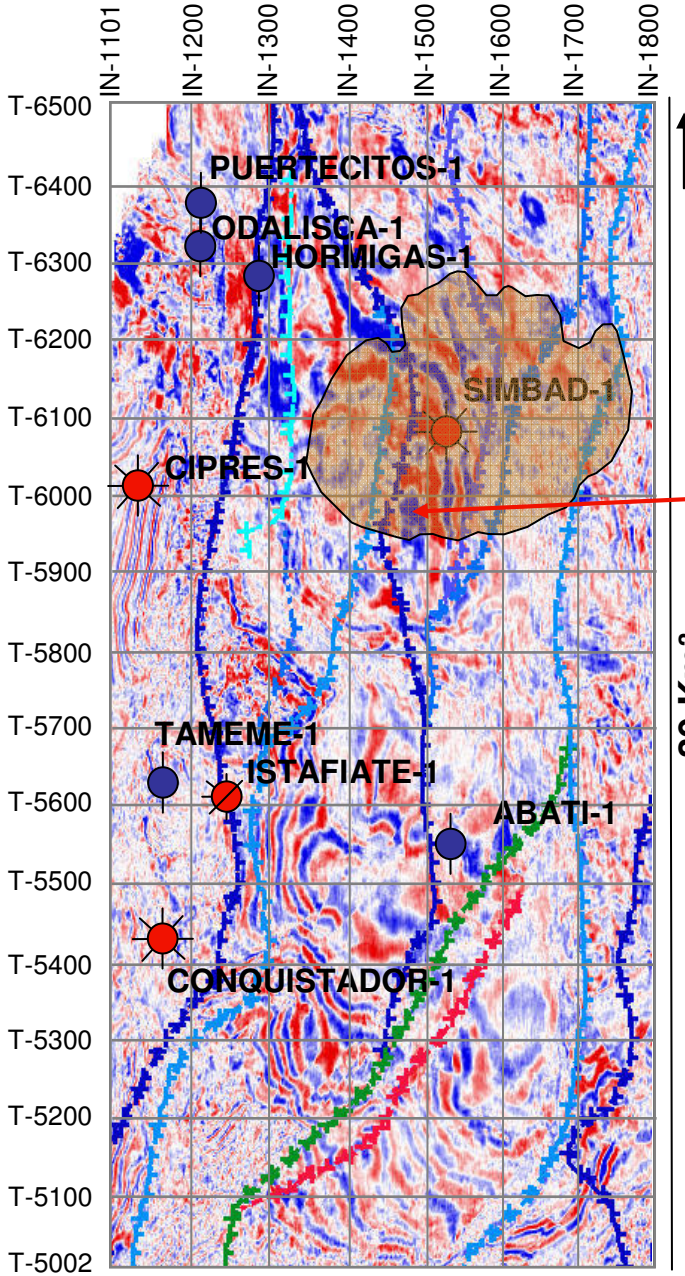
cuerpo-4		
inline	traza	tiempo
1210	5686	551
1210	5758	588
1220	5634	572
1220	5764	583
1240	5575	585
1240	5716	601
1250	5578	596
1250	5701	607
1260	5576	617
1260	5700	620
1280	5572	639
1280	5689	647
1290	5573	650
1290	5650	647



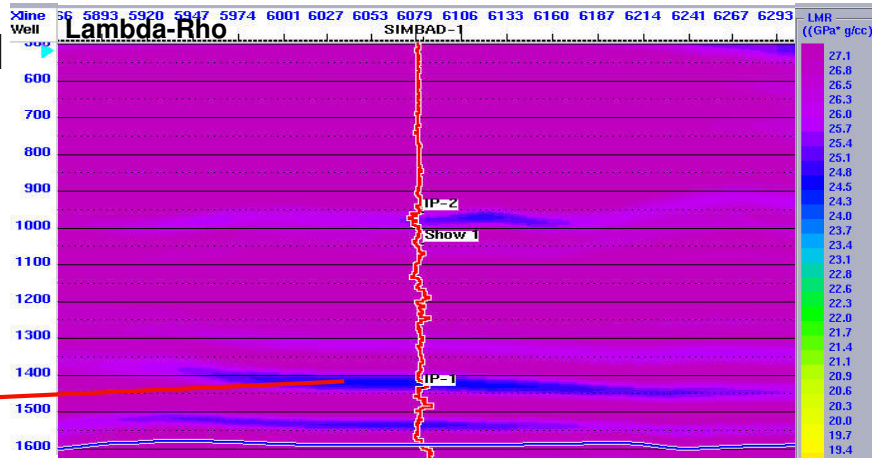


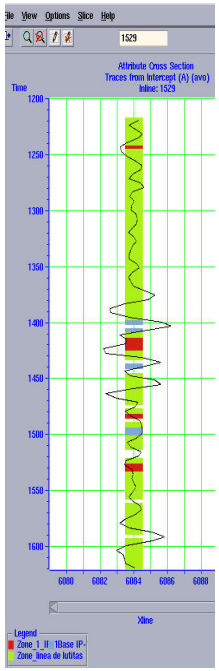
ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-5 (43.5 Km²)

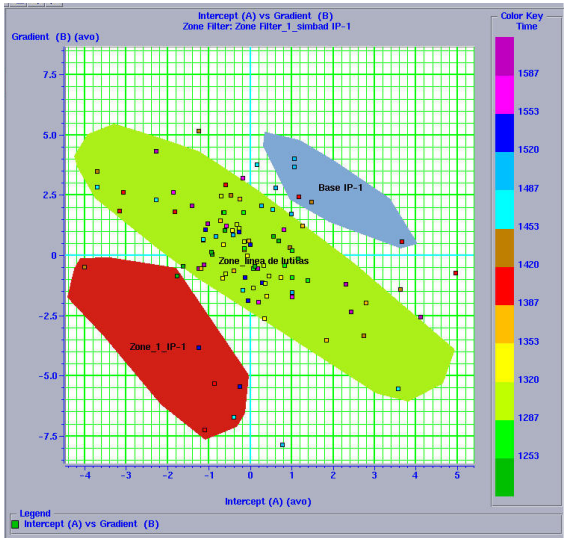


TIME SLICE (1420mseg.)





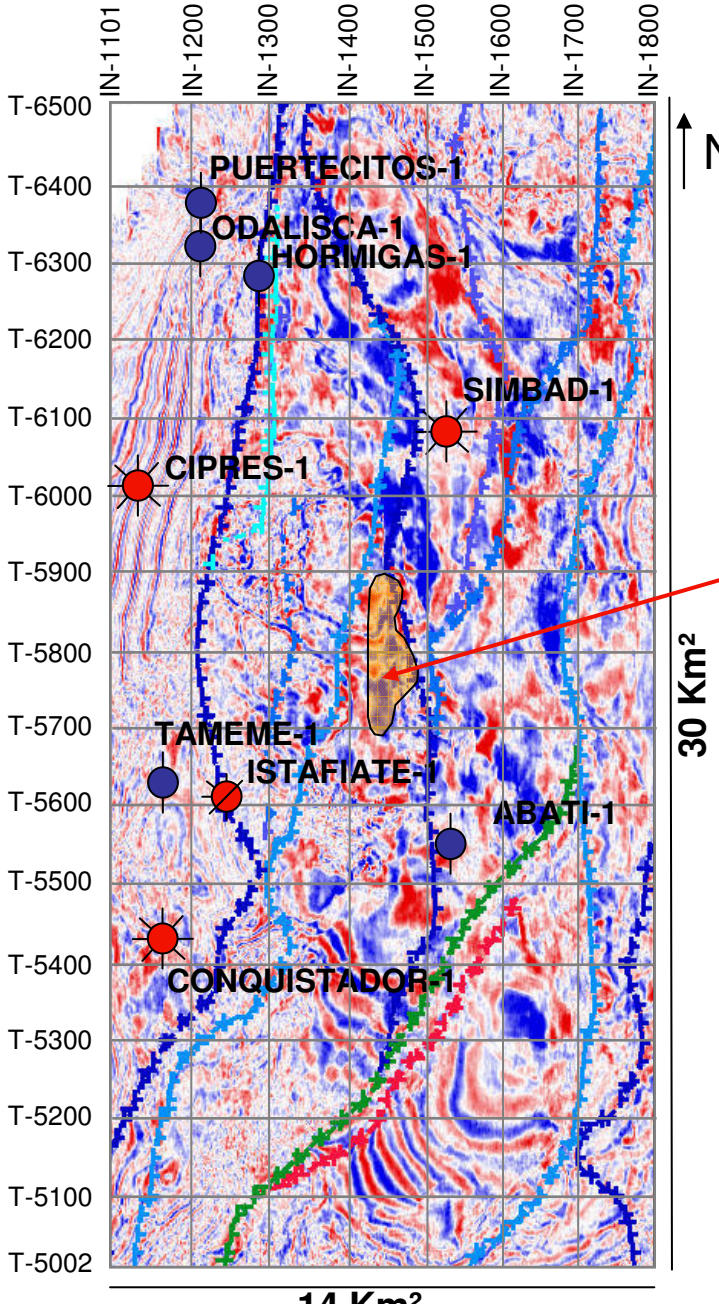
SIMBAD-1 (IP-1)



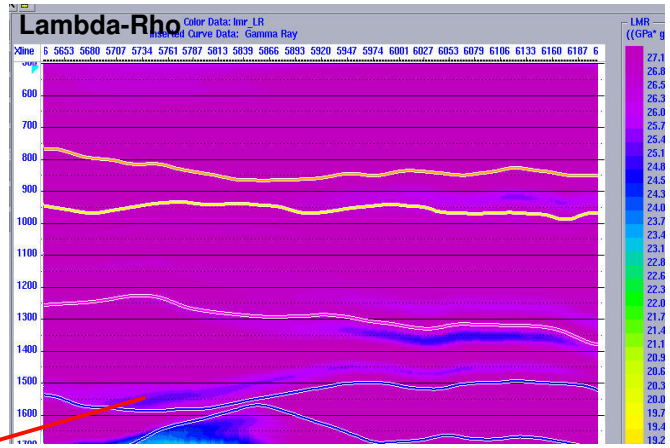
ANOMALIA AVO CLASE III

SIMBAD IP-1		
cuerpo-5		
inline	traza	tiempo
1360	6016	1290
1360	6112	1325
1380	5989	1269
1380	6152	1330
1400	5970	1261
1400	6184	1336
1420	5956	1282
1420	6201	1357
1440	5950	1312
1440	6203	1370
1460	5942	1328
1460	6186	1387
1480	5940	1349
1480	6262	1443
1490	5946	1360
1490	6263	1440
1500	5947	1370
1500	6271	1440
1520	5944	1389
1520	6280	1445
1530	5941	1389
1530	6289	1451
1540	5941	1392
1540	6292	1451
1550	5941	1405
1550	6293	1451
1560	5947	1424
1580	5947	1456
1580	6262	1477
1600	5947	1477
1600	6274	1491
1610	5949	1485
1610	6273	1488
1630	5956	1496
1630	6262	1480
1660	5974	1507
1660	6259	1477
1680	5983	1512
1680	6164	1555
1700	6013	1536
1700	6193	1555
1720	6028	1565
1720	6215	1520
1740	6047	1552
1740	6220	1541
1760	6087	1539
1760	6157	1544

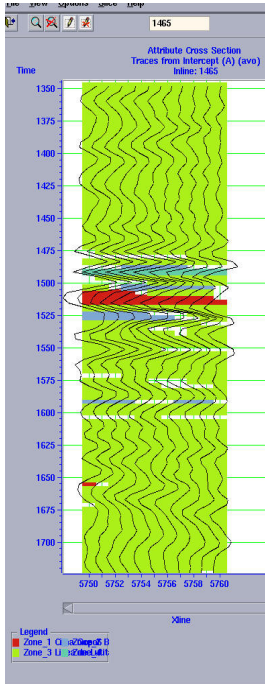
GEOCUERPO-6 (4 Km²)



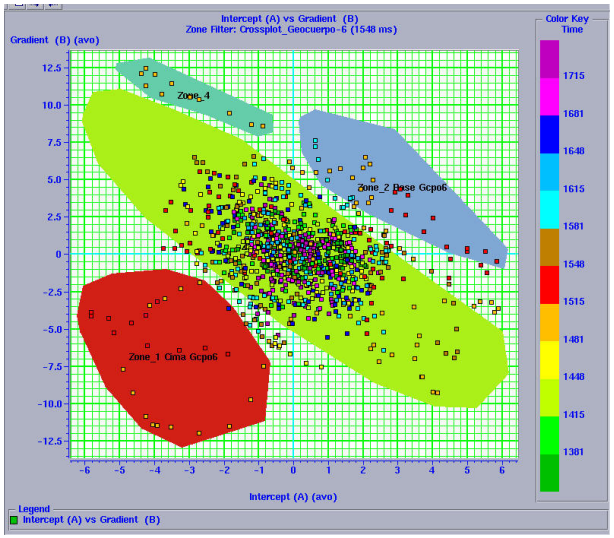
TIME SLICE (1548mseg.)



cuerpo-6		
inline	traza	tiempo
1460	5687	1560
1460	5896	1475
1480	5727	1573
1480	5839	1531
1490	5737	1568
1490	5813	1557
1500	5749	1573
1500	5794	1568

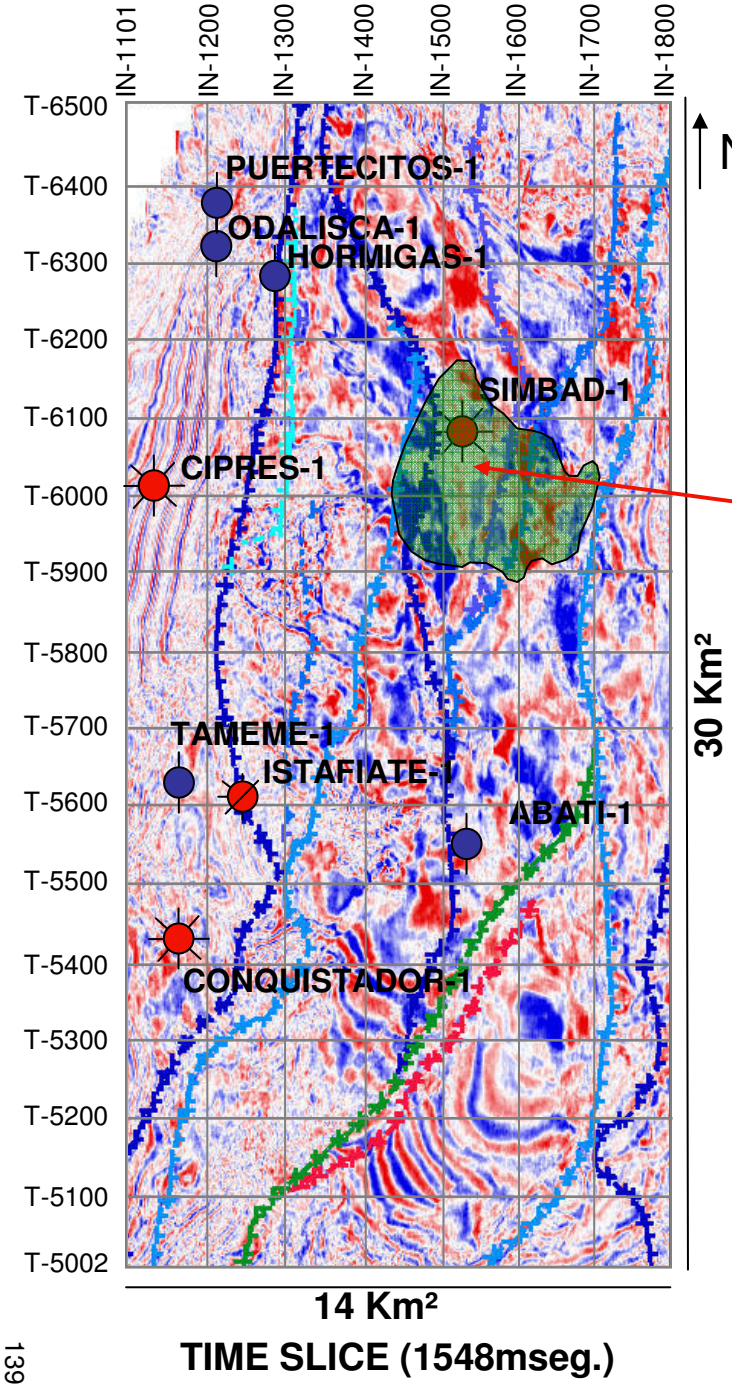


GEOCUERPO-6 (1515 mseg)

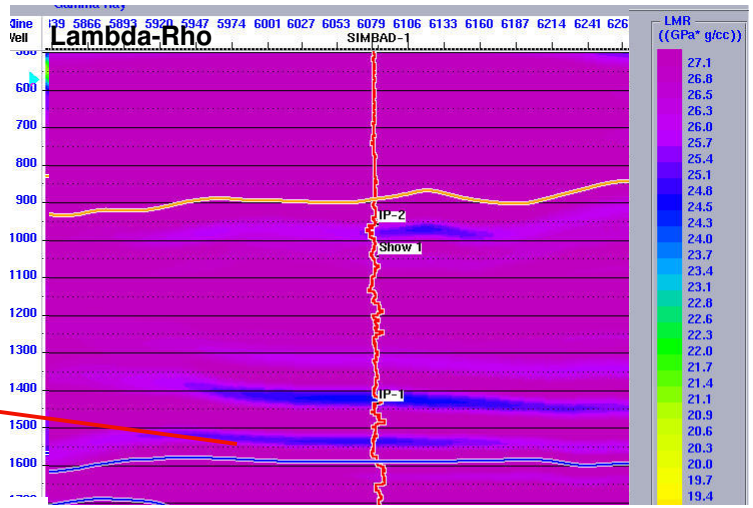


ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-7 (17.5 Km²)

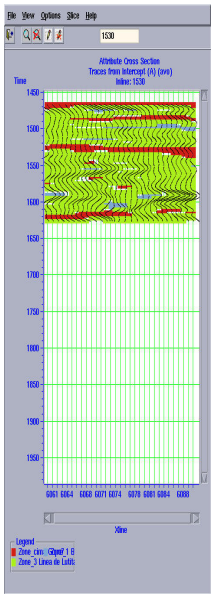


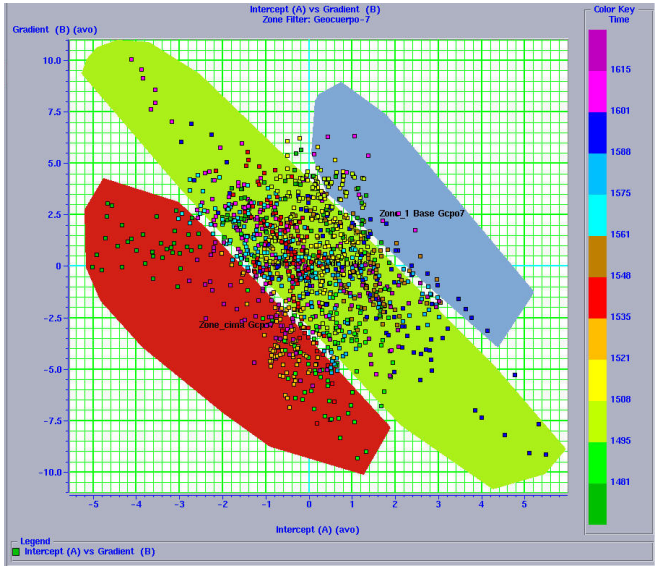
TIME SLICE (1548mseg.)



cuerpo-7		
inline	traza	tiempo
1460	5933	1453
1460	6067	1453
1480	5916	1480
1480	6100	1472
1490	5915	1491
1490	6115	1483
1500	5908	1499
1500	6145	1515
1520	5909	1512
1520	6163	1539
1530	5907	1523
1530	6173	1539
1540	5911	1533
1540	6162	1541
1550	5911	1541
1550	6146	1547
1560	5911	1555
1560	6135	1555
1580	5899	1573
1580	6119	1565
1600	5896	1592
1600	6086	1589
1610	5905	1597
1610	6082	1597
1630	5917	1613
1630	6077	1611
1660	5918	1632
1660	6030	1624
1680	5950	1640
1680	6026	1632
1700	6023	1654
1700	6037	1659

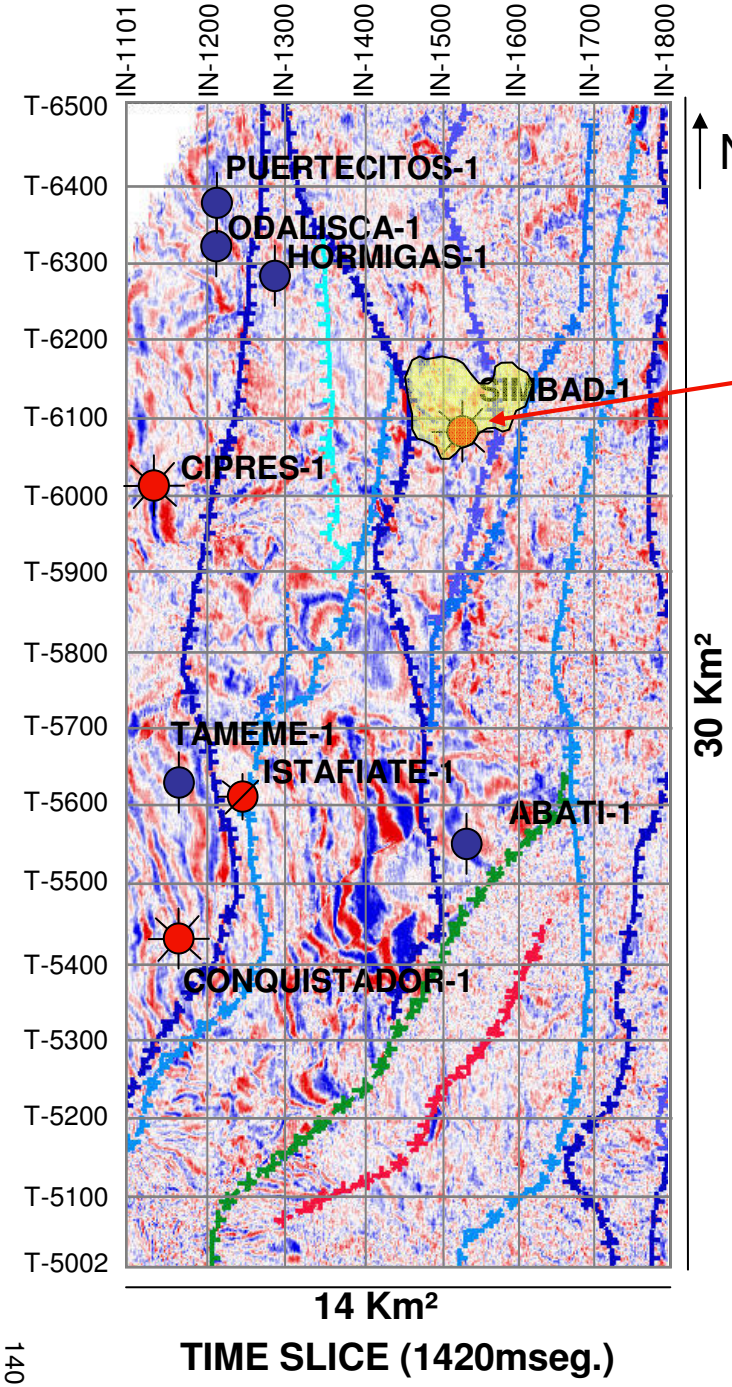
GEOCUERPO-7 (1515 mseg)



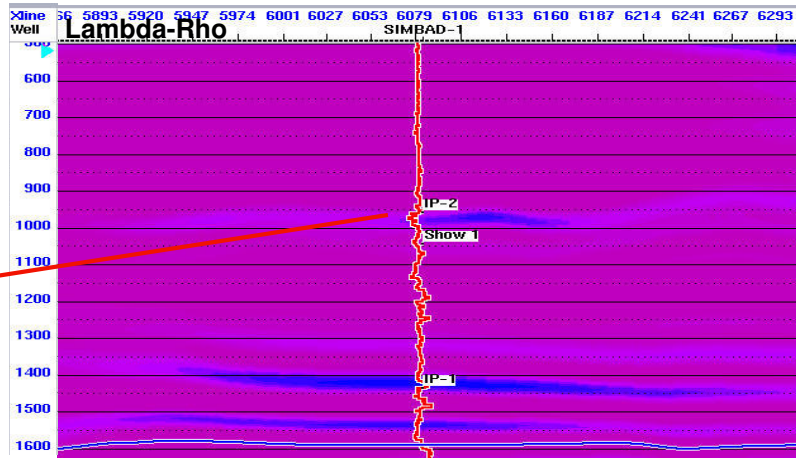


ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-8 (5.5 Km²)

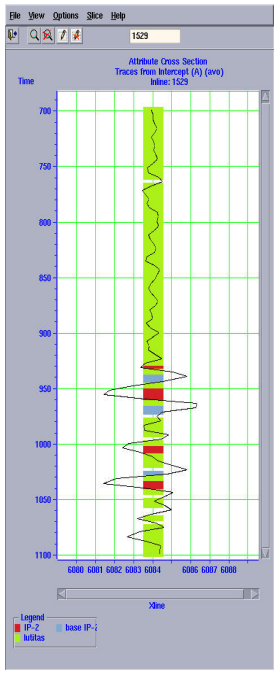


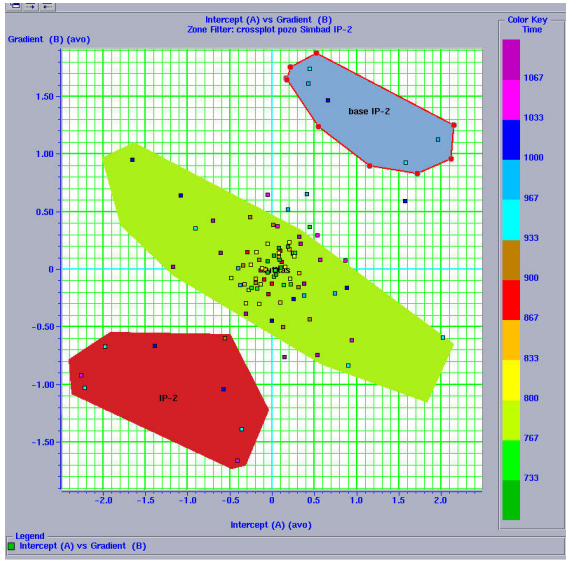
TIME SLICE (1420mseg.)



SIMBAD IP-2		
cuerpo-8		
inline	traza	tiempo
1470	6076	941
1470	6175	946
1480	6069	949
1480	6174	957
1490	6066	957
1490	6175	962
1500	6048	959
1500	6175	959
1520	6066	978
1520	6172	975
1530	6071	981
1530	6167	983
1540	6072	991
1540	6156	989
1550	6079	999
1550	6146	997
1560	6084	1007
1560	6132	1007
1580	6082	1029
1580	6168	1029
1600	6109	1050
1600	6160	1053
1610	6116	1050
1610	6156	1055

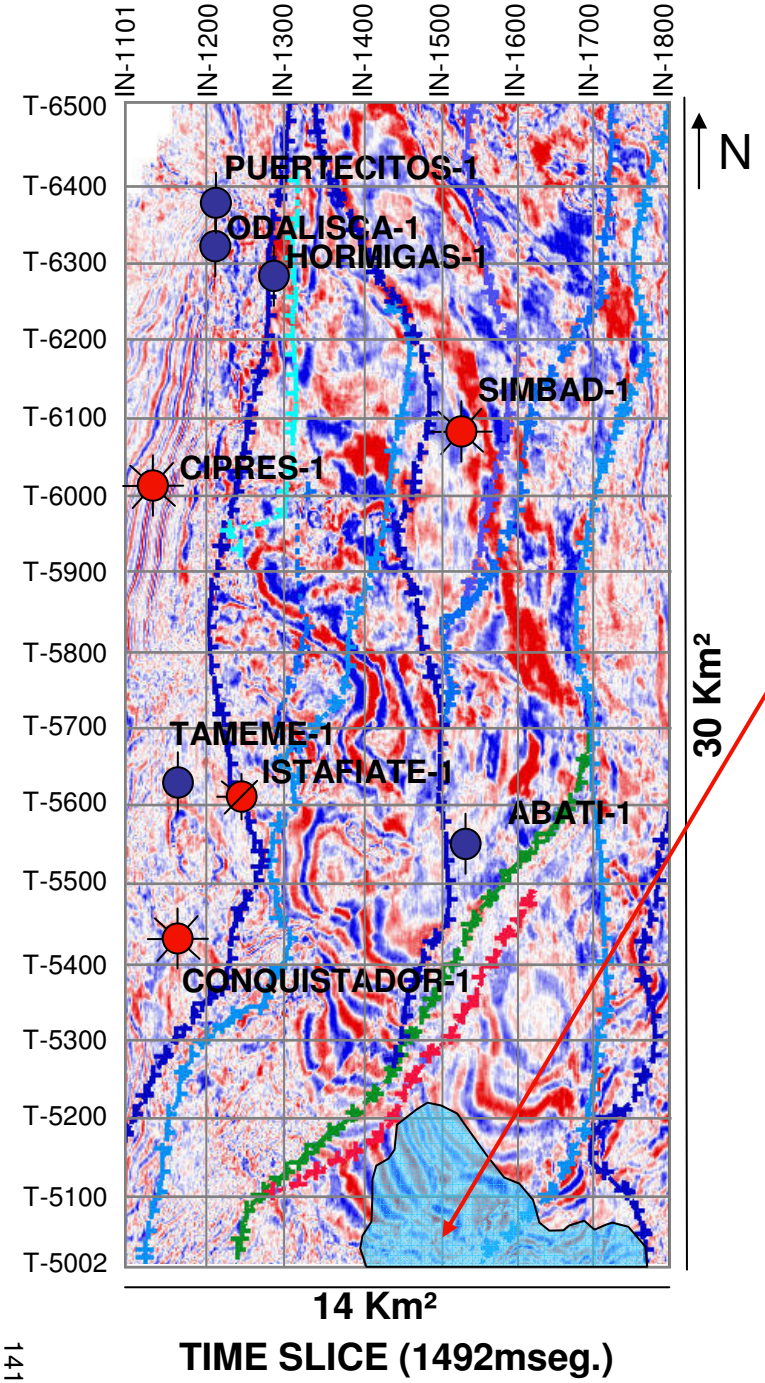
SIMBAD-1 (IP-2)



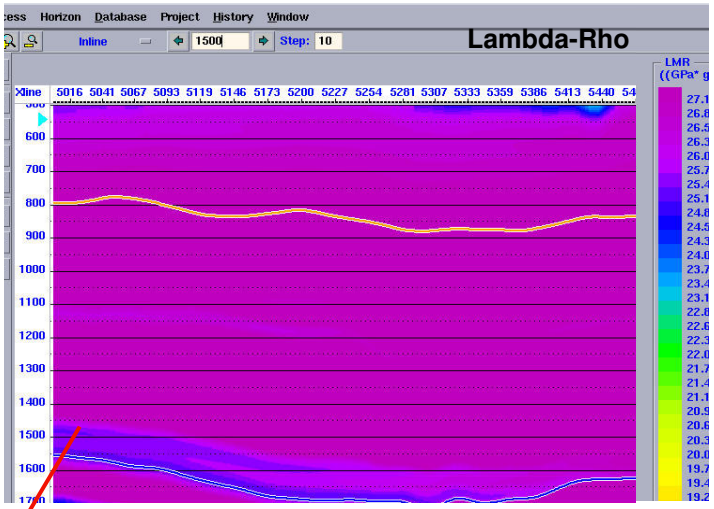


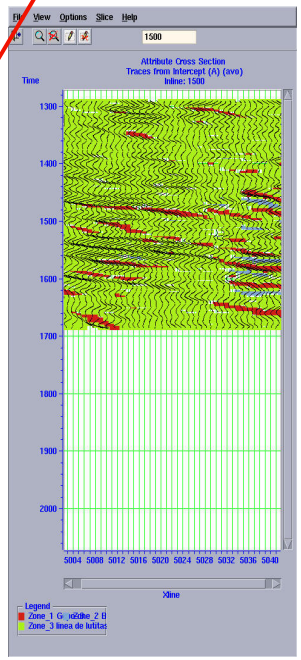
ANOMALIA AVO CLASE III

GEOCUERPO-9 (18.5 Km²)



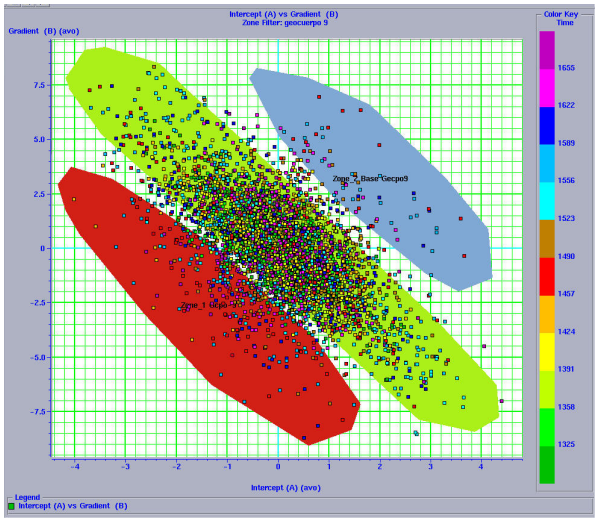
TIME SLICE (1492mseg.)





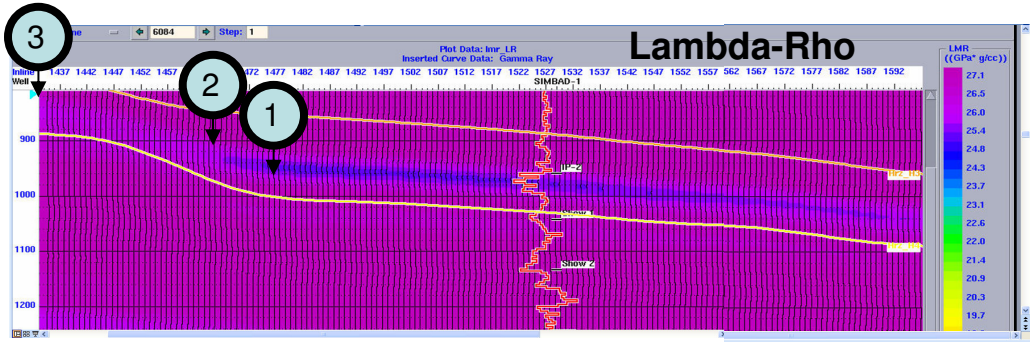
GEOCUERPO-9

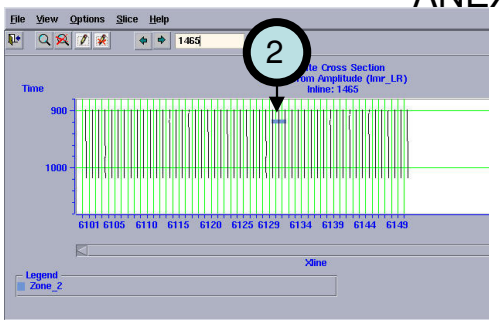
cuerpo-9		
inline	traza	tiempo
1410	5063	1421
1410	5119	1464
1420	5002	1381
1420	5139	1488
1440	5002	1392
1440	5160	1520
1460	5002	1435
1460	5206	1568
1480	5002	1475
1480	5222	1584
1500	5002	1477
1500	5218	1603
1520	5002	1491
1520	5205	1616
1530	5002	1501
1530	5191	1627
1540	5002	1501
1540	5181	1627
1550	5002	1512
1550	5167	1616
1560	5002	1520
1560	5150	1603
1580	5002	1536
1580	5123	1584
1600	5002	1547
1600	5110	1584
1610	5002	1547
1610	5100	1584
1630	5002	1587
1630	5059	1635
1660	5002	1648
1660	5056	1688
1680	5002	1640
1680	5062	1699
1700	5002	1635
1700	5050	1680
1720	5002	1619
1720	5061	1678
1740	5002	1603
1740	5054	1662
1760	5002	1584
1760	5024	1605

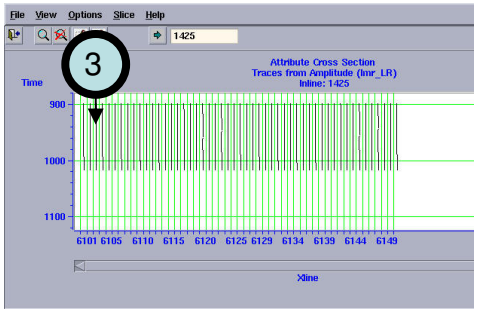


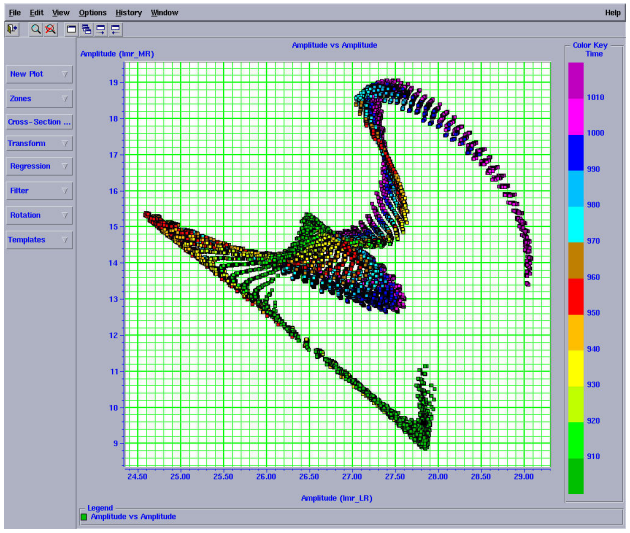
ANOMALIA AVO CLASE III

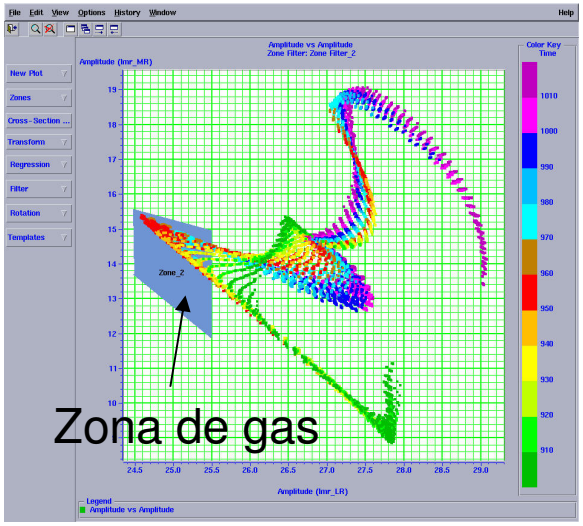
INTERVALO PRODUCTOR -2 POZO SIMBAD-1

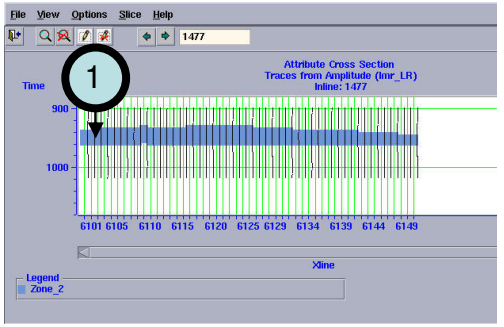


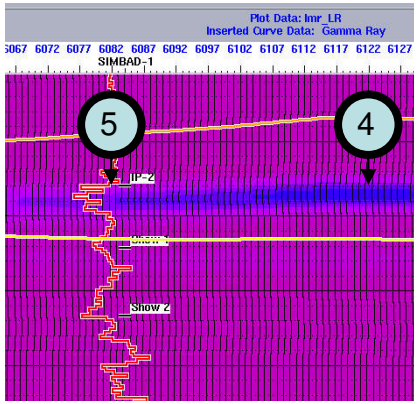


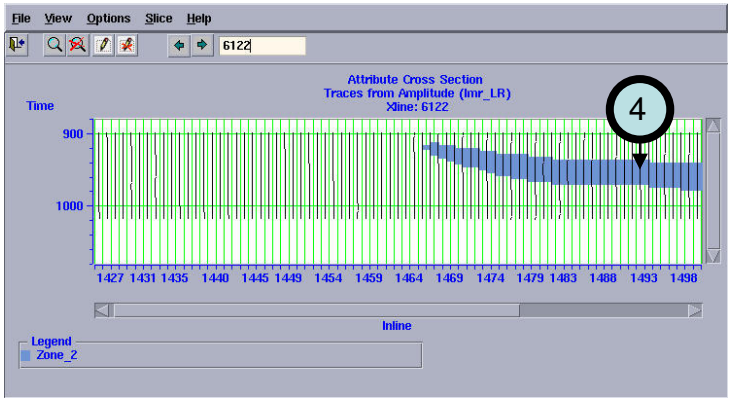


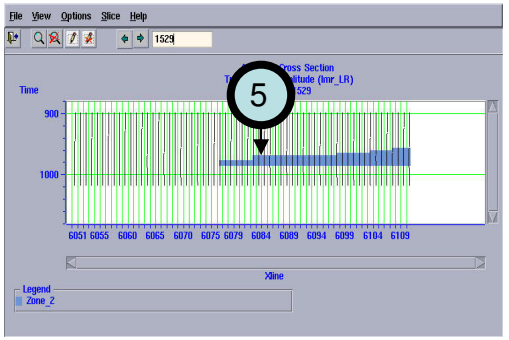


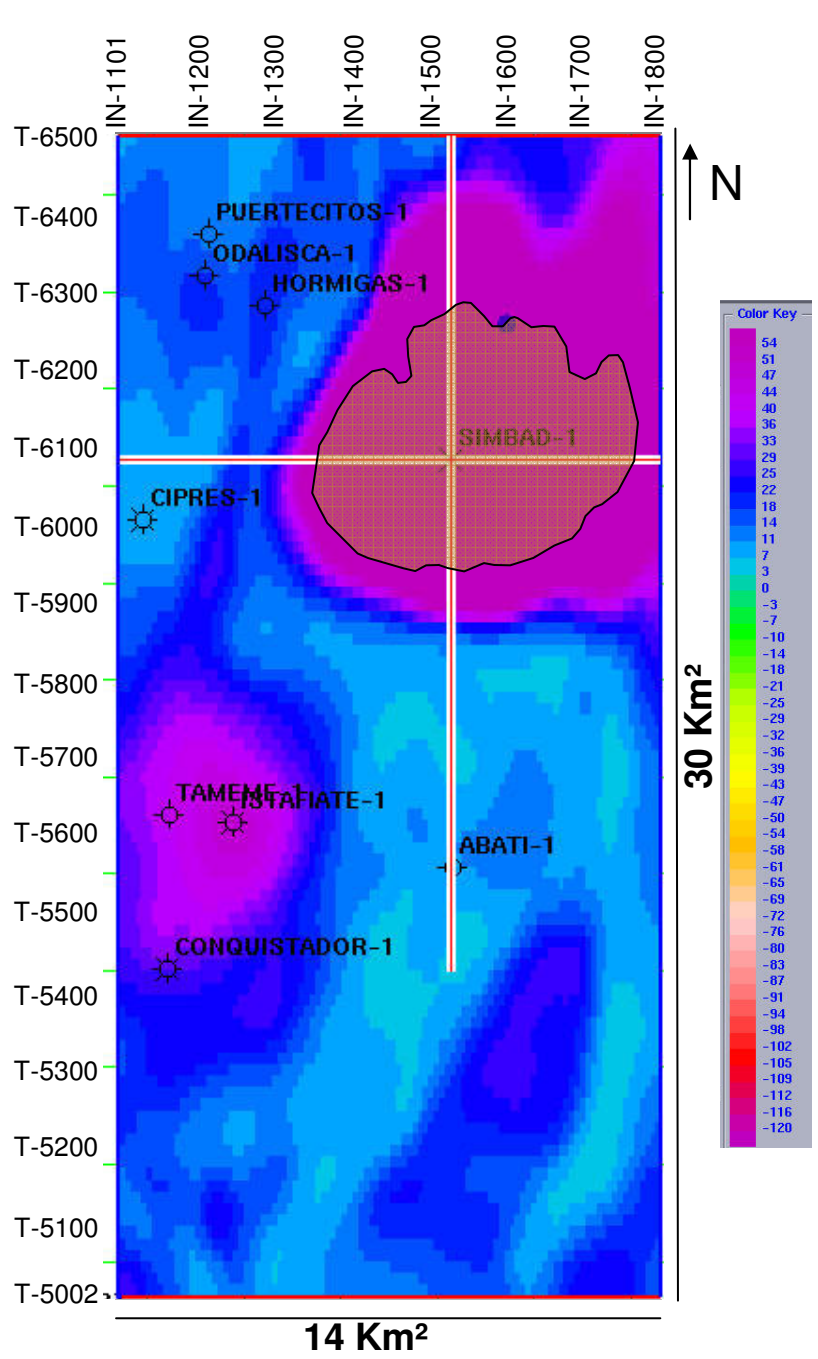




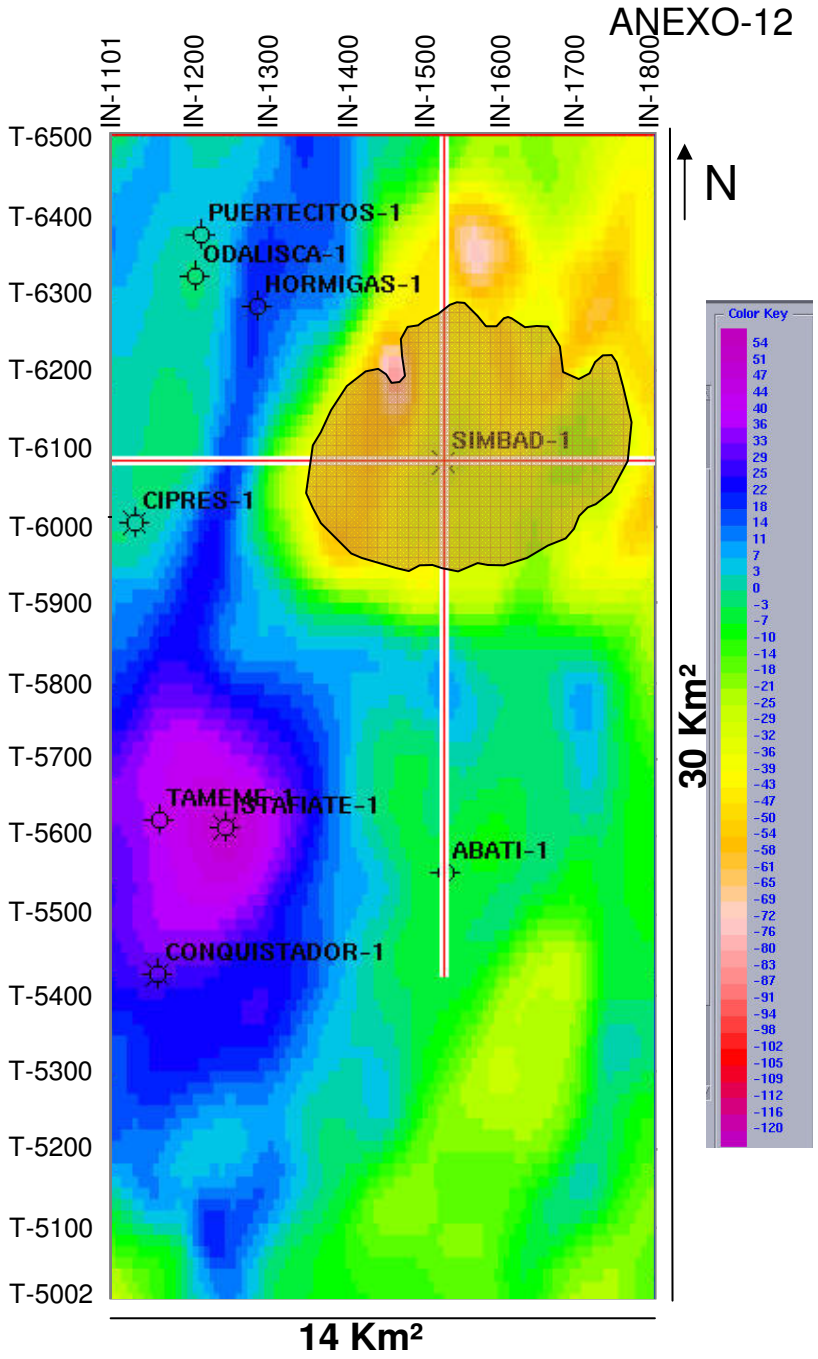




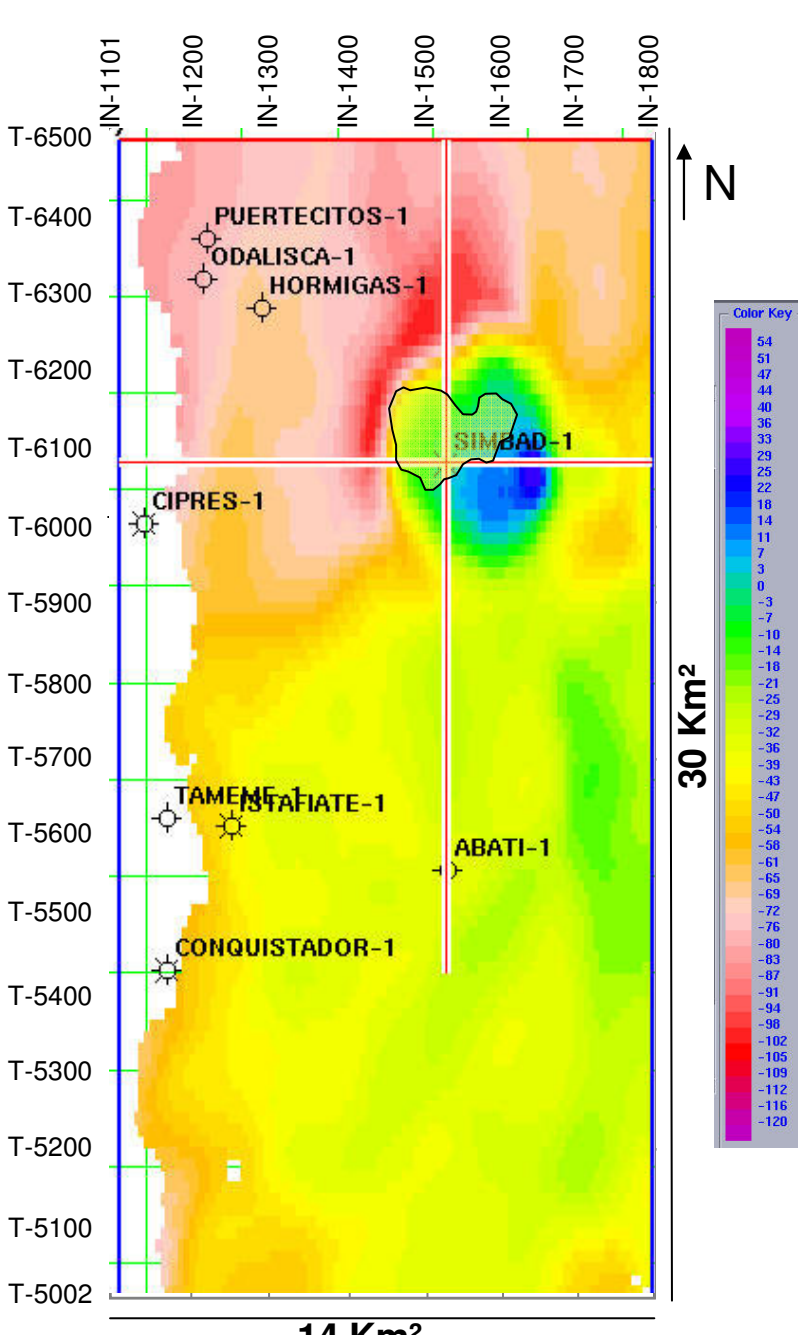




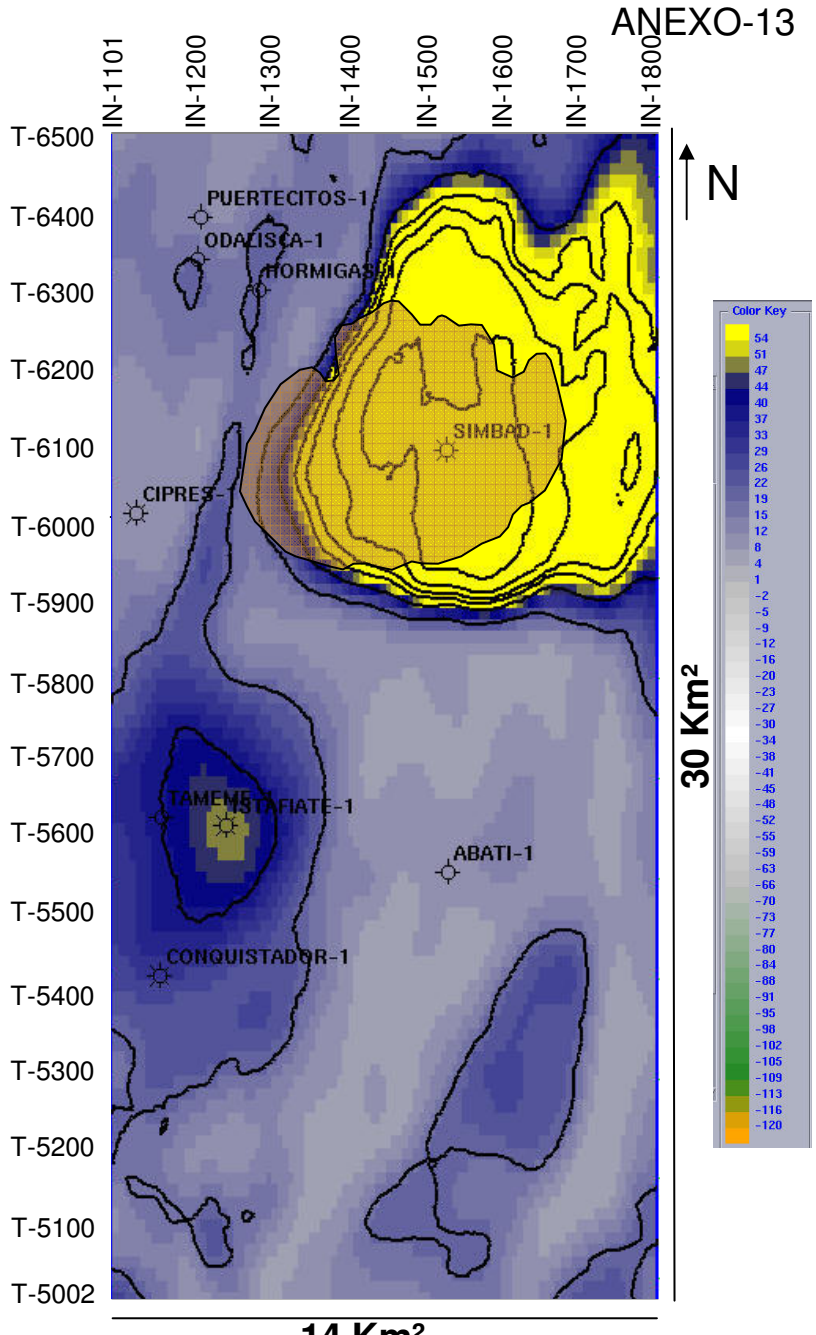
FASE INSTANTANEA EN H5 RMS



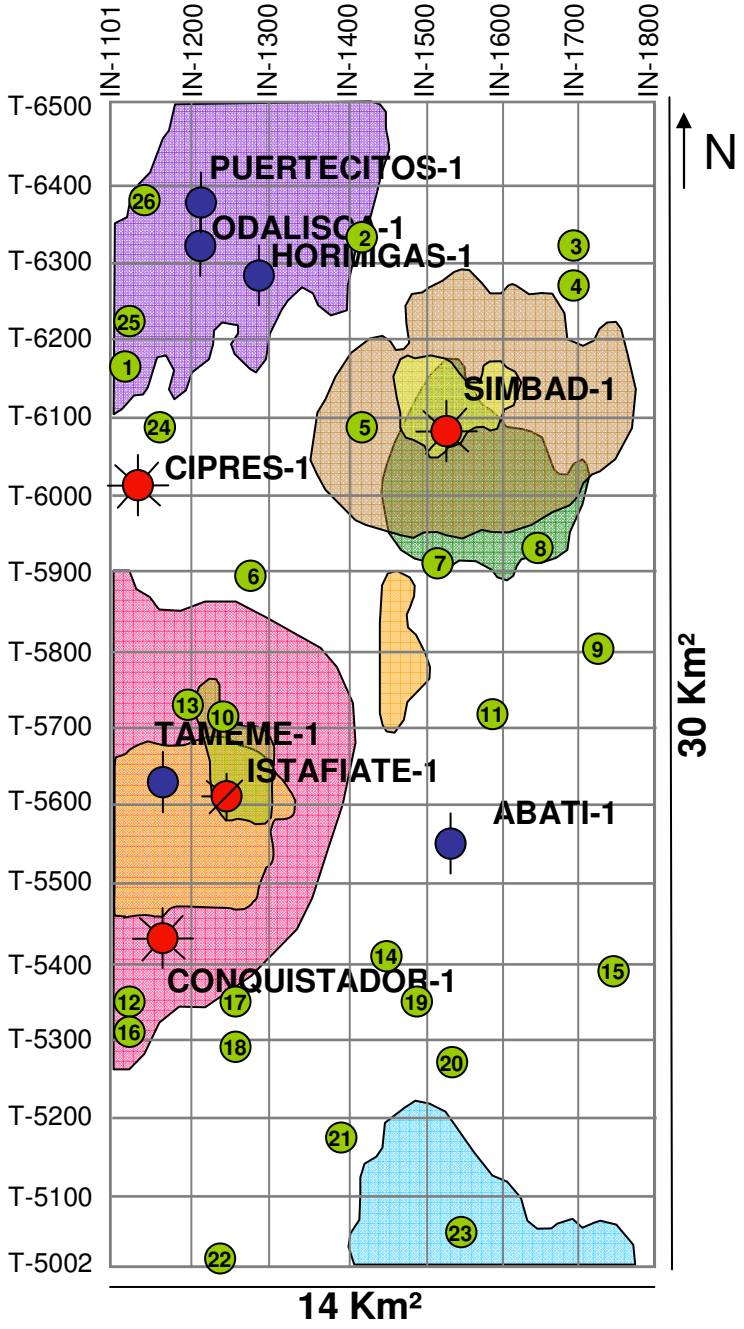
FASE INSTANTANEA H5 MEDIA

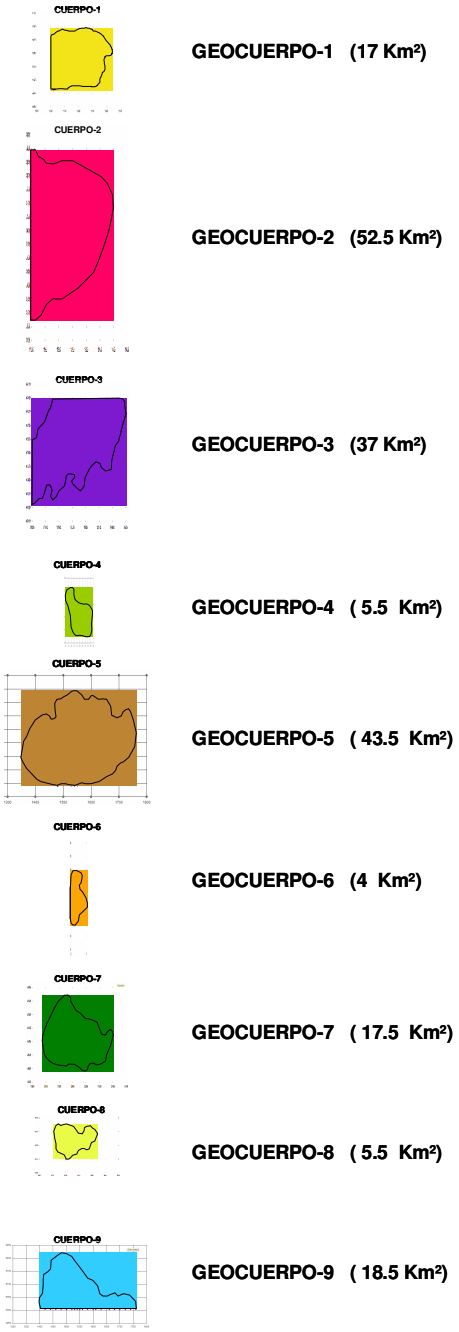


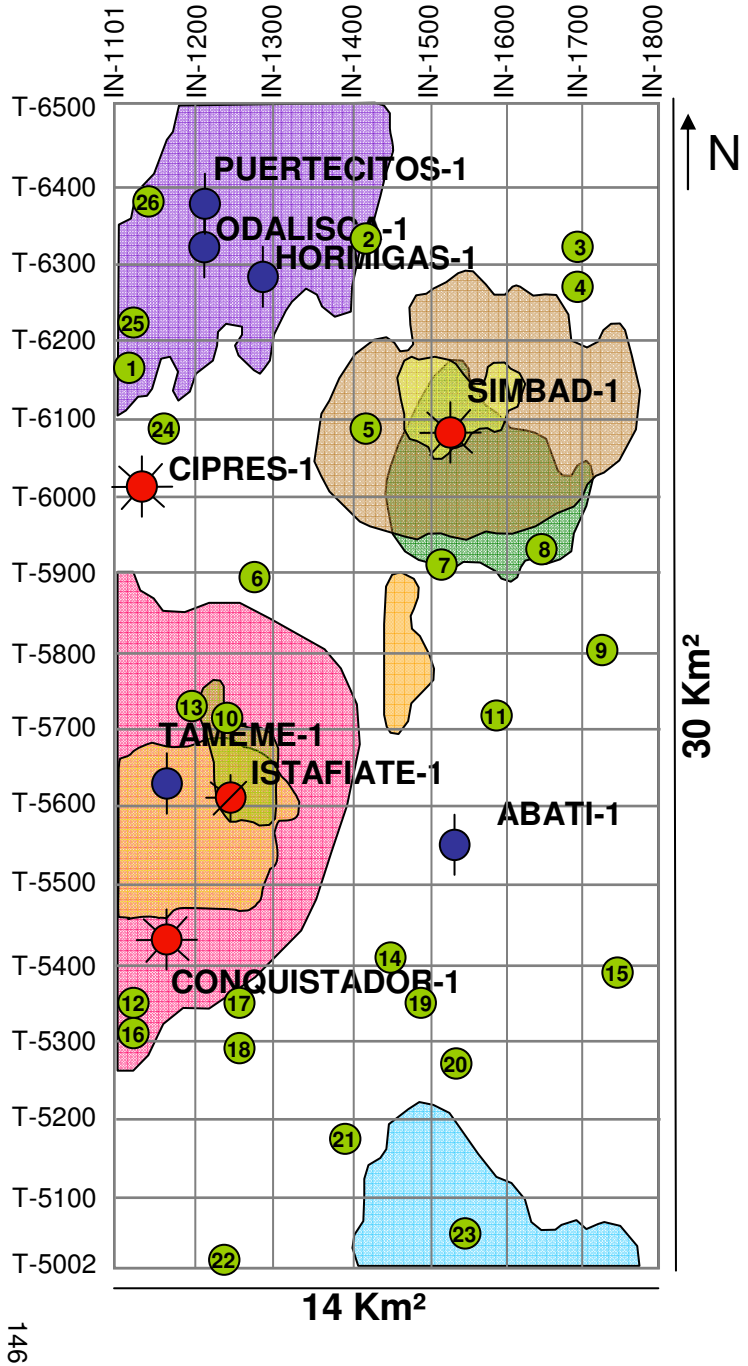
Imr-LR MEDIA entre H3 Y H4



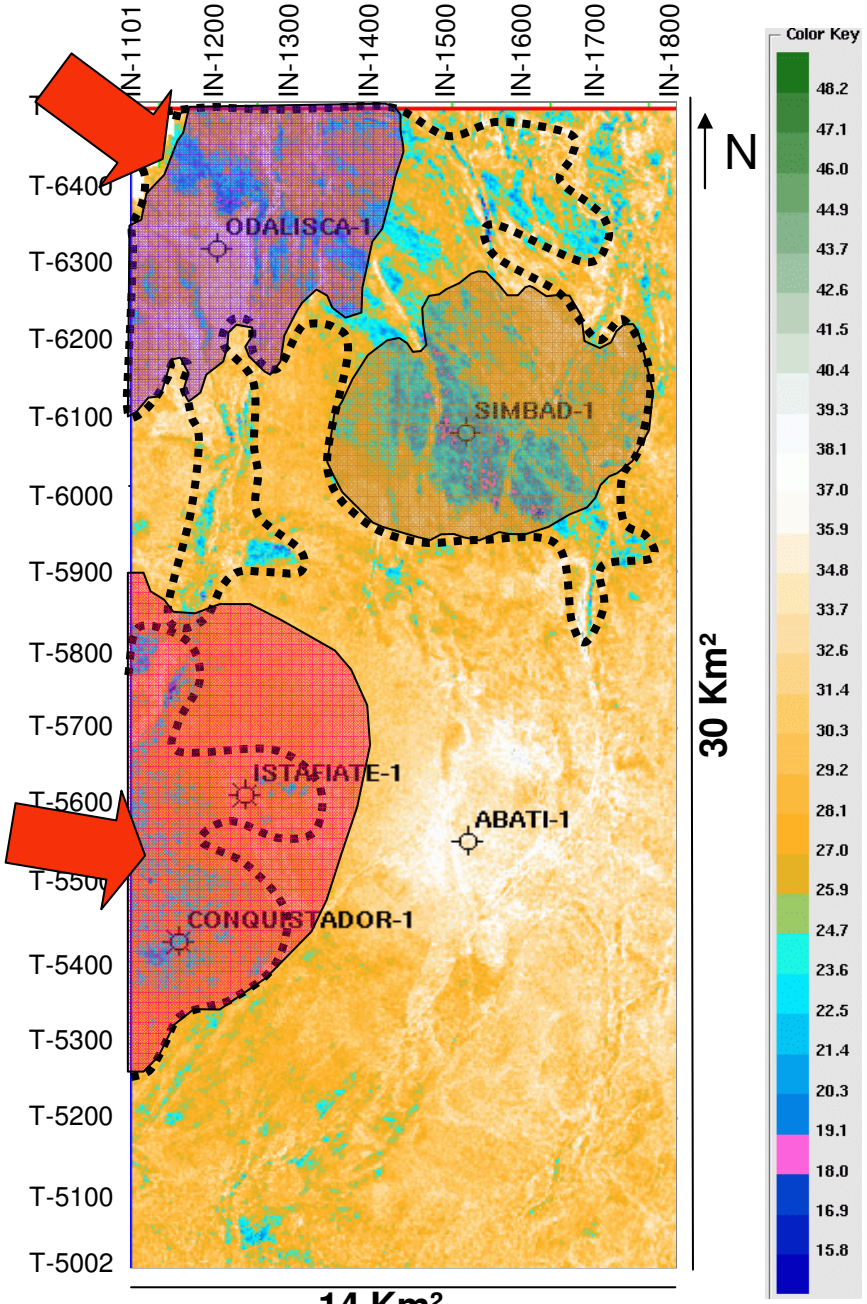
Imr-LR RMS average H5


IN-1101
IN-1200
IN-1300
IN-1400
IN-1500
IN-1600
IN-1700
IN-1800
T-6500
T-6400
T-6300
T-6200
T-6100
T-6000
T-5900
T-5800
T-5700
T-5600
T-5500
T-5400
T-5300
T-5200
T-5100
T-5002
N
PUERTECITOS-1
ODALISCA-1
HORMIGAS-1
SIMBAD-1
CIPRES-1
TAMEME-1
ISTAFIATE-1
ABATI-1
CONQUISTADOR-1
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
30 Km²
14 Km²

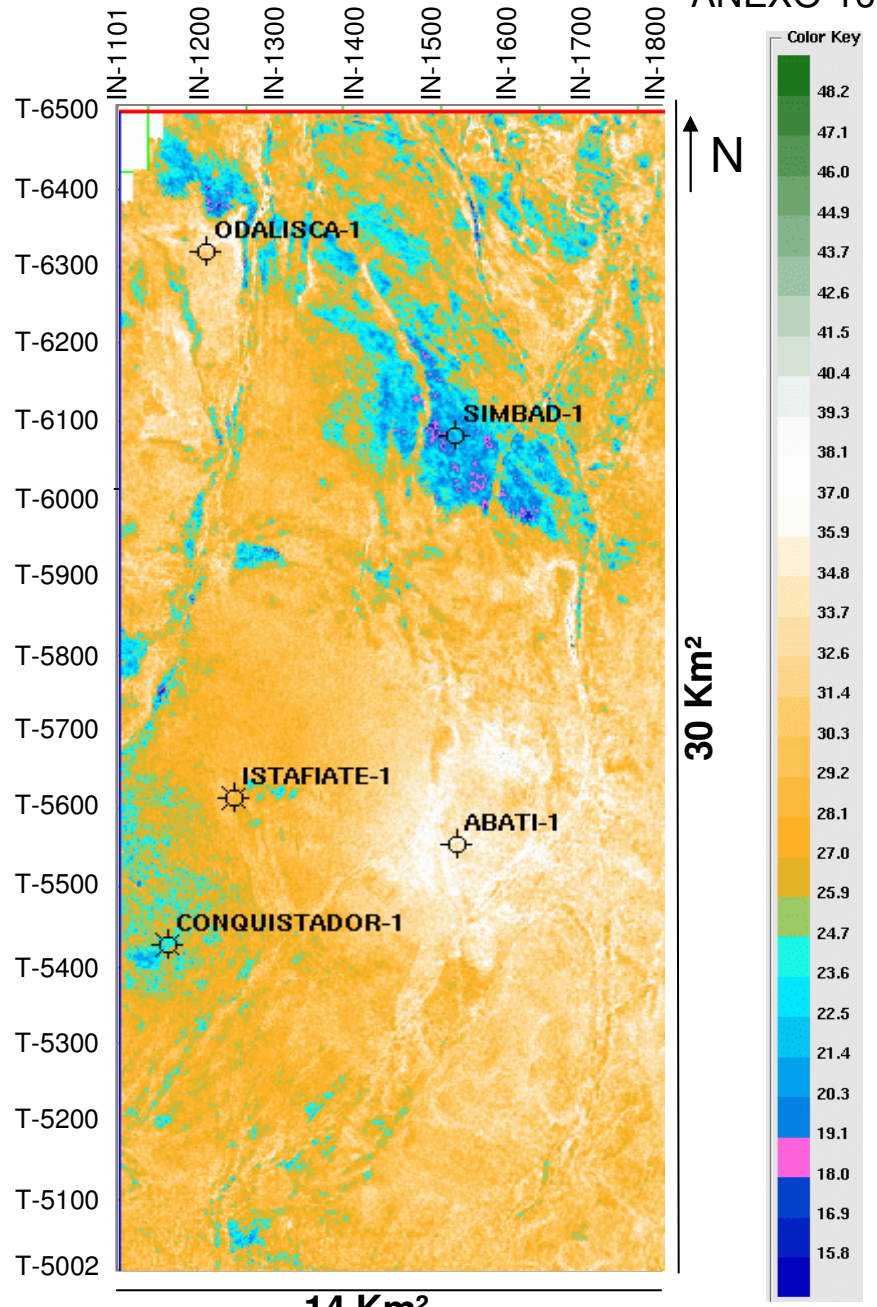

CUERPO-1
GEOCUERPO-1 (17 Km²)
CUERPO-2
GEOCUERPO-2 (52.5 Km²)
CUERPO-3
GEOCUERPO-3 (37 Km²)
CUERPO-4
GEOCUERPO-4 (5.5 Km²)
CUERPO-5
GEOCUERPO-5 (43.5 Km²)
CUERPO-6
GEOCUERPO-6 (4 Km²)
CUERPO-7
GEOCUERPO-7 (17.5 Km²)
CUERPO-8
GEOCUERPO-8 (5.5 Km²)
CUERPO-9
GEOCUERPO-9 (18.5 Km²)



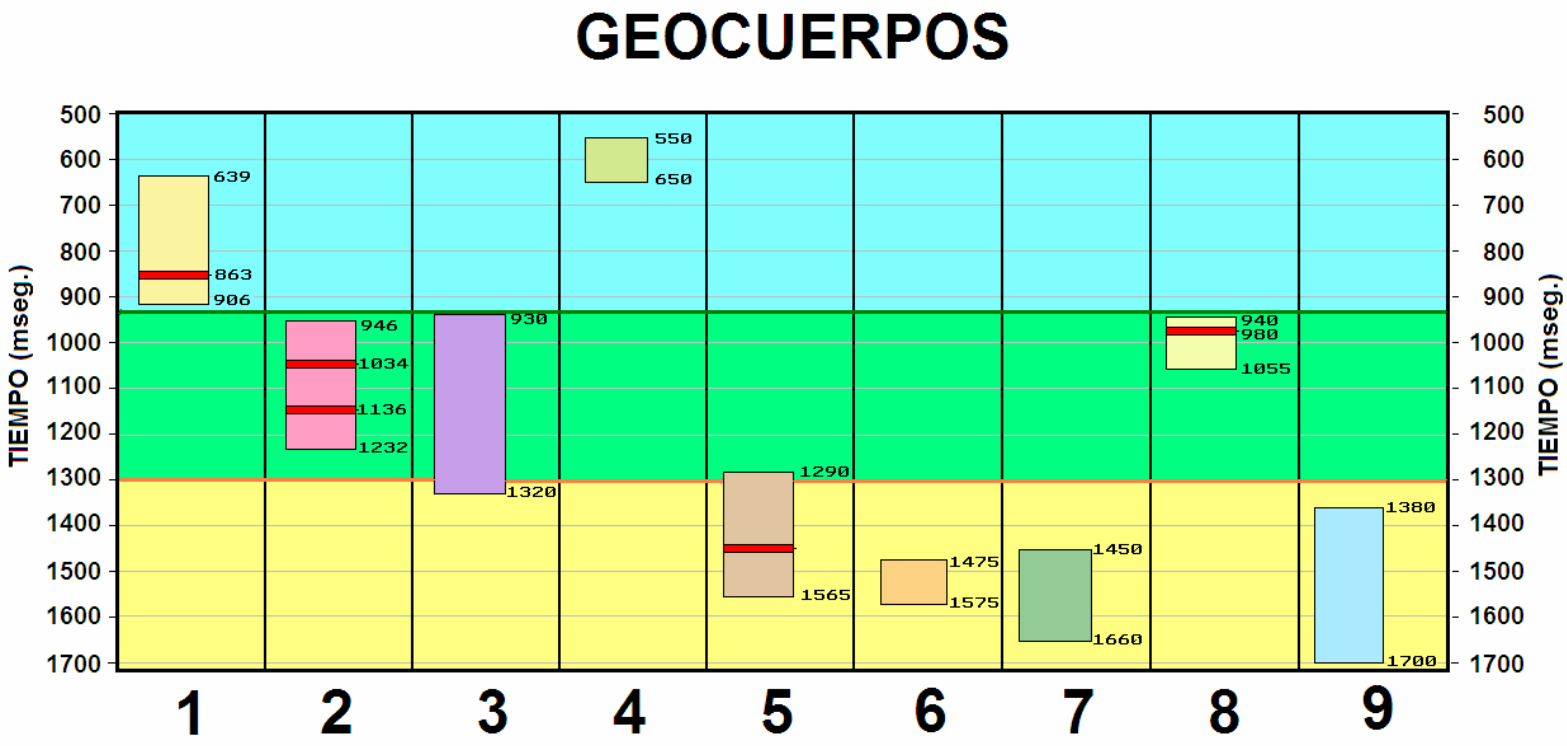
No.	LOC. REGISTRADAS EN LANDMARK	PROF. PROPUESTA	INLINE	CROSSLINE
1	LOC. ATAJAL-1	2200 m	1124	6170
2	LOC.HUSILLO-1	4200 m	1431	6331
3	LOC. PACHACHE-1	3100 m	1697	6324
4	LOC. PACHACHE-1 BIS	3100 m	1697	6274
5	LEAD CHAMOMILLA-1	2600 m	1428	6092
6	LOC. ISTAFIATE-1 BIS	2200 m	1280	5901
7	LOC. ALBACA-1	4200 m	1530	5916
8	OP. LLANITOS-1	4500 m	1653	5939
9	LOC. TAPEISTE-1	2700 m	1731	5808
10	LOC. ALAMBRA-1	2200 m	1252	5728
11	LOC. BAJAREQUE-1	2800 m	1601	5722
12	LOC. RAPEL-1	2800 m	1108	5330
13	ARPEGIO-LD1	2350 m	1215	5748
14	ARTILLERO-LD1	2900 m	1462	5417
15	LOC. PLEBE-1	2400 m	1739	5390
16	REGIMIENTO-LD1	3400 m	1117	5312
17	HUNO-LD1	3450 m	1261	5356
18	BARBARO-LD1	2400 m	1256	5305
19	LOC. BESANA-1	2400 m	1500	5348
20	LOC. REGIO-1	2800 m	1551	5281
21	LOC. CELTICA-1	2500 m	1401	5184
22	LOC. ZAQUIL-1	3000 m	1242	5024
23	LOC. MONTANO-1	1250 m	1551	5059
24	BALALAICA-LD1	2075 m	1171	6098
25	PLATEA-LD1	3500 m	1113	6230
26	LEGENDARIO-LD1	3500 m	1156	6378



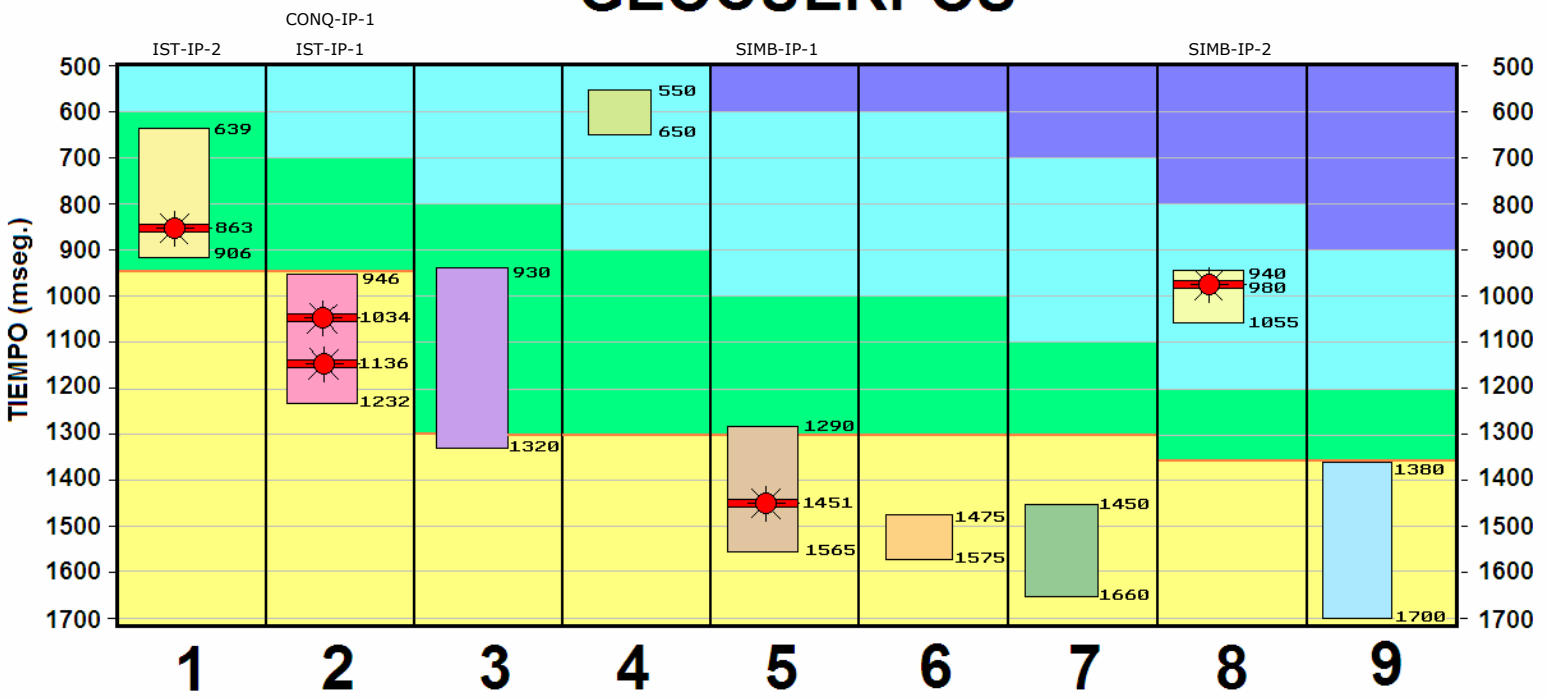
DIRECCION DE APORTE



λρ H5 +60 ms (ventana de 20 ms)


GEOCUERPOS
TIEMPO (mseg.)
500
600
700
800
900
1000
1100
1200
1300
1400
1500
1600
1700
639
863
906
946
1034
1136
1232
930
1320
550
650
1290
1565
1475
1575
1450
1660
940
980
1055
1380
1700
1
2
3
4
5
6
7
8
9

GEOCUERPOS

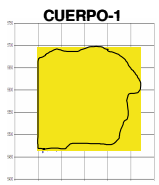


ETAPAS DE DEPOSITO EN VICKSBURG INFERIOR

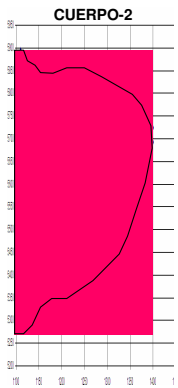
(ZONA DEBAJO DE **H3**)

(ZONA DEBAJO DE **H4**)

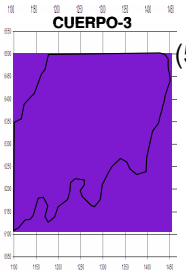
(ZONA DEBAJO DE **H5**)



(17 Km²)

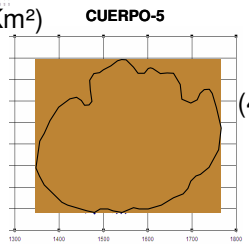


(52.5 Km²)



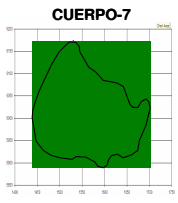
(37 Km²)

(5.5 Km²)

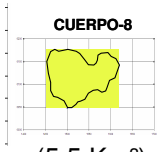


(43.5 Km²)

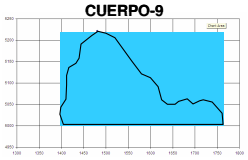
(4 Km²)



(17.5 Km²)



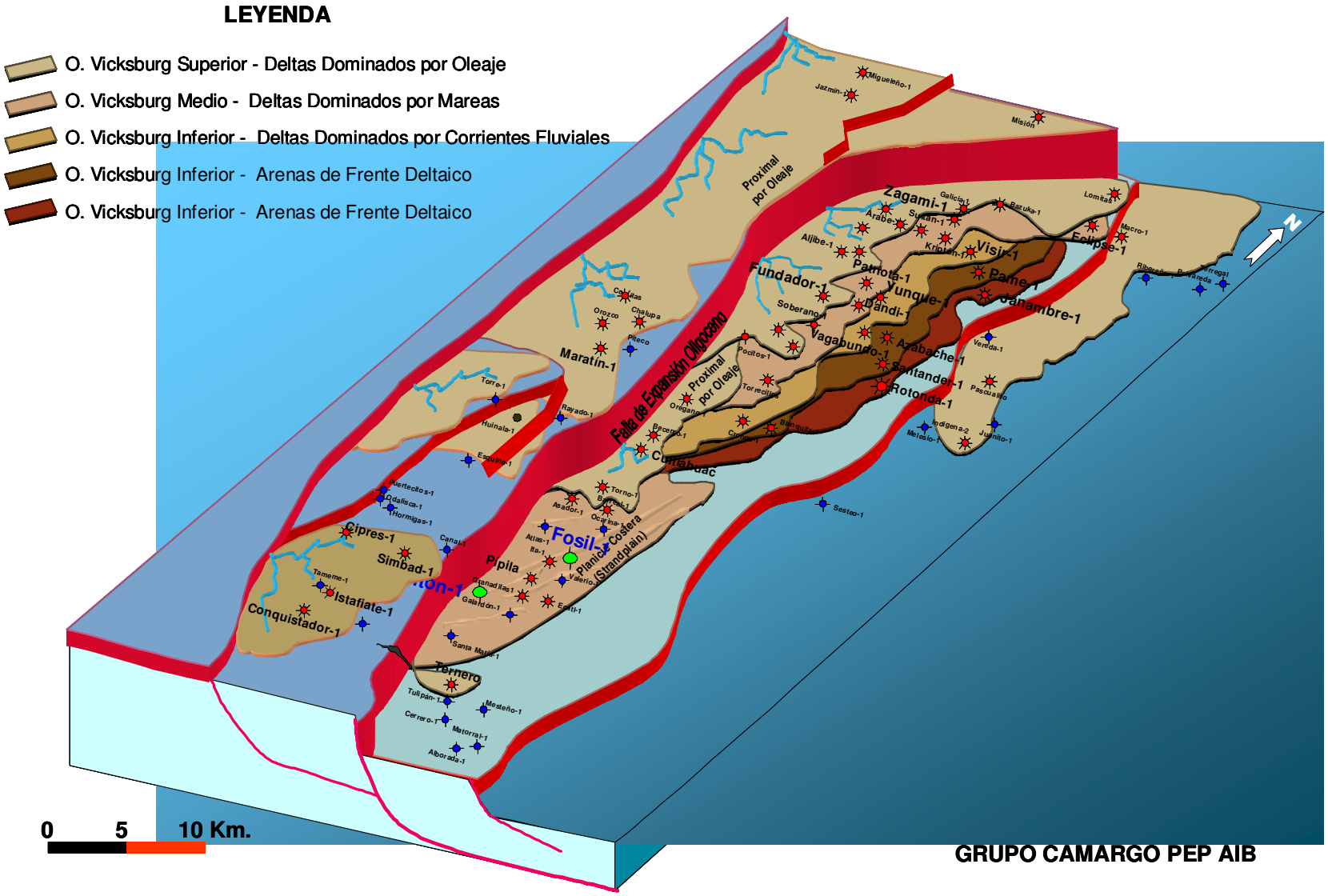
(5.5 Km²)



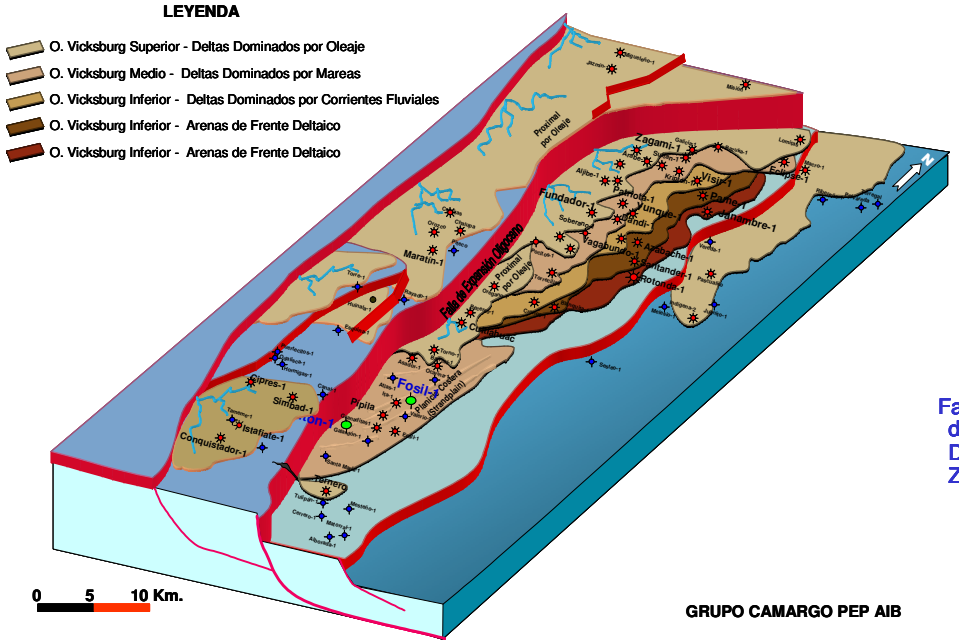
(18.5 Km²)

GEOCUERPO	Km²
1	17
2	52.5
3	37
4	5.5
5	43.5
6	4
7	17.5
8	5.5
9	18.5
TOTAL	201

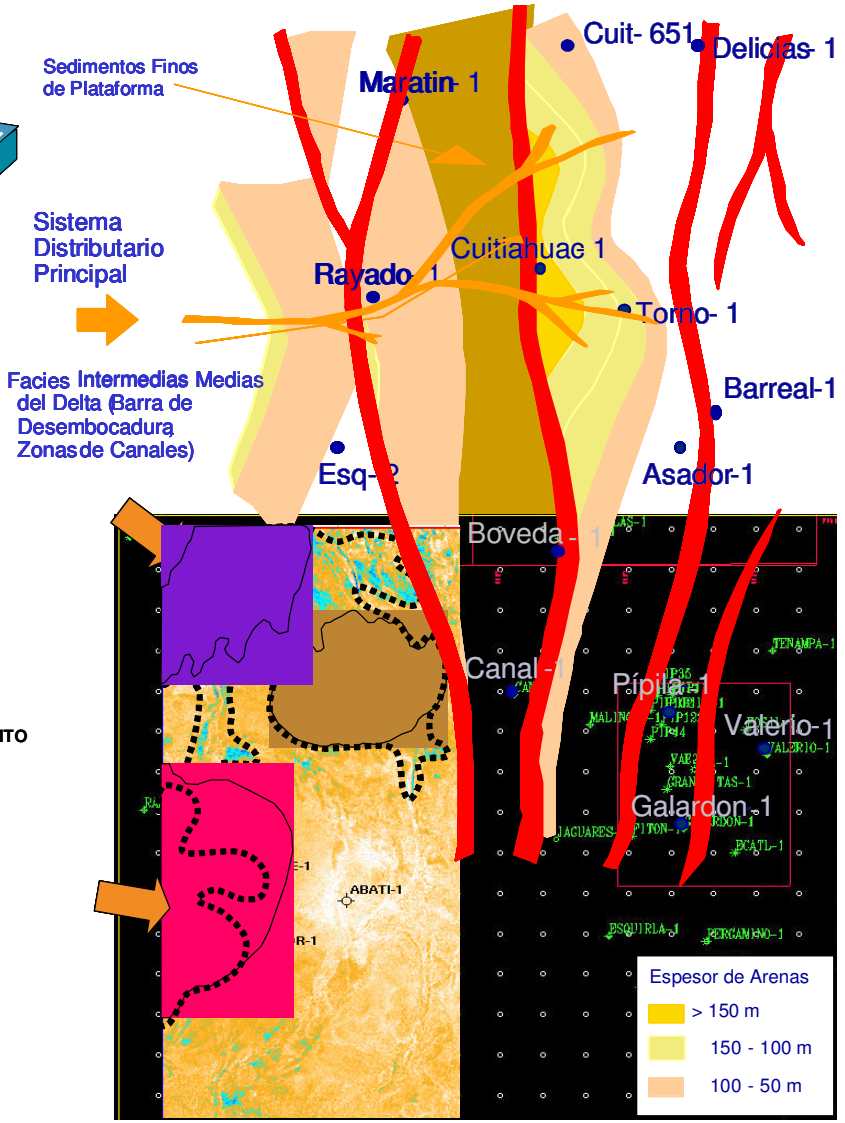
MODELO DEL PLAY VICKSBURG



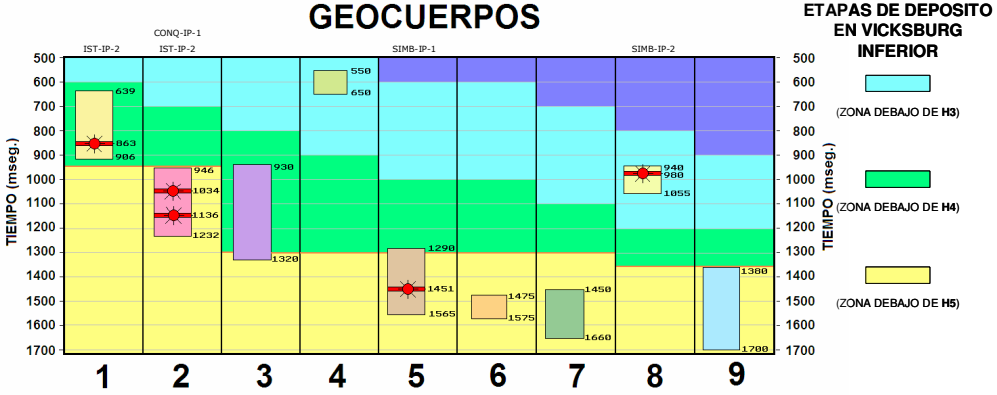
MODELO DEL PLAY VICKSBURG



OLIGOCENO VICKSBURG INFERIOR

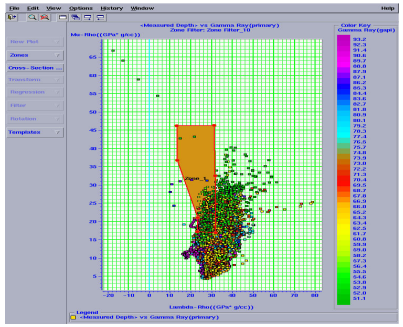


GEOCUERPOS

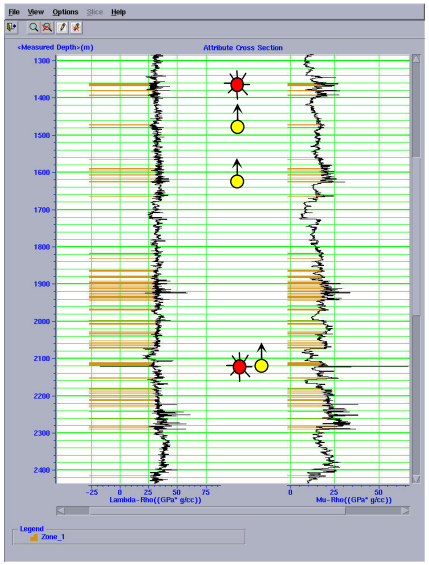


INTEGRACION DE RESULTADOS OBTENIDOS

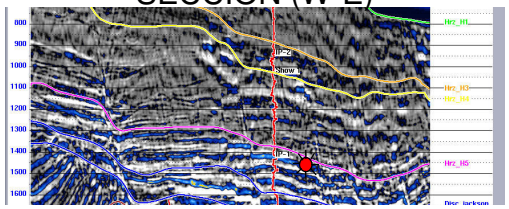
CROSSPLOT (λρ-μρ)



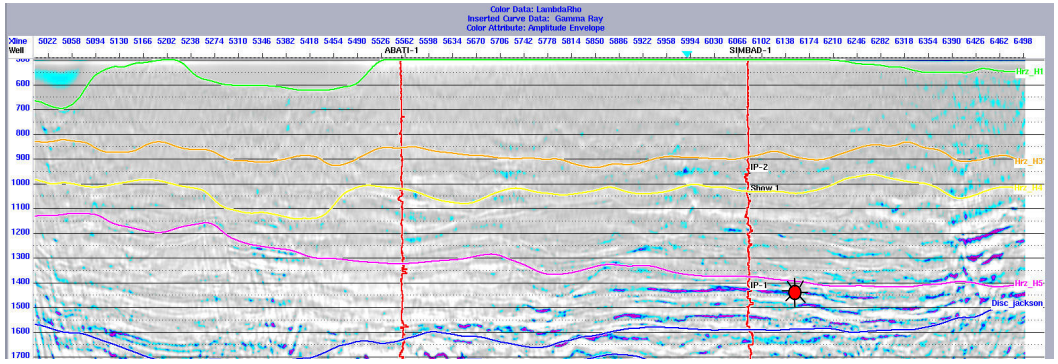
ATRIBUTO (λρ-μρ)



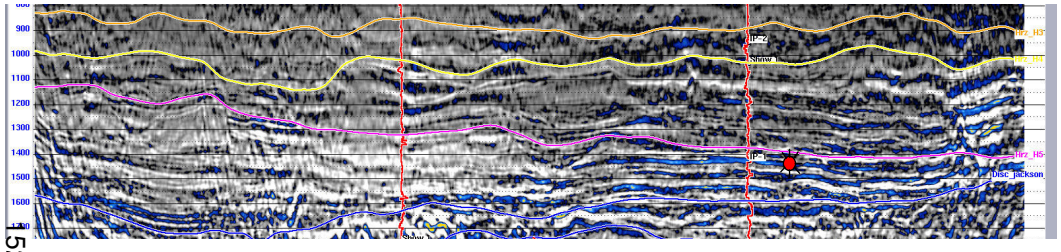
SECCION (W-E)



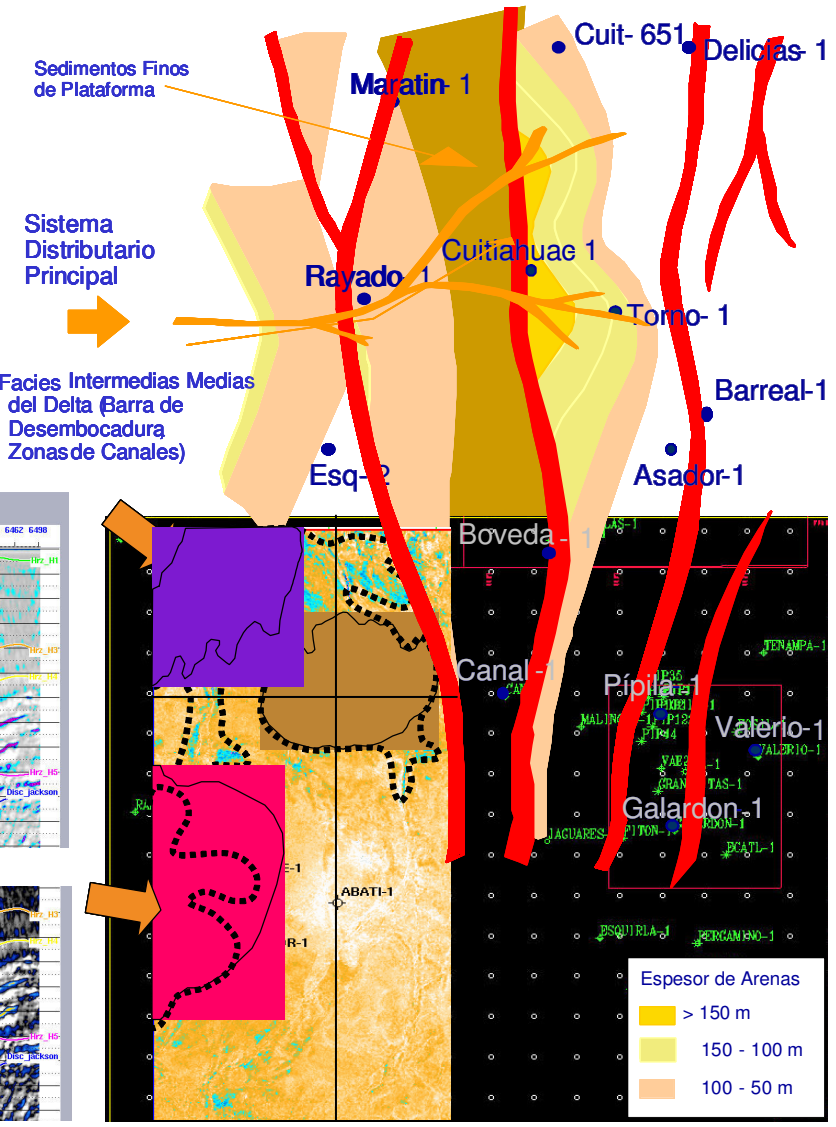
SECCION (S-N)

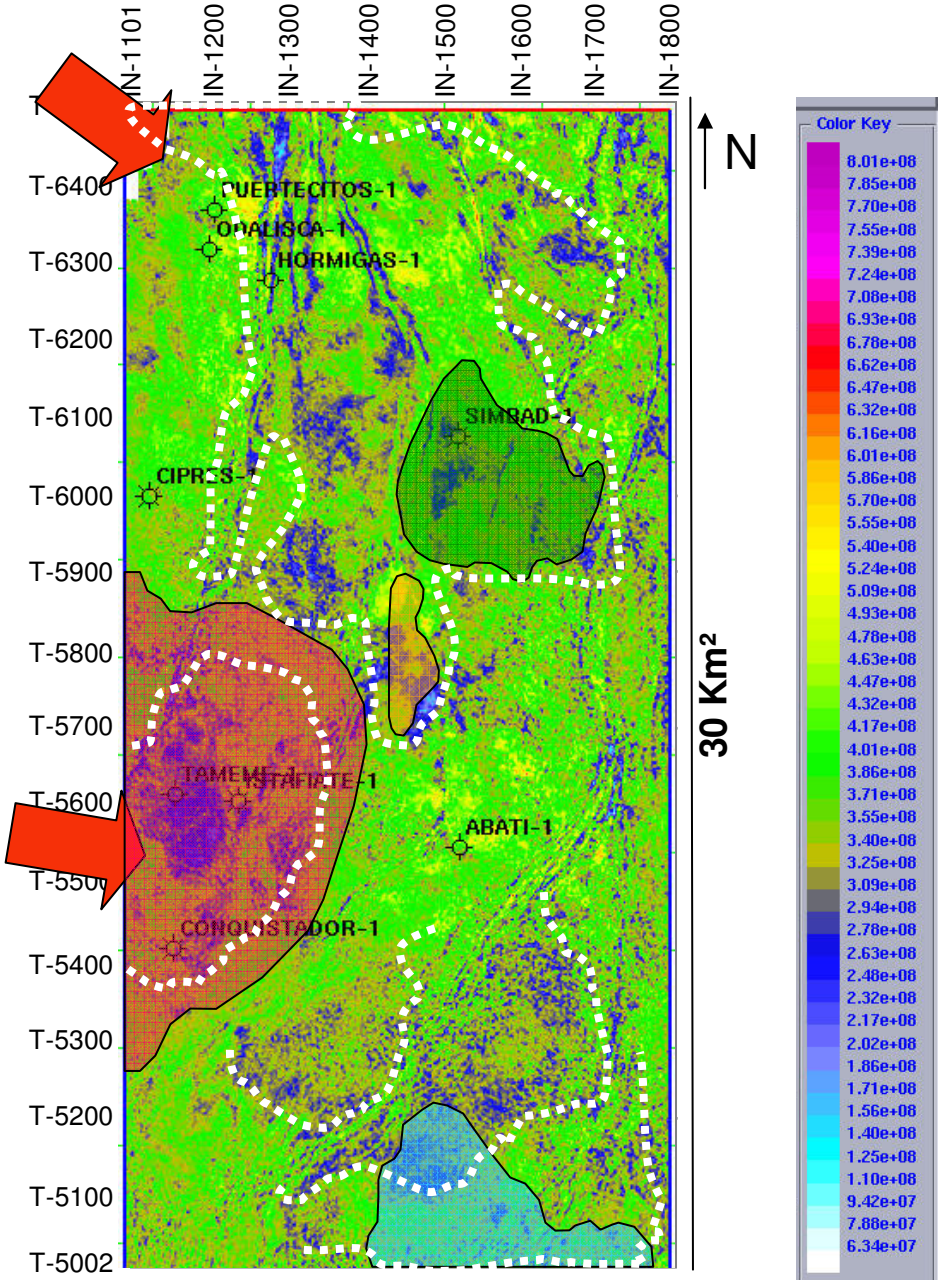


POZO SIMBAD-1

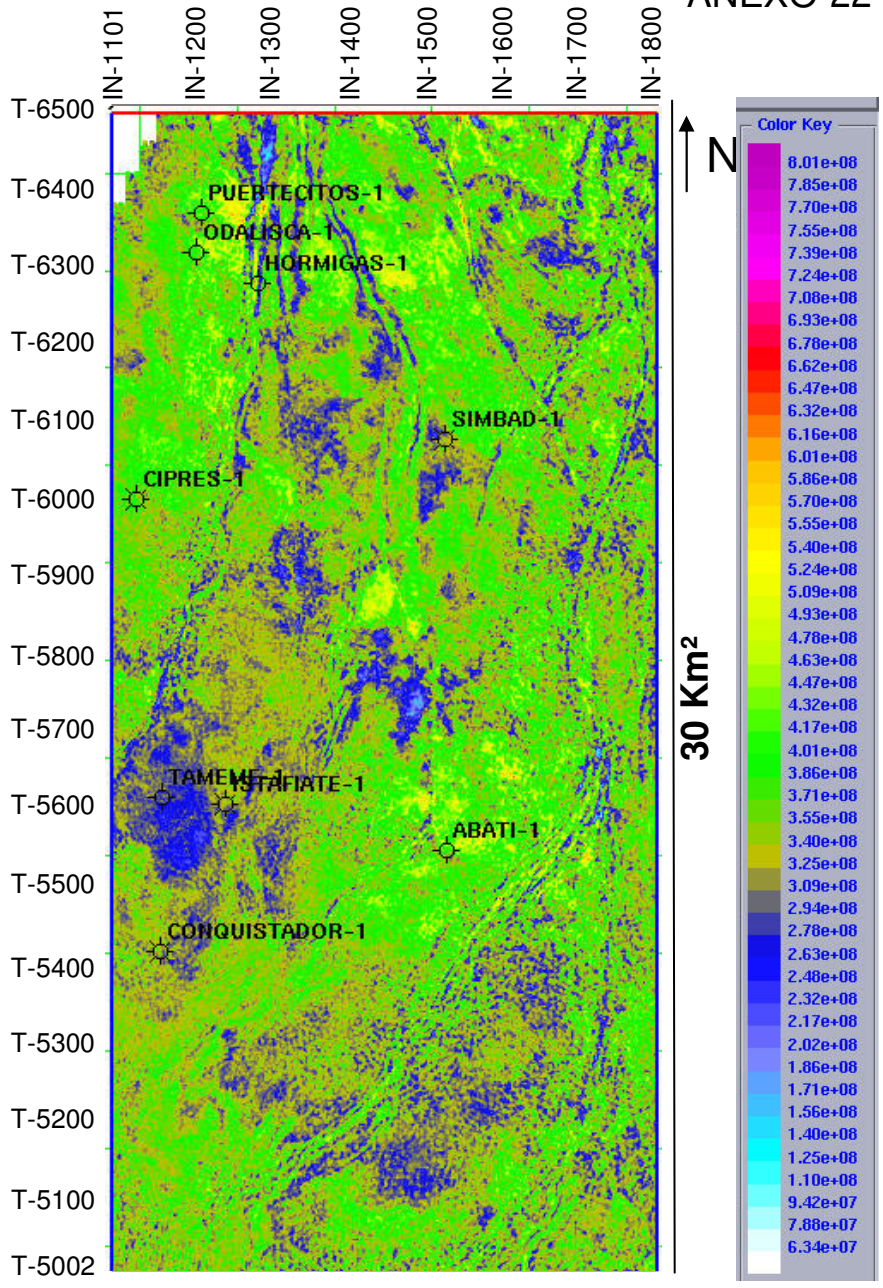


OLIGOCENO VICKSBURG INFERIOR





DIRECCION DE APORTE



λρ DJ -60 ms (ventana de 30 ms)

BIBLIOGRAFIA.

1) AER-2935, 2005. **Archivos de PEMEX Exploración y Producción, "Potencial Remanente de la Cuenca de Burgos"**, Reporte interno, Inédito,

2) AER-3221, 2005. **Archivos de PEMEX Exploración y Produccion, Proyecto de Inversión Burgos-Camargo**, Reporte interno, Inédito, 50 pp.

3) Aki, K., and Richards, P.G., 2002, **"Quantitative Seismology**", 2nd Edition: W.H. Freeman and Company.

4) Bernabé Martínez, Maria Guadalupe; 2006, **Análisis Estratigráfico-Sedimentológico y Calidad de Yacimiento en la Formación Frío, Campo Francisco Cano, Cuenca de Burgos.** Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería; Trabajo de tesis: 79, pp.

5) Bernabé, M.M.G., Eguiluz de A.S. y Mendoza R.M.I.; 2002, **Estudio de Plays Vicksburg Sur, en la Cuenca de Burgos México**, A.I.P.M., XL Congreso Nacional, Monterrey Nuevo León.

6) Castagna, Jhon, 1993 **"Petrophysical Imaging Using AVO"** *Arco Oil and Gas Company Houston, Tx.* THE LEADING EDGE March 1993. Pag. 172 – 178

7) Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L., 1985**. "Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks",** Geophysics, Vol. 50, p. 571-581.

8) Castagna, J. P. & Brandi Purata, J.M., 2004. **"Sismología y su relación con la teoría de Biot-Gassmann"**, Boletín Técnico Vol. 44 No. 3 Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A. C. 39 pp.

9) Castagna, J.P., and Steven W. Smith., 1994**. "Comparison of AVO indicators: A modeling study ",** Geophysics, Vol. 59, p. 1849-1855.

10) Castagna, John. P., and Swan, Herbert W., 1997, **"Principles of AVO Cross Plotting",** The Leading Edge, Vol. 6, April, Issue 4, p. 337-344.

11) Combes, J. M. 1993. **The Vicksburg Formation of Texas, depositional Systems distribution, sequence stratigraphy and petroleum geology**. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 77 p. 1942-1970

12) Delgado González., Héctor R.; 2006, **Análisis Geológico y Geofísico de un Prospecto Exploratorio de Gas Natural en el Cubo Sísmico Pipila, Cuenca de Burgos, Tamaulipas, México**. Universidad Autónoma de Baja California Sur. Trabajo de tesis: 106, pp.

13) Domenico S. N., 1977, **"Elastic Properties of Unconsolidated porous Sand Reservoirs":** Geophysics, Vol. 42, No. 7 p. 1339-1368.

14) Echánove, E.O, 1986; **Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos,** Bol. De la A.M.G.P., V.38, No.1.

15) Eguiluz, S., Bernabé, M. G. y Mendoza, R. M., 2001. **Estudio del Play Vicksburg Sur**. AIB, reporte interno, Inédito, p 1-18.

16) 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 analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique":** Geophysics, Vol. 59, p. 1362-1376.

17) Fugro-Jason Pemex Reynosa Proyecto Pipila, Nov. 2005. **"Inversion Sismica Simultanea y Caracterizacion de Yacimientos del Proyecto Pipila 3D"**. Informe preparado y entregado al Activo integral Burgos de PEMEX.

18) Goodway, W., Chen, T. and Downton, J., 1997, **"Improved AVO fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lame Petrophysical Parameters**", Extended Abstracts, Soc. Expl. Geophysics, 67th Annual International Meeting, Denver.

19) Hampson, D.P., Russell, B.H., and Bankhead, B., 2005, **"Simultaneous inversion of pre-stack seismic data: Ann. Mtg. Abstracts**", SEG, p. 1633-1637.

20) Hampson-Russell, A CGG Veritas Company, 2007, **"Componentes Individuales del Software H&R**", Oficina Corporativa en Houston Tx.

21) Langford, R. P.,Grigsby, J. D., Collins, R. E., Sippel, M. A. y Wermund, E. G. 1994. **Reservoir Heterogeneity and Permeability Barriers in the Vicksburg Reservoir McAllen Ranch Gas Field, Hidalgo County, Texas**. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, Report of investigation No. 222, pp. 61.

22) Landmark Solutions Halliburton; 2005, **Identificación Nuevas Oportunidades Campo Pipila**, Informe preparado para PEMEX Activo Integral Burgos Reynosa.

23) Mercado Herrera, Víctor; 2000, **Análisis de AVO en 2D en el área Reynosa de la Cuenca de Burgos**. Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería; Trabajo de tesis: 146, pp.

24) Ortiz Ubilla, A. y Tolson, G., 2004 . **Interpretación Estructural de una sección sísmica en la región Arcabuz-Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México**. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 21, p. 226 – 235.

25) Ostrander, W., J., 1984, **"Plane-wave reflection coefficients for gas sands at non-normal incidence",** Geophysics, Vol. 49, p. 1637-1648.

26) PGS Mexicana Ago-2004; "**Informe Final de Procesamiento y Migración Pre-apilamiento en tiempo Áreas Potenciales I Pipila 3D**" 48 pp.

27) Richards, P.G., and Frasier, C.W., 1976, **"Scattering of Elastic Waves from Depth-dependent Inhomogeneities",** Geophysics, Vol. 41, p. 441-458.

28) Russell, Brian Chairman, **TLE Editorial Board**, April 1993 THE LEADING EDGE, P 161.

29) Russell, Brian, AVO Forum 2005; Houston, Tx. "**Conceptos básicos de AVO, teoria, aplicaciones y limitantes".** Hampson – Russell a CGG Veritas Company.

30) Rutherford, S.R., and Williams, R.H., 1989, **"Amplitude-versus-offset variations in gas sands",** Geophysics, v. 54, p. 680-688.

31) Scott Pickford, 2004. "Lambda, Rho, Mu and AVO" articulo y poster preparado por Integra Scott Pickford a Core Laboratories Company.

32) Shuey, R.T., 1985**. "A simplification of the Zoeppritz equations"**, Geophysics, Vol.50, p. 609-614.

33) Software Hampson & Russell, GEOVIEW (CE7/R4.1) **Manual AVO**, 2005

34) The Scotia Group; 2002; **Estudio de Plays del Vicksburg-Frío de la Cuenca de Burgos,** Activo Integral Burgos, PEMEX-AER 3026, Informe Inédito. 230 pp.

35) Wiggins, W., Ng, P., and Manzur, A., 1986**, "The relation between the VSP-CDP transformation and VSP migration (abstract)":** SEG Abstracts, v. 1, p. 565-568.

36) Yongyi Li, Jonathan Downton, Yong Xu, March 2007 **"Practical aspects of AVO modeling" TLE**, THE LEADING EDGE, p. 295-311.

37) Zavala-Torres Ricardo; 2005, **AVO and Spectral decomposition on the Pipila field, Burgos basin México**. University of Oklahoma. School of Geology and Geophysics. Thesis. 118, pp.

38) Zoeppritz, K, 1919, Erdbebenwellen VIII B, Uber **Reflexion and durchgang seismischer wellen duch unstetigkeitsflachen**, Gottinger Nachr. 1, pp. 66-84.

1. Datos del alumno Autor Apellido paterno: Apellido materno: Nombre (s): Teléfono: Universidad: Facultad o escuela: Carrera: No. De cuenta	1. Datos del alumno Badillo Rivera Jesús Humberto (899) 9291940 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería Ingeniería petrolera y gas natural 506010594
2. datos del asesor Apellido paterno: Apellido materno: Nombre (s):	 Aguayo Camargo Joaquín Eduardo
3. Datos de la tesis Titulo: Subtitulo: No. de paginas: Año:	 “Análisis AVO e Inversión Sísmica del Play Vicksburg en el Cubo Pípila 3D Área Occidental , Cuenca de Burgos, México” 157 p. 2007