

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA PARA EL PROCESAMIENTO DE TIROS DE VERIFICACIÓN SÍSMICA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Andrade V., Héctor A
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA PARA EL
PROCESAMIENTO DE TIROS DE VERIFICACIÓN SÍSMICA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. José Cavada

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Elías Roa

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Andrade V., Héctor A.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, Junio de 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Héctor Andrade, titulado:

“Diseño e Implementación de un programa para el procesamiento de tiros de verificación sísmica”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. José Infante
Jurado

Prof. Massimo di Giulio
Jurado

Prof. José Cavada
Tutor Académico

Ing. Elías Roa
Tutor Industrial

DEDICATORIA

a mi viejita, mi angelito
sin ti todo esfuerzo sería inútil...

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA por abrirme sus puertas y mostrarme las herramientas para forjarme un futuro profesional. A la empresa PDVSA por la oportunidad de un primer contacto empresarial y el apoyo prestado.

A los ingenieros Elías Roa, Hugo Cerquone y Luís Figuera por la ayuda y colaboración prestadas a lo largo del desarrollo de este trabajo. A todos en el centro de procesamiento geofísico, pero en especial a miguelito por siempre estar dispuesto a ayudar incluso hasta el último día.

Al “maestro yoda” por ser más que un tutor alguien con quien poder hablar de cualquier cosa, un amigo. Al profe Ricardo Vargas, sin su desinteresada colaboración imposible terminar esto. A todos los panas que me han acompañado y apoyado sin dudar de mí. Al “Pabo”: el compañero con mayor claridad de pensamiento, “el bobby”: seguridad en sí mismo y las ganas de surgir, Mari: un pana más, Werner, “pepe”, rosita y los otros compañeros de “campo”. Los compañeros de resi: jhon: todo un personaje y pineda “peter pan”; a los compa’s jimmy y giova.

A la razón de mi vida: mi viejita, a ucho por traer al mundo una nueva inspiración, al viejo por estar presente (muy a su manera pero siempre allí), y gaby por aguantarme y quedarse a mi lado.

Imposible nombrarlos a todos pero a todos aquellos que me vieron pasar por todo y que en algún momento me tendieron su mano, siempre serán recordados.

Caracas, 2006

Andrade V., Héctor A.

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA PARA EL PROCESAMIENTO DE TIROS DE VERIFICACIÓN SÍSMICA

Tutor Académico: Prof. José Cavada. Tutor Industrial: Ing. Elías Roa. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2006, 71 p.

Palabras Claves: Tiros de verificación sísmica (TVS), primeras llegadas, curva tiempo-profundidad, vibroseis, sismograma sintético.

Resumen. Se expone la secuencia de desarrollo e implementación de un programa para el procesamiento de tiros de verificación sísmica, así como también las pruebas realizadas y resultados obtenidos del procesamiento de un TVS y la calibración del registro sísmico de un mismo pozo.

La eficiencia de la aplicación generada fue probada mediante el procesamiento de un TVS y calibración del registro sísmico correspondiente al pozo BOR 17 ubicado en el campo Borburata en el estado Barinas. Los resultados obtenidos y su comparación con los entregados por la empresa de servicio encargada del procesamiento muestran diferencias muy pequeñas, las cuales pueden ser asociadas a diferencias de criterios en la selección de las primeras llegadas.

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

FIGURA 1 TIPOS DE VSP, SEGÚN SU GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN	5
FIGURA 2 DIFERENCIAS ENTRE SÍSMICA DE POZO Y SÍSMICA DE SUPERFICIE.....	7
FIGURA 3 METODOLOGÍA DE ADQUISICIÓN DE UN TVS	8
FIGURA 4 CORRELACIÓN DE UNA TRAZA CON EL BARRIDO VIBROSEIS	9
FIGURA 5 GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN	10
FIGURA 6 EDICIÓN Y APILADO POR NIVEL	11
FIGURA 7 GRÁFICO TIEMPO-PROFUNDIDAD.....	12
FIGURA 8 VERTICALIZACIÓN DE LOS TIEMPOS DE TRÁNSITO	13
FIGURA 9 CORRECCIÓN ESTÁTICA.....	13
FIGURA 10 CÁLCULO DE LA CURVA DE DERIVA.....	15
FIGURA 11 AJUSTE LINEAL DEL SÓNICO INTEGRADO.....	15
FIGURA 12 REGISTROS SÓNICOS ORIGINAL Y CALIBRADO	16
FIGURA 13 INTEGRACIÓN DEL REGISTRO SÓNICO	16
FIGURA 14 CURVAS DE VELOCIDAD INTERVÁLICA Y PROMEDIO.....	17
FIGURA 15 CÁLCULO DE LA SERIE DE REFLECTIVIDAD.....	18
FIGURA 16 PROCESO DE CONVOLUCIÓN	18
FIGURA 17 DIAGRAMA DE FLUJO DEL CÁLCULO DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO. MODIFICADO DE ACUÑA, 1990	19
FIGURA 18 PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA SÓNICA.....	21
FIGURA 19 EFECTO DE LA TRAYECTORIA DE PROPAGACIÓN EN EL REGISTRO SÓNICO23	
FIGURA 20 EFECTO DE INVASIÓN EN EL REGISTRO SÓNICO.....	24
FIGURA 21 VENTANA PRINCIPAL DEL PROGRAMA	26
FIGURA 22 VENTANA DE LECTURA DE LOS ENCABEZADOS BINARIOS DE LAS TRAZAS26	
FIGURA 23 VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE LAS TRAZAS.....	27
FIGURA 24 VENTANA DE ASIGNACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN	28
FIGURA 25 VENTANA DE EDICIÓN Y APILADO POR NIVEL	29
FIGURA 26 VENTA DE VISUALIZACIÓN DEL APILADO FINAL	30
FIGURA 27 VENTANA DE SELECCIÓN DE LOS TIEMPOS DE PRIMERAS LLEGADAS....	30
FIGURA 28 VENTANA DE LA CURVA TIEMPO-PROFUNDIDAD	31

FIGURA 29 VENTANA DE FILTRADO DE LAS TRAZAS.....	32
FIGURA 30 VENTANA DE CALIBRADO DEL REGISTRO SÓNICO.....	33
FIGURA 31 VENTANA DE RESULTADOS DEL CALIBRADO DEL REGISTRO SÓNICO.....	34
FIGURA 32 VENTANA DE CÁLCULO DE LA SERIE DE REFLECTIVIDAD.....	35
FIGURA 33 VENTANA DE DISEÑO DE LA ONDÍCULA	35
FIGURA 34 SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	36
FIGURA 35 VISUALIZACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS.....	36
FIGURA 36 UBICACIÓN DEL POZO BOR 17.....	37
FIGURA 37 TRAZAS CORRELACIONADAS DEL TVS (BOR 17).....	38
TABLA 1 NIVELES DE ADQUISICIÓN (BOR 17)	38
FIGURA 38 GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN (BOR 17).....	39
FIGURA 39 APILADO FINAL (BOR 17).....	40
FIGURA 40 CURVA TIEMPO-PROFUNDIDAD.....	41
FIGURA 41 CALIBRACIÓN DE REGISTRO SÓNICO (BOR 17)	42
FIGURA 42 CURVAS DE VELOCIDADES INTERVÁLICA Y PROMEDIO	43
FIGURA 43 CÁLCULO DE LA SERIE DE REFLECTIVIDAD (BOR 17).....	43
FIGURA 44 SISMOGRAMAS SINTÉTICO (BOR 17).....	44
FIGURA 45 CURVA TIEMPO-PROFUNDIDAD ENTREGADA POR LA EMPRESA DE SERVICIO	44
FIGURA 46 DIFERENCIA ENTRE LAS CURVAS TIEMPO-PROFUNDIDAD	45
FIGURA 47 SECCIÓN NO-SE DE LA CUENCA BARINAS-APURE, EN LA CUAL SE MUESTRAN LA ESTRUCTURA, ROCAS Y SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA. SCHLUMBERGER (1997)	51
FIGURA 48 MAPA SÍSMICO ESTRUCTURAL DEL TOPE DE LA FORMACIÓN GOBERNADOR	52
FIGURA 49 MAPA SÍSMICO ESTRUCTURAL DEL TOPE DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA	52
FIGURA 50 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ACTUAL DE LA SUBCUENCA DE BARINAS.	55
Tabla 2 Descripción de los archivos fuentes del programa	57

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN.....	iii
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
EL PROBLEMA	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	2
OBJETIVO GENERAL.....	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
JUSTIFICACIÓN	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO.....	4
SÍSMICA DE POZO.....	4
METODOLOGÍA DE ADQUISICIÓN DE REGISTROS TVS.....	7
SECUENCIA DE PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS TVS.....	8
PERFIL SÓNICO	19
SISMOGRAMA SINTÉTICO	24
CAPÍTULO III.....	26
PROCESOS DETALLADOS DEL PROGRAMA	26
VISUALIZACIÓN DE LA SÍSMICA.....	27
ASIGNACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN.....	28

EDICIÓN Y APILADO POR NIVEL	29
SELECCIÓN DE LAS PRIMERAS LLEGADAS.....	30
FILTRADO.....	31
CALIBRACIÓN DE REGISTRO SÓNICO.....	32
SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	34
CAPÍTULO IV	37
PROCESAMIENTO DEL REGISTRO TVS DEL POZO BOR 17	37
VISUALIZACIÓN.....	37
GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN.....	38
EDICIÓN Y APILADO.....	40
SELECCIÓN PRIMERAS LLEGADAS.....	41
CALIBRACIÓN DEL SÓNICO.....	42
SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	43
RESULTADOS ENTREGADOS POR LA COMPAÑÍA DE SERVICIOS	44
CAPÍTULO V.....	46
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	46
REFERENCIAS	47
APÉNDICE A	49
MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA EN QUE SE ENCUENTRA EL POZO EN ESTUDIO	49
MARCO GEOLÓGICO.....	50
RASGOS ESTRUCTURALES.....	51
ESTRATIGRAFÍA	53
APÉNDICE B	56
DESCRIPCIÓN DETALLADA POR MÓDULO DEL PROGRAMA	56
ANEXO A	64

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de este trabajo es el desarrollo de un programa de computación en Delphi 7 (Object Pascal) para el procesamiento de tiros de verificación sísmica, y su validación mediante el procesamiento de un registro TVS y su comparación con el mismo procesado por una empresa de servicios especializada.

Puesto que PDVSA requiere realizar un riguroso control de calidad sobre los resultados entregados por las empresas que realicen la adquisición y posterior procesamiento de los datos, es necesario contar con un programa propio que permita realizar dicho control.

Los registros sísmicos ajustados por los tiros de verificación sísmica son la base para generar los sismogramas sintéticos, los cuales son de vital importancia para calibrar la información de pozo con la información sísmica.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la prospección geofísica de hidrocarburos uno de los principales problemas a resolver es la calibración de la sísmica de superficie con la información de pozo, esto se puede hacer mediante los tiros de verificación sísmica (TVS).

A partir de los tiros de verificación sísmica es posible obtener una curva tiempo-profundidad, que posteriormente es usada para transformar la escala en tiempo a profundidad, y calcular los registros de velocidad interválica y promedio.

Debido a que el procesamiento de los datos es realizado por la misma empresa de servicios que ejecuta la adquisición, resulta muy importante poder realizar un extensivo control de calidad sobre los resultados entregados.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

OBJETIVO GENERAL

Diseño e implementación de un programa para el procesamiento de tiros de verificación sísmica en Delphi 7 (Object Pascal), que permita realizar un control de calidad de los datos entregados por las empresas que realicen la adquisición y posterior procesamiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar una aplicación para el procesamiento de los tiros de verificación sísmica.
- Procesar un TVS haciendo uso de la aplicación desarrollada.

- Comparar los resultados obtenidos con los entregados por una empresa de servicios.

JUSTIFICACIÓN

La sísmica de pozo es una técnica para obtener una relación clara entre los eventos sísmicos y geológicos. Una de las labores habituales que realiza un intérprete sísmico es la calibración de la información de pozo con la información sísmica. Para realizar esta calibración es necesario ajustar los registros sónicos a la información sísmica, para ello se hace uso de los tiros de verificación sísmica.

Puesto que en la actualidad la empresa PDVSA no posee un programa propio con la capacidad de hacer control de calidad y reprocesar los resultados entregados por las empresas de servicios especializadas que realizan la adquisición y procesamiento de los tiros de verificación sísmica, resulta necesario el desarrollo de una aplicación con la capacidad de realizar dicha labor.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

SÍSMICA DE POZO

La exploración sísmica de hidrocarburos consiste básicamente en la adquisición y análisis de eventos sísmicos generados intencionalmente. El dispositivo emisor-receptor que es utilizado con este objetivo se encuentra sobre ó próximo a la superficie. Sin embargo en 1917, poco antes de realizarse las primeras pruebas de reflexión, hizo aparición una técnica para detectar cuerpos minerales mediante un dispositivo diferente, con la fuente y los receptores acústicos sumergidos en un pozo. Este método puede ser considerado como el primer antecedente de la “sísmica de pozo”, (Hardage, 1983); pero el uso de pozos profundos con propósitos sísmicos tuvo lugar, medio siglo más tarde.

Desde entonces, esta técnica ha llamado la atención de las compañías petroleras más allá del interés primario de obtener la velocidad de propagación de las ondas generadas en superficie. La técnica de sísmica de pozo más ampliamente utilizada es el perfil sísmico vertical (Vertical Seismic Profile, VSP). Según Schlumberger (1985) esta técnica consiste en la grabación simultánea de los campos de onda ascendente y descendente.

Dependiendo de la geometría de adquisición existen diversos tipos de VSP, entre los cuales se encuentran:

- VSP cero offset, este consiste en colocar la fuente lo más cercano posible al cabezal del pozo, como se muestra en la figura 1.
- VSP offset lejano, en la adquisición de este tipo de registro la fuente se coloca alejado del cabezal del pozo, como se aprecia en la figura 1.

- VSP walkabove, en este tipo de geometría la fuente se mueve sobre el terreno de manera que la incidencia de rayos sobre los receptores sea vertical, figura 1.
- VSP walkaway, la fuente sísmica alejándose de forma radial respecto al cabezal del pozo, figura 1.

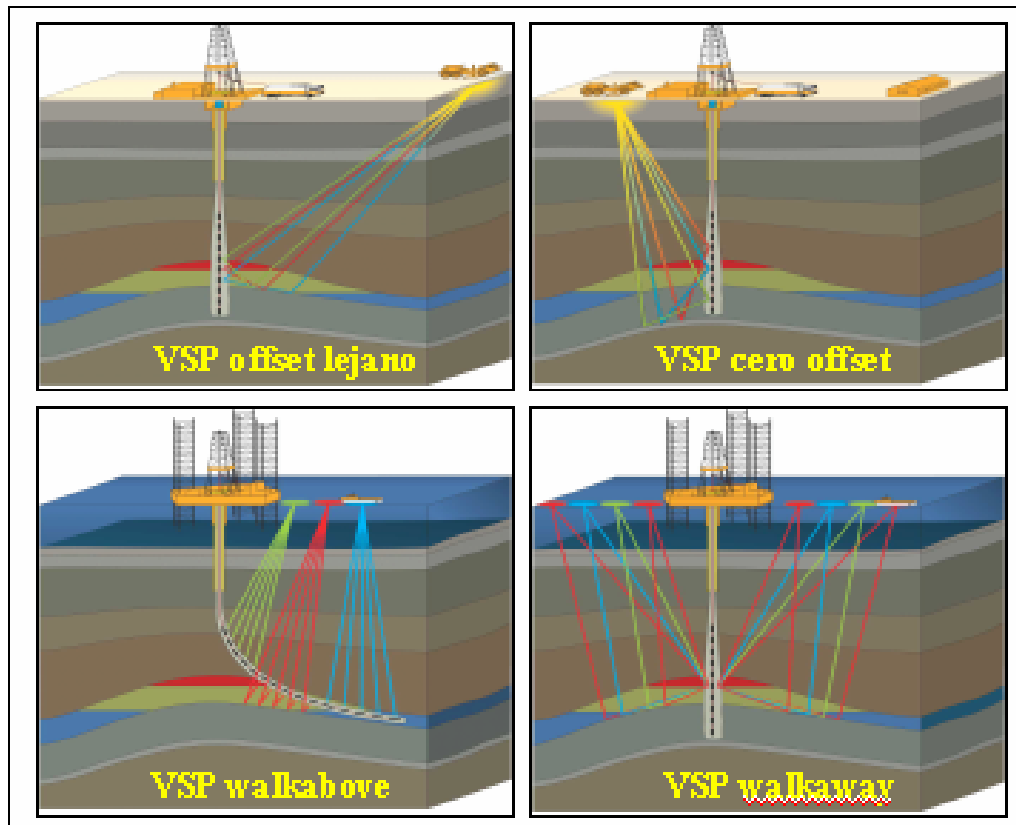


Figura 1 Tipos de VSP, según su geometría de adquisición

Los tiros de verificación sísmica pueden ser definidos como VSP cero offset con menor cantidad de niveles de grabación y mayor separación vertical entre los receptores, en otras palabras, VSP cero offset simplificados en adquisición y procesamiento. Según Acuña (1999), los tiros de verificación sísmica (TVS) son una técnica que emplea una fuente de onda compresional (vibrador, cañón de aire, dinamita, etc.) colocada en la superficie y varias estaciones receptoras a diferentes profundidades. Esta técnica es conocida por diferentes nombres: perfil de referencia

sísmica (WST), tiros de verificación sísmica (TVS o “checkshot”) ó registros de velocidad.

Esta técnica de pozo ofrece varias posibilidades de aplicación entre las cuales se pueden mencionar:

- Obtener la relación tiempo-profundidad en un pozo. Este es un paso intermedio al calibrar el perfil sísmico y poder posteriormente obtener de forma continua la relación, siendo necesario considerar los siguientes aspectos:
 - a) Desviación del pozo.
 - b) Nivel de referencia desde la cual se van a tomar los datos.
- Los tiros de verificación sísmica sirven de apoyo para determinar los parámetros a usar en el procesamiento y calibración de la sísmica de superficie, puesto que entregan curvas de velocidades interválicas y promedios útiles en el análisis de velocidades.
- Los tiros de verificación sísmica corregidos (tiempo verticalizados) permiten ajustar el registro sísmico del pozo, para posteriormente generar el sismograma sintético (Dupal and Mons, 1981)

Puesto que una de las aplicaciones de la sísmica de pozo es hacer el amarre de la sísmica de superficie con los registros, es necesario tomar en consideración las diferencias existentes entre ambos métodos, entre las cuales están:

- En la sísmica de superficie los receptores y la fuente se encuentran sobre o cerca de la superficie, mientras que en la sísmica de pozo la fuente y/o los receptores estén en el pozo, como se muestra en la figura 2.
- Como consecuencia de la diferencia de geometría de adquisición se deduce que el campo de ondas registrado es diferente, esto es, mientras que en la sísmica de superficie únicamente se graban ondas ascendentes, en la sísmica de pozo se detectan ondas ascendentes y descendentes, como se muestra en la figura 2.

- En la sismica de superficie el trayecto de la onda sísmica hasta un reflector es por lo menos el doble de la profundidad a la que éste se encuentra. Mientras que en la sismica de pozo, el recorrido es sólo la mitad, consiguiéndose una menor pérdida de energía y por ello mayor información de los reflectores profundos.

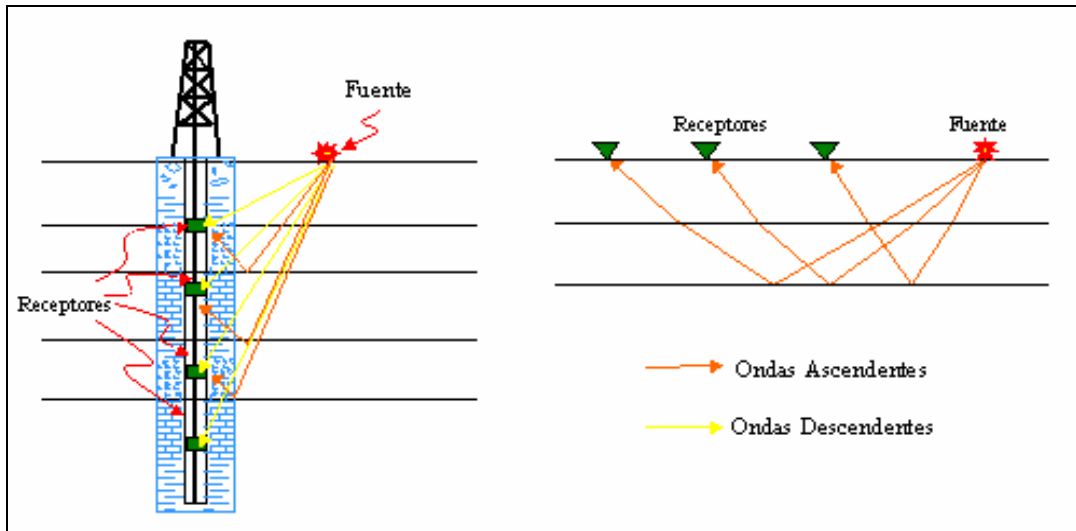


Figura 2 Diferencias entre sismica de pozo y sismica de superficie

- En la propagación de las ondas sísmicas, se encuentra el efecto de las trayectorias múltiples. En la sismica de superficie se presentan mayor cantidad de múltiples debido a que el rayo sísmico viaja por cada capa litológica dos veces, mientras que en la sismica de pozo, los múltiples son menos complejos, ya que el rayo viaja prácticamente una sola vez por cada capa.

METODOLOGÍA DE ADQUISICIÓN DE REGISTROS TVS

Una fuente sísmica ubicada a cierta distancia del pozo en la superficie, genera una señal que es recibida por los geófonos colocados dentro del pozo. De esta forma, el tiempo transcurrido desde el disparo hasta la recepción, es el tiempo sísmico para la profundidad a la que se encuentra el receptor, figura 3.

Para comenzar la adquisición se escogen unos pocos niveles de verificación que son tomados con la herramienta en descenso, entre los cuales deben estar el nivel

más somero, el nivel del mar y el más profundo. En cada nivel de medición se acopla la herramienta a la pared del pozo y se realizan varios disparos en superficie, luego se ubica la herramienta otro nivel y se repite la operación.

Cada vez que se realiza un disparo sísmico, la estación recibe un pulso de viaje directo desde la fuente. Este va a ser el primer pulso recibido y su tiempo de viaje es de gran importancia ya que luego de ser verticalizado es el tiempo sísmico sencillo para cada profundidad.

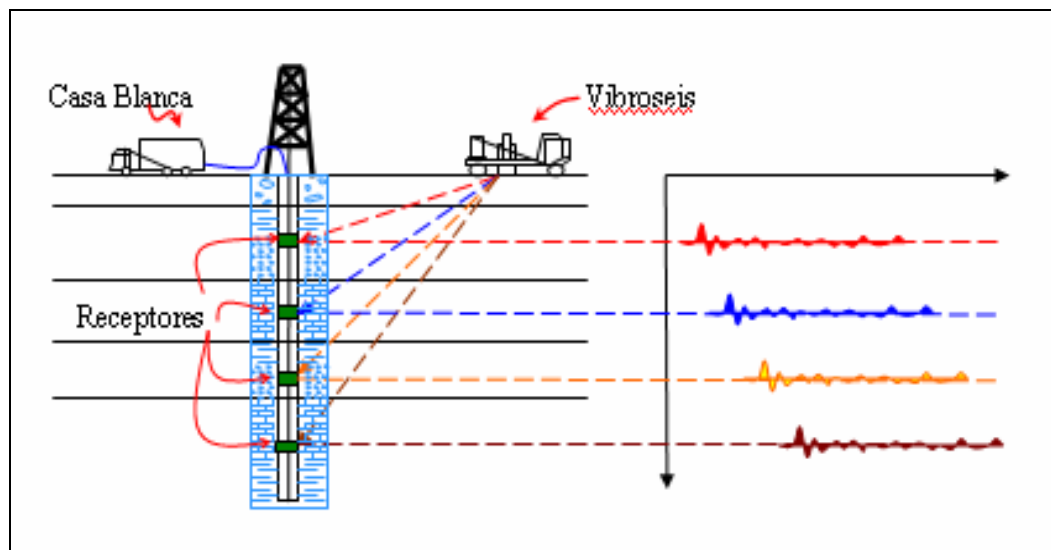


Figura 3 Metodología de adquisición de un TVS

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS TVS

A continuación se presenta la descripción de cada uno de los pasos a seguir en el procesamiento de los tiros de verificación sísmica:

- Lectura de los datos de campo: los datos con los cuales se debe contar para realizar el procesamiento son: el archivo en formato SEG-Y con la información de las

trazas, reporte de adquisición y los registros sónico, densidad y gamma ray. En el reporte de adquisición es importante verificar que contenga:

- a. Nombre del pozo.
 - b. Ubicación geográfica del pozo.
 - c. Especificaciones del vibrador: rango de frecuencias, tipo de barrido, duración, elevación y la separación horizontal respecto al cabezal del pozo.
 - d. Intervalo de muestreo.
 - e. Elevación del nivel de terreno (NT)
 - f. Elevación del nivel de referencia al cual están medidas las profundidades de los receptores, bien sea el kelly bushing (KB) ó la mesa rotatoria (RT)
 - g. Profundidad máxima del pozo.
 - h. Corrección estática.
 - i. Número de niveles o estaciones adquiridos.
- Correlación con el barrido: de acuerdo con Leskinen (1975) las señales generadas por el método vibroseis no son pulsos cortos sino barridos de 7 s o más, cada reflexión tiene la misma longitud que el barrido de entrada, por lo que las diferentes reflexiones se superponen resultando indiferenciables unas de otras. Para que estas trazas puedan ser útiles es necesario comprimir las reflexiones en ondículas de corta duración, esto se logra a través de su correlación con el barrido de entrada. En un registro vibroseis, cada reflexión ha sido “comprimido” a una ondícula, de esta forma se obtiene un registro muy similar al que resultaría con una fuente impulsiva, figura 4.

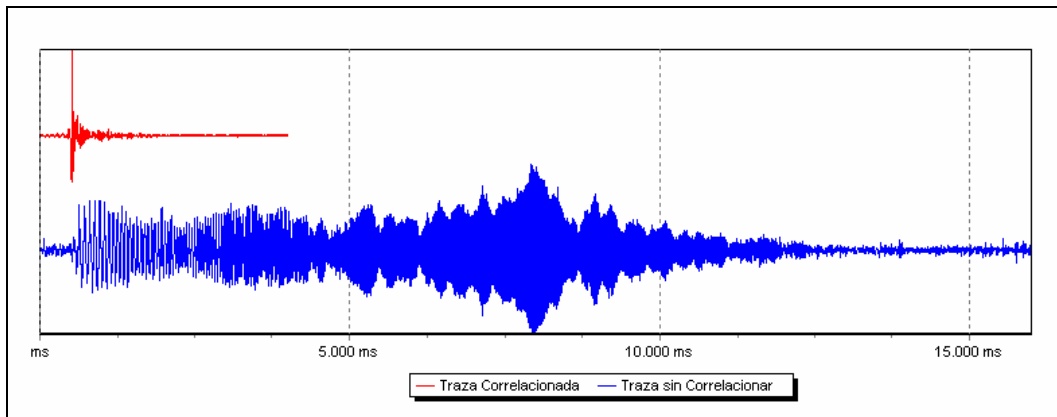


Figura 4 Correlación de una traza con el barrido vibroseis

La máxima longitud de traza correlacionada es igual a la longitud grabada menos la longitud del barrido. La correlación se puede realizar de dos maneras, generando un operador especificando la longitud del barrido y el rango de frecuencia usado en campo, o se puede usar el barrido grabado en campo, esto último es lo más común durante el procesamiento.

- Descripción de la geometría: se le asigna la geometría de adquisición a las trazas sísmicas, para esto es necesario conocer todos los rasgos geométricos del pozo: profundidades de los niveles receptores, separación horizontal fuente-receptor, elevación del terreno, ubicación espacial de la fuente y de los receptores, etc, figura 5.

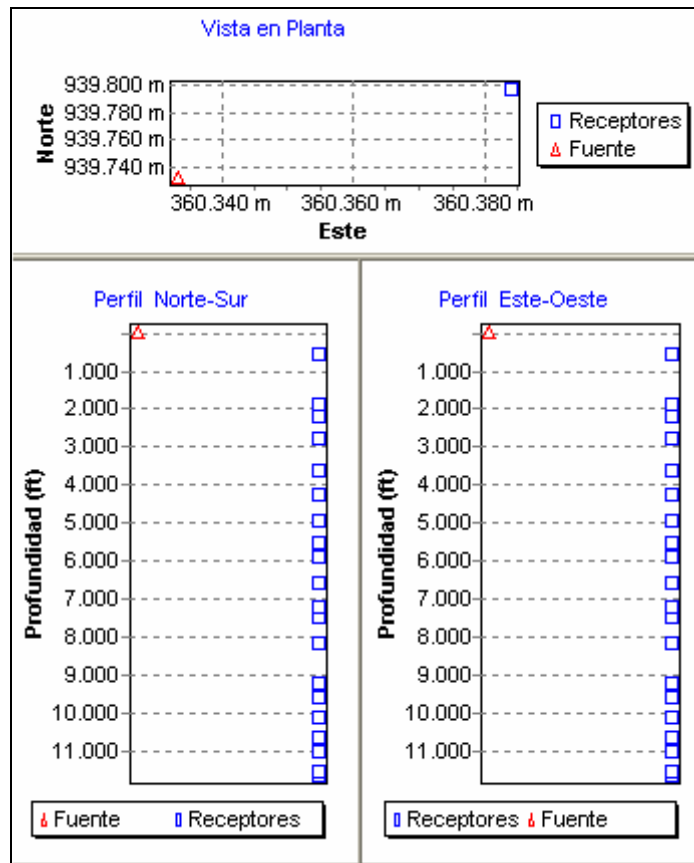


Figura 5 Geometría de adquisición

- Edición y apilado por nivel: de acuerdo con Myung (1983), las fuentes de energía superficiales son notoriamente débiles, lo que hace necesario realizar varios disparos para cada posición de grabación. Si el ruido presente en la grabación es incoherente la relación señal-ruido se incrementa aproximadamente en \sqrt{N} , donde N es el número total de disparos apilados. Según Lindseth (1978) el apilado por nivel resulta importante en ambientes ruidosos; sin embargo, cuando este proceso es realizado es necesario asegurar que los tiempos iniciales de grabado estén perfectamente alineados, puesto que un error de 0.01 s resultaría en la cancelación de la componente de 50 Hz del barrido, figura 6.

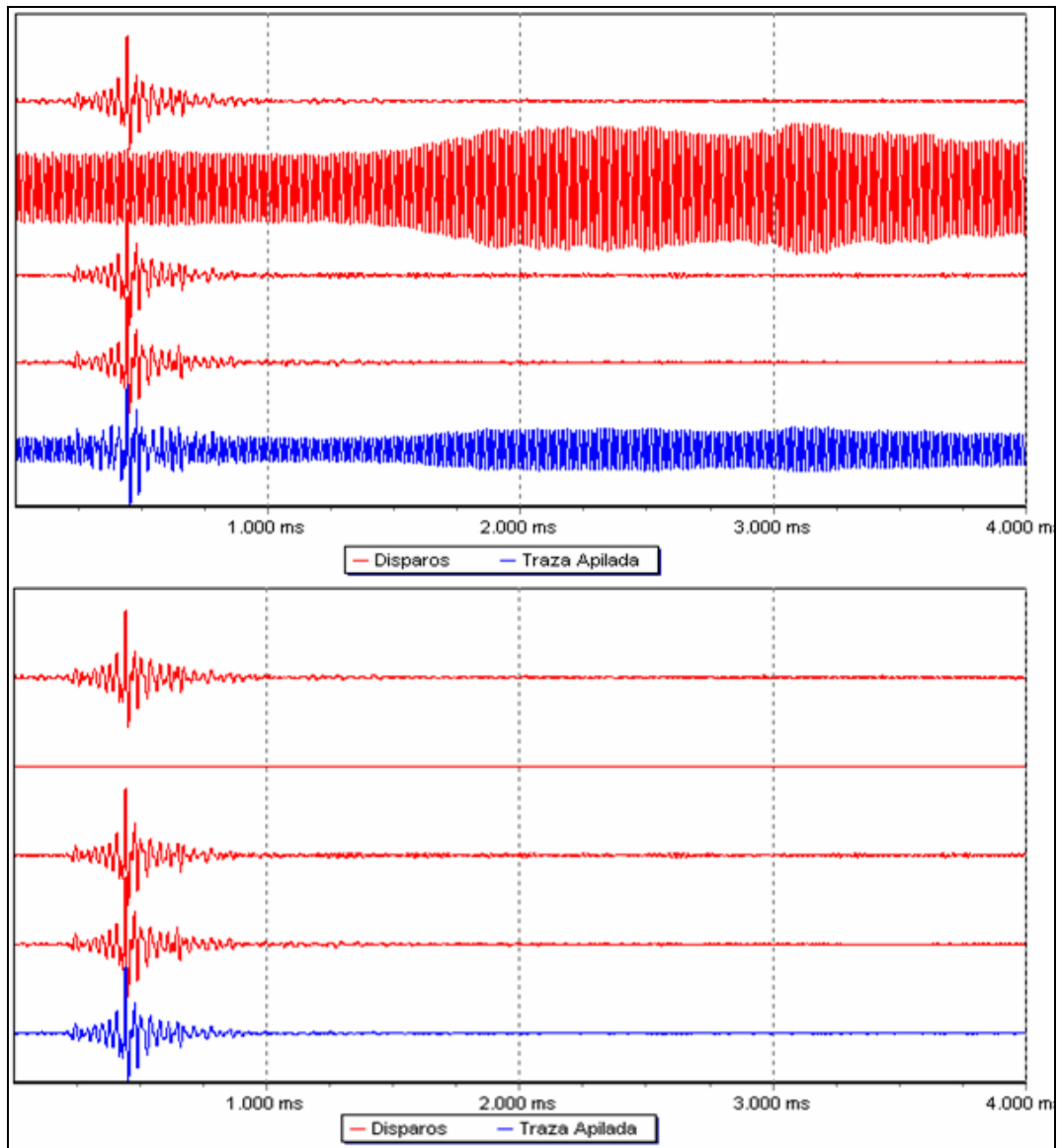


Figura 6 Edición y apilado por nivel

- Filtrado: según Lindseth (1978), en buenas condiciones el proceso de correlación actúa como un filtro pasabanda, eliminando todas las frecuencias fuera del barrido. El relativamente estrecho ancho de banda usado en el barrido permite preservar de buena manera los contenidos de frecuencias de interés.
- Selección de primeras llegadas: el tiempo de reflexión para ondículas vibroseis es seleccionado en el centro de la misma, mientras que para ondículas de

fase mínima (dinamita y cañón de aire) es tomado al comienzo (primer quiebre) de la ondícula, (Lindseth, 1978).

Esto se hace para cada una de los niveles de medición hasta obtener la curva tiempo-profundidad, figura 7.

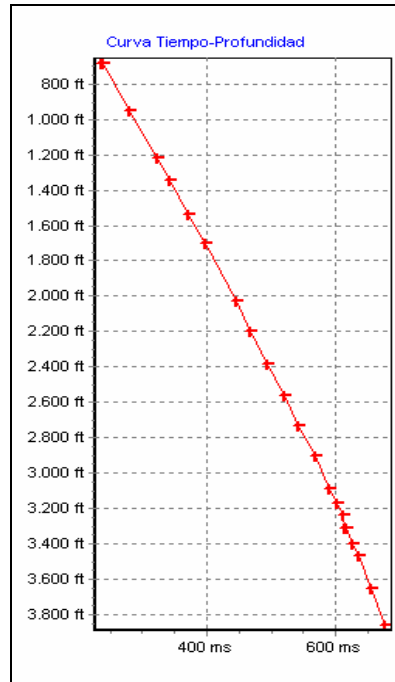


Figura 7 Gráfico tiempo-profundidad

- Correcciones: es importante considerar que durante la adquisición de un registro TVS, los tiempos de tránsito medidos no son tomados en la dirección del pozo, ya que existe una separación horizontal entre la fuente sísmica y el cabezal del pozo, lo cual hace necesario su corrección. Generalmente esto se hace con el método de los cosenos, el cual consiste en calcular la proyección vertical del tiempo de tránsito. En la figura 8 se muestran los elementos geométricos a tomar en cuenta para la verticalización.

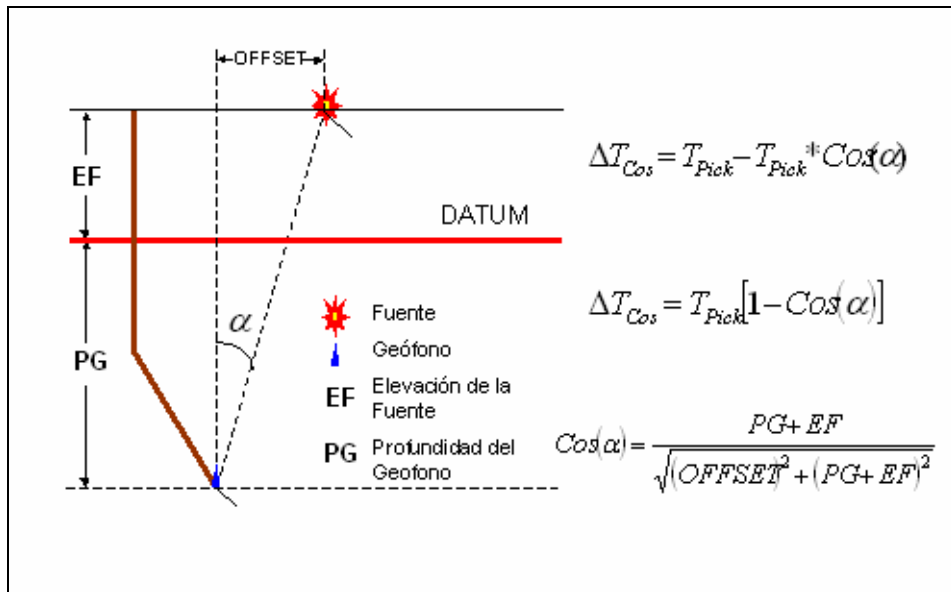


Figura 8 Verticalización de los tiempos de tránsito

Luego de realizada la verticalización de los tiempos se debe calcular la corrección estática, la cual consiste en suprimir el efecto de la capa suprayacente al nivel de medición más somero, para esto se debe contar con un estimado de la velocidad promedio de la capa a ser suprimida, figura 9.

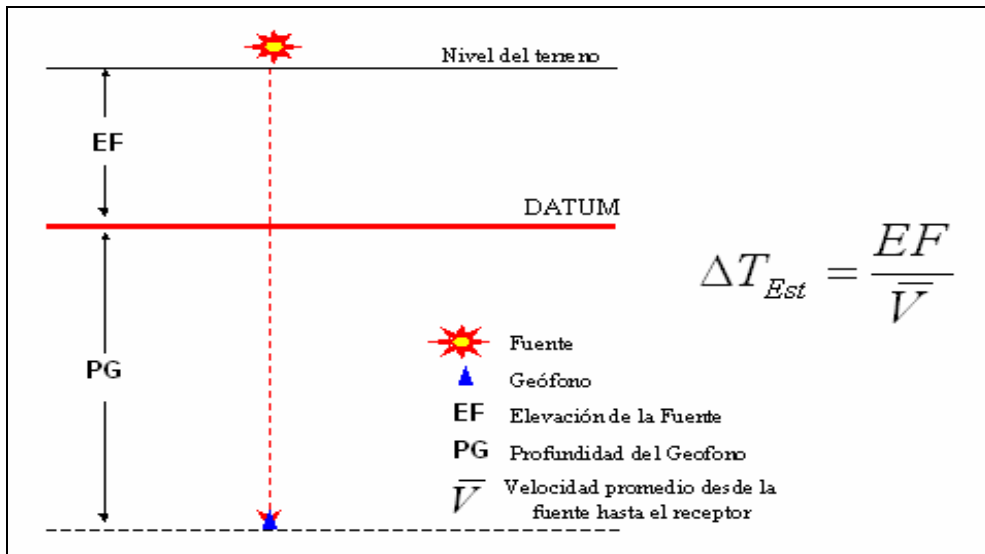


Figura 9 Corrección estática

- Calibración de registro acústico: de acuerdo con Acuña (1990), los datos obtenidos por el perfilaje sónico del pozo no son perfectamente representativos de

una formación virgen. Cerca del pozo encontramos: formaciones invadidas por el lodo de perforación, zonas alteradas, arenas gasíferas y zonas de dispersión.

La corrección de los datos se realiza por la comparación de los tiempos de tránsito entre dos puntos en profundidad, obtenidos por dos métodos diferentes (sísmica de pozo (VSP ó TVS) y el perfilaje sísmico). Aunque esto sólo puede ser hecho si las condiciones de propagación de onda son relativamente similares, esto es, el mismo tipo de onda en la misma sección geológica a través del mismo recorrido. Entonces, las comparaciones pueden hacerse entre los tiempos verticalizados de la sísmica de pozo (y referenciados usualmente a un datum plano: nivel medio del mar) y los tiempos de tránsito integrado, los cuales han sido corregidos a incidencia vertical y por desvío del pozo respecto a la vertical.

La calibración del registro sísmico a la sísmica consiste en minimizar las diferencias en los tiempos de tránsito del sísmico respecto al TVS. Para obtener el tiempo integrado (**TTI**) para cada profundidad del registro sísmico, usando un mismo nivel de referencia, es necesario:

1. Sumar un valor constante en tiempo (T_0) que corresponde al tiempo de tránsito desde el nivel de referencia común hasta la profundidad inicial del registro sísmico.
2. Convertir los tiempos a una escala vertical en caso de un pozo desviado (de igual manera para los tiempos del TVS).

Los tiempos integrados **TTI** calculados de esta manera son directamente comparables con los tiempos verticales del TVS **TVC**. Los valores correspondientes a la diferencia entre **TTI** y **TVC**, forman la curva de “deriva” **D** expresada como función de la profundidad, que luego será utilizada para ajustar el perfil acústico.

Los valores de **D** obtenidos pueden ser localmente positivos o negativos. Una deriva positiva suele ocurrir cuando las diferencias tienden a incrementarse con la profundidad, mientras que valores negativos se refieren a decrementos en las diferencias. El ajuste del perfil sísmico consiste en la redistribución progresiva de los

incrementos y decrementos en tiempo en los intervalos delimitados por los puntos de atadura.

Para ajuste lineal, los cambios de pendientes en la curva de deriva son más apreciables en las interfases entre formaciones (variaciones visibles en perfiles acústico, densidad u otro que indiquen un cambio de carácter litológico o en el contenido de fluido). Estos puntos de quiebre son llamados “codos” o puntos de atadura. El proceso se detalla en las figuras 10, 11 y 12.

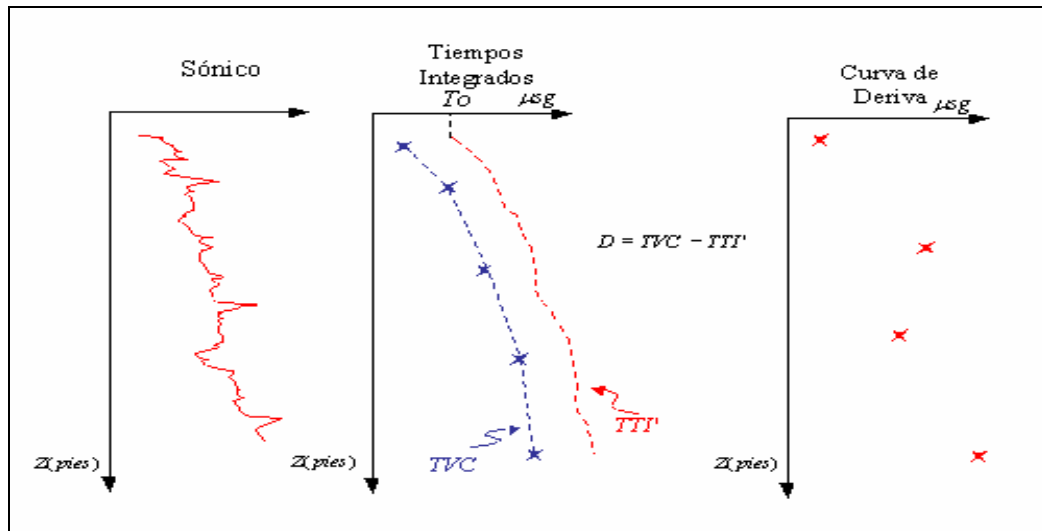


Figura 10 Cálculo de la curva de deriva

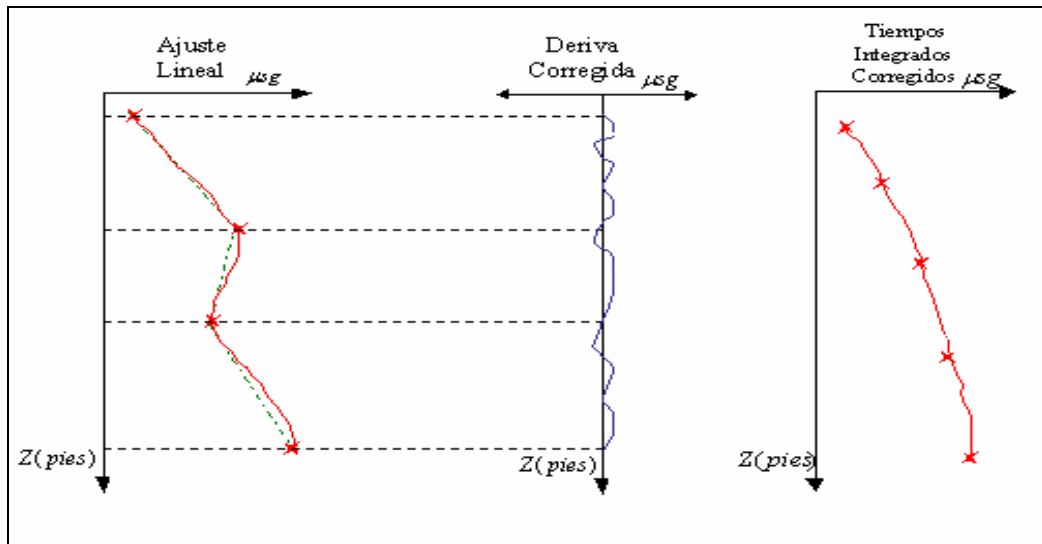


Figura 11 Ajuste lineal del sónico integrado

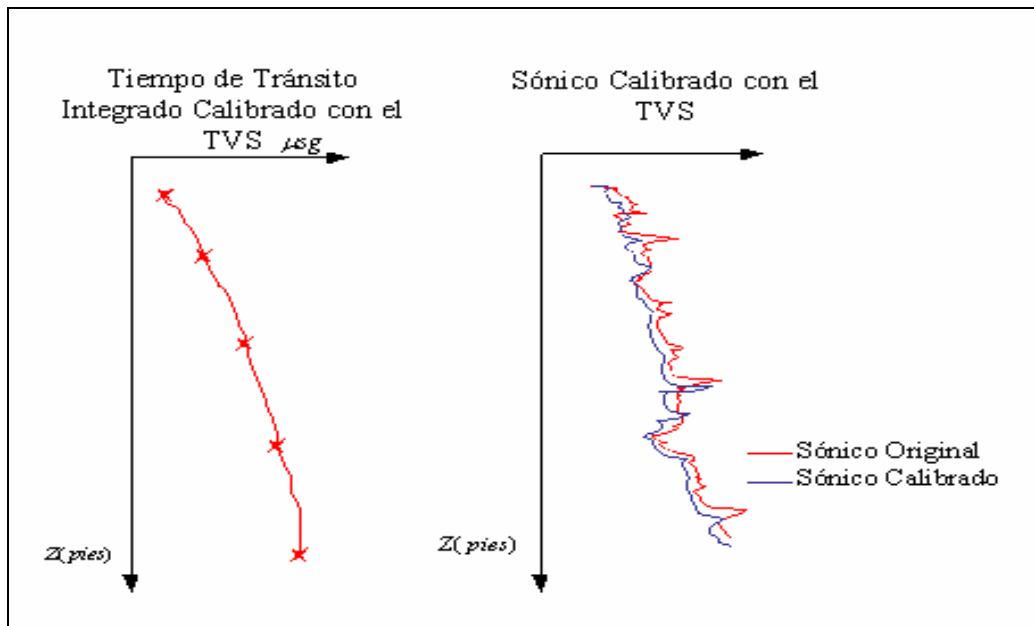


Figura 12 Registros sónicos original y calibrado

- Generación de la curva tiempo-profundidad: una de las aplicaciones más importantes del registro sónico es obtener una ley de velocidades en el pozo, esto se realiza a través de la integración de los tiempos de tránsito medidos por el sónico, la cual se calcula como la sumatoria continua de cada tiempo de tránsito, como entrada a este proceso se debe tomar el registro sónico previamente calibrado a los tiempos de TVS, figura 13:

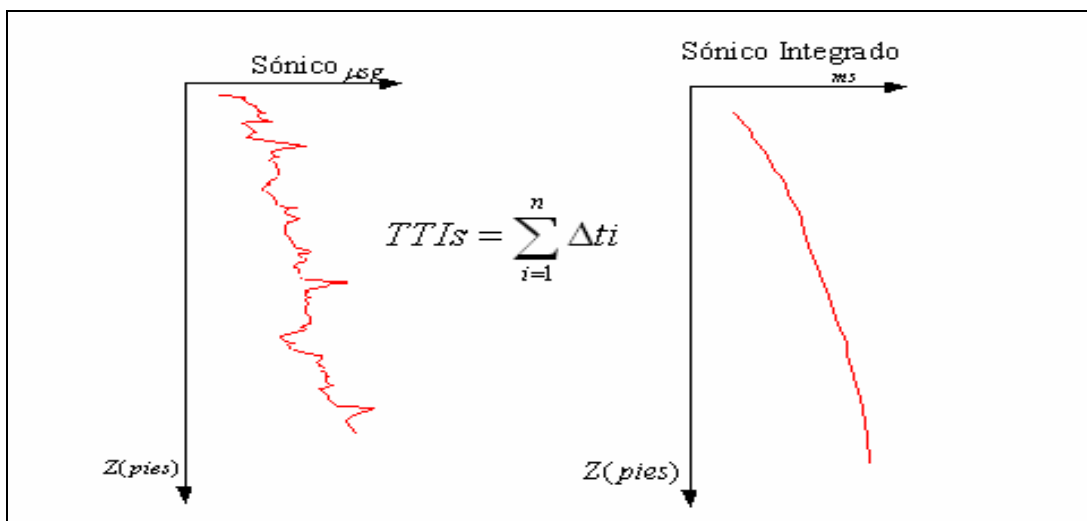


Figura 13 Integración del registro sónico

- Cálculo de velocidades: : a partir de la curva tiempo-profundidad generada con el TVS, es posible calcular los registros de velocidad interváltica y promedio, figura 14:

$$V_{PROMEDIO} = \frac{\sum_{i=1}^N V_i \Delta T_i}{\sum_{i=1}^N \Delta T_i} \quad V_{INTERVALICA} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{\Delta T_{i+1} - \Delta T_i}$$

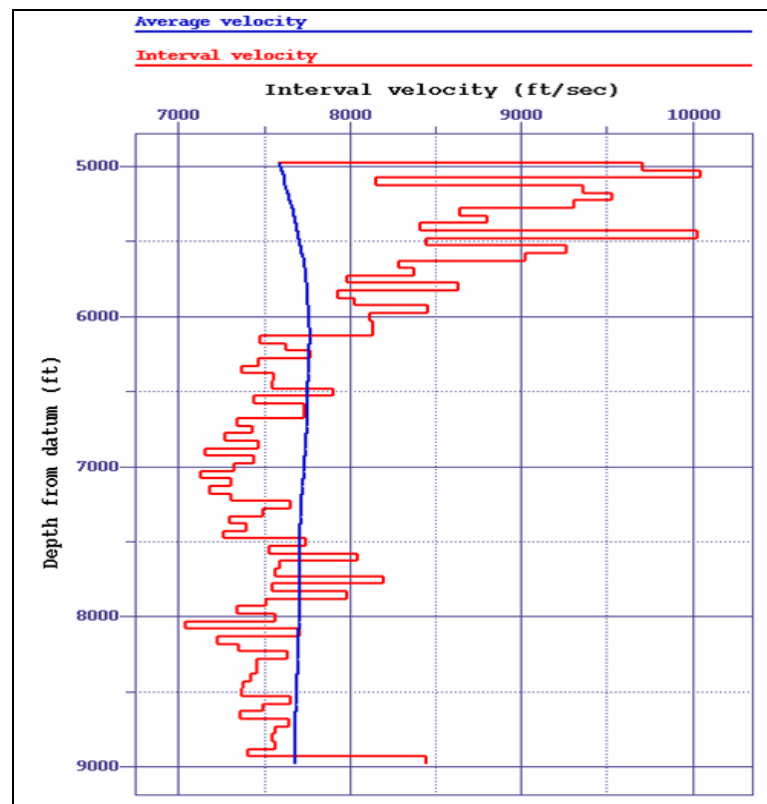


Figura 14 Curvas de velocidad interváltica y promedio

- Cálculo del sismograma sintético: para realizar el cálculo del sismograma sintético es necesario contar con los registros de densidad y velocidad interváltica escalados en tiempo, con estos se calcula la serie de reflectividad, figura 15.

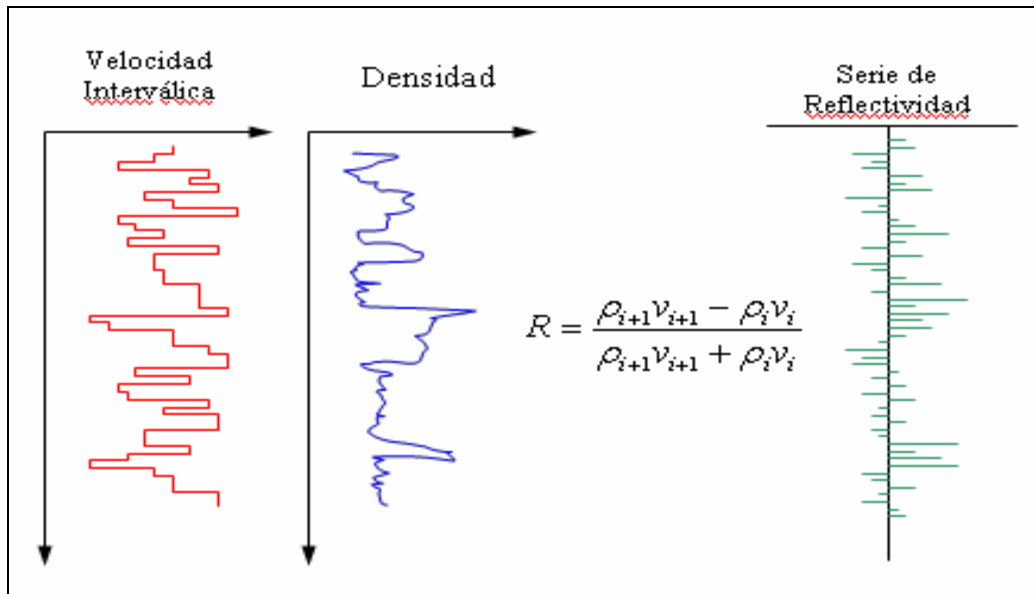


Figura 15 Cálculo de la serie de reflectividad

Posteriormente es convolucionada con una ondícula teórica que represente la fuente sísmica, figura 16.

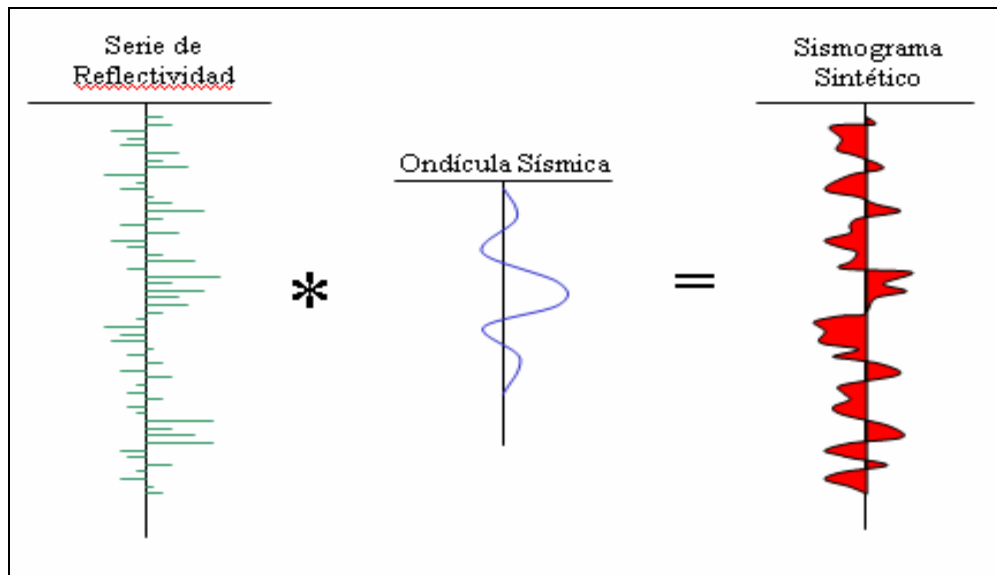


Figura 16 Proceso de convolución

Este flujo completo del proceso se explica en la figura 17.

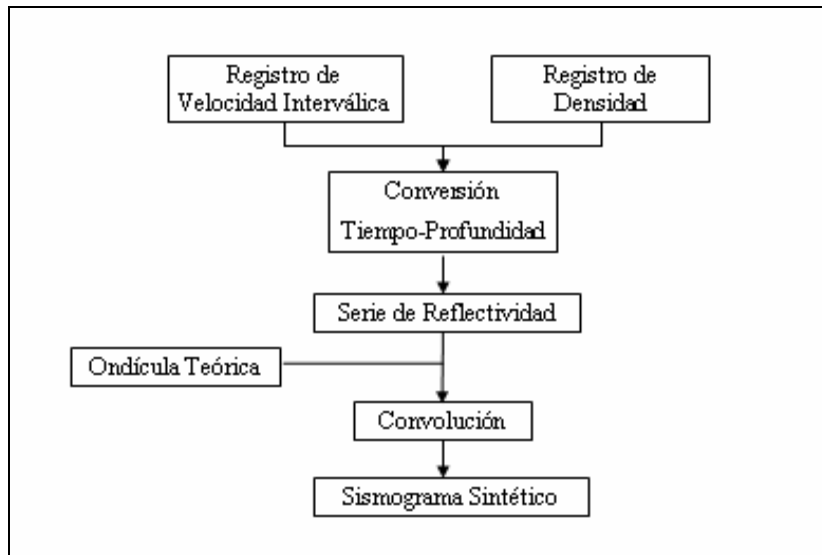


Figura 17 Diagrama de flujo del cálculo del sismograma sintético. Modificado de Acuña, 1990

PERFIL SÓNICO

El perfilaje sónico es ampliamente utilizado para determinar la velocidad de propagación de ondas compresionales, aunque más recientemente se utilizan técnicas en las cuales son grabados todos los campos de onda con la finalidad de estudiar otros tipos de ondas y obtener información litológica.

La herramienta sónica mide la velocidad del sonido en las formaciones penetradas por el pozo, la herramienta consta de dos transmisores y dos receptores colocados en dos tipos de sondas: de espaciamiento corto (de 3 a 5 pies) y de espaciamiento largo (de 8 a 12 pies). Cuando un pulso de corriente es aplicado al transmisor, este genera un pulso de presión corto y oscilatorio a una frecuencia de alrededor de 25 KHz .

Esto inicia la aparición de dos tipos de ondas:

1. Corpóreas:

- Ondas compresionales, también llamadas ondas P o longitudinales, las cuales son más rápidas que las S.
- Ondas de cizalla, también llamadas ondas S o transversales, las cuales sólo se generan en formaciones si son más rápidas en la formación que las compresionales en el lodo de perforación, y se relacionan con las P según el módulo de Poisson.

2. Ondas superficiales:

- Ondas pseudo-Rayleigh, son ondas cónicas dispersivas, es decir, su fase y velocidad de grupo se comportan de forma diferente dependiendo de su frecuencia.
- Ondas Stoneley, este tipo son de carácter dispersivo. A bajas frecuencias son análogas a las ondas de tubo que se presentan en los VSP.

3. Ondas de fluido: estas ondas son dispersivas pero en menor medida que las superficiales, y se propagan a través del fluido que se encuentran entre la herramienta de detección y la pared del pozo.

El resultado es desplegado en un registro como tiempo de tránsito en la formación, en microsegundo/pie ($\mu s/ft$), siendo este el tiempo requerido por una onda compresional para recorrer un pie de formación. La precisión de la técnica es aproximadamente $0.25 \mu s/ft$. El principio de medición se ilustra en la figura 18.

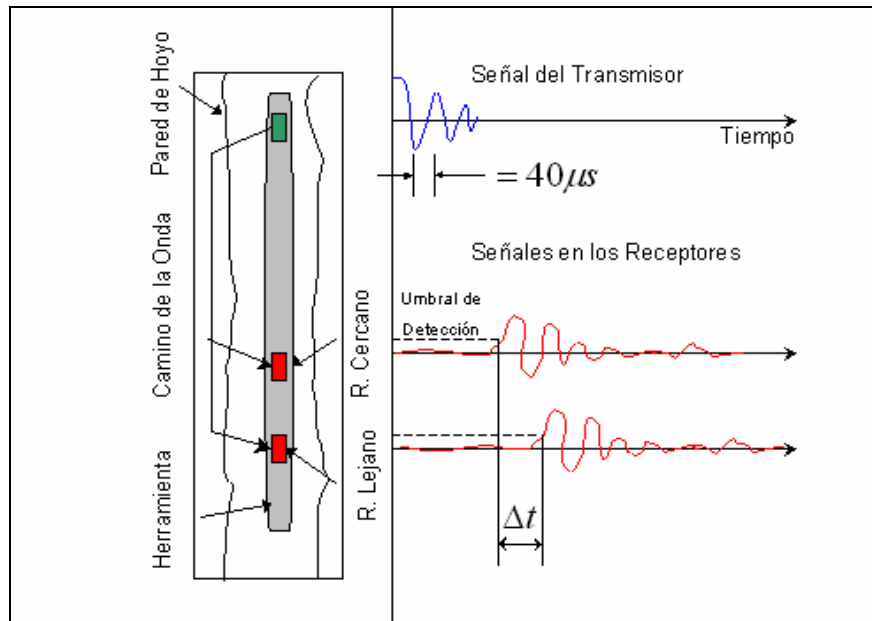


Figura 18 Principio de medición de la herramienta sónica

Los tiempos de tránsito de ondas compresionales varían desde $40 \mu s/ft$, en formaciones duras, hasta $150 \mu s/ft$, en rocas blandas. La forma más usada de presentar el registro sónico, es como una función de la profundidad, es decir, Δt versus la profundidad.

Esta técnica de pozo ofrece varias posibilidades de aplicación entre las cuales se pueden mencionar:

- Determinar la curva tiempo-profundidad mediante la integración de los tiempos de tránsito.
- Correlacionar e identificar el tipo de litología atravesada por el pozo, por medio de la magnitud de la lectura del tiempo de tránsito Δt .
- La combinación de los registros y de densidad produce la impedancia acústica de las formaciones, con el objetivo de generar un registro sintético a lo largo de la línea sísmica y poder verificar el procesamiento e interpretación de la sísmica de superficie (Goetz et al, 1979).
- El perfil sónico junto con otros perfiles de porosidad pueden ser utilizados en la evaluación de arenas arcillosas.

- Predecir la posibilidad de la existencia de rocas con sobrepresión.

Las operaciones del TVS y el perfilaje sísmico no son llevadas a cabo en la misma sección geológica. La comparación de los tiempos entregados por ambas técnicas es hecha mediante el ajuste de los tiempos a una misma trayectoria de propagación (incidencia normal), aunque este no es el único motivo para que los tiempos deban ser corregidos. Las razones porque los tiempos del TVS y del registro sísmico no coinciden completamente son muchas, pero pueden ser agrupadas en las siguientes tres categorías:

1. Sistema de medida de los tiempos: en el caso del TVS, la medida es directa (desde una fuente en superficie, hasta un geófono en pozo). En el perfil sísmico, es calculado mediante la integración de los tiempos de tránsito Δt ; bajo estas condiciones, los errores en Δt son acumulados progresivamente en profundidad.
2. Velocidad de propagación: según Muñoz (1980), el espectro de frecuencia del pulso sísmico está entre los 10 y 100 Hz, mientras que los pulsos transmitidos por la herramienta sísmica están entre los 10 y 30 KHz (efectos de dispersión).

La velocidad de hecho es una función de la frecuencia y también de la atenuación Q del medio atravesado por la onda, esto es:

$$\frac{V(w_1)}{V(w_2)} = 1 + \frac{1}{\pi * Q} \text{Ln} \left(\frac{w_1}{w_2} \right) \text{ donde } w = 2\pi f$$

Para medios poco dispersivo, carbonatos por ejemplo, el error está cerca del 1.5%, para $Q=100$, mientras que en medios dispersivos, el error es cercano al 5% para $Q=30$, lo que muestra que el efecto no debería tener mayor relevancia debido a lo pequeña de estas variaciones de velocidad.

3. Influencia del medio estudiado:
 - Trayectoria de propagación. En los tiros de verificación la onda sísmica es emitida en un punto en (o próximo) la superficie que yace

verticalmente sobre el punto de recepción, mientras que en el perfilaje acústico la onda es propagada a lo largo del eje del pozo.

La conversión de los tiempos sísmicos a tiempos verticales es sólo una aproximación geométrica que supone que la trayectoria de propagación es una línea recta; por ejemplo, en caso de existencia de una capa buzante de mayor velocidad al medio esta suposición produciría errores en los tiempos de tránsito, figura 19.

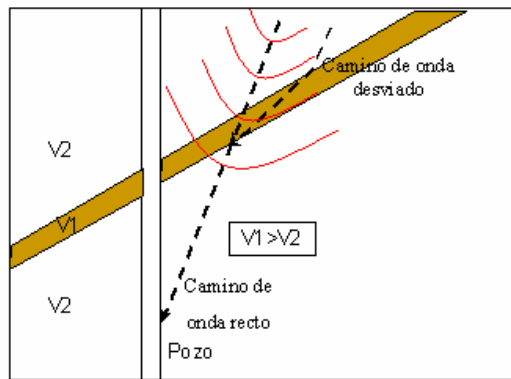


Figura 19 Efecto de la trayectoria de propagación en el registro sísmico

- Sección geológica estudiada. La propagación de las ondas dependen del tipo, compactación y arreglo de los granos en la roca, tamaño y distribución de los poros, en otras palabras, de las características elásticas y del contenido de fluidos. Estos efectos son generalmente imposibles de corregir de manera correcta, puesto que estos afectan tanto los tiempos de tránsito obtenidos por el TVS como por el sísmico, pero de distinta forma de acuerdo con la frecuencia, tamaño de poro y contenido de fluidos.
- Invasión. Las ondas acústicas generadas por la herramienta sísmica viajan a lo largo del pozo mientras que la onda emitida en superficie se propaga principalmente por la zona virgen y atraviesa la zona lavada por el lodo antes de llegar al receptor. Como resultado, existe una diferencia

entre los tiempos de tránsito, la cual depende del contenido y saturación de fluido (lodo de perforación, agua o hidrocarburo), figura 20.

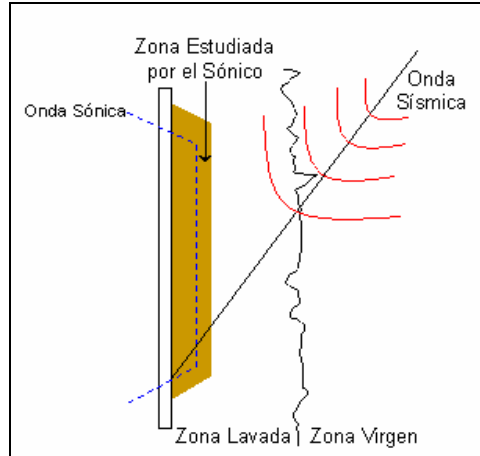


Figura 20 Efecto de invasión en el registro sísmico

SISMOGRAMA SINTÉTICO

El sismograma sintético es un sismograma artificial generado suponiendo una forma de onda viajando a través de un modelo conocido (Sheriff, 2002). Los elementos que se requieren para su cálculo son: la función de coeficientes de reflexión para cada profundidad $R(t)$ y la ondícula sísmica teórica $O(t)$.

Los coeficientes de reflexión $R(t)$ son obtenidos a partir de los registros de velocidad (registro sísmico) y de densidad, según la ecuación:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1}v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1}v_{i+1} + \rho_i v_i}, \text{ donde } \rho \text{ es la densidad y } v \text{ en la velocidad intervállica}$$

Luego mediante la convolución de los coeficientes de reflexión $R(t)$, con la ondícula teórica $O(t)$ seleccionada de acuerdo con el tipo de energía sísmica utilizada se genera el sismograma sintético.

$$SS(t) = R(t) * O(t) = \int_{-\infty}^{\infty} R(\tau)O(t - \tau)dt$$

La implementación de estos cálculos se realizan a través de del teorema de la correlación, el cual establece la relación de la correlación con la transformada de fourier, esto es:

$$\phi_{GH}(f) = g(f) * \bar{h}(f)$$

Según Sheriff (2002), una ondícula sísmica es un pulso que usualmente sólo consiste de unos pocos ciclos en el dominio del tiempo. Las ondículas más usadas con este fin se dividen en dos tipos según su característica de fase:

- Fase cero: la forma de la ondícula en el dominio del tiempo presenta simetría respecto al origen; este el tipo de ondícula es obtenida con camiones vibradores (vibroseys).
- Fase mínima: el espectro de fase es mínimo con respecto a todos los espectros de fase correspondientes al mismo espectro de amplitud. En el dominio del tiempo constituye una función que concentra la energía cerca del tiempo cero; características de las fuentes explosivas.

Entre las aplicaciones más importantes que se pueden mencionar de los sismogramas sintéticos están:

- Identificación y correlación de los eventos sísmicos primarios.
- Correlación de la sísmica de superficie con los registros de pozo.
- Comparación de la amplitud sísmica verdadera del procesamiento del sismograma sintético de los eventos primarios y múltiples, con la amplitud balanceada de la sección sísmica.
- Predicción de condiciones geológicas adversas a la perforación.

CAPÍTULO III

PROCESOS DETALLADOS DEL PROGRAMA

La interfase inicial de la aplicación consta de una ventana principal desde la cual son llamados todos los módulos que conforman el programa, figura 21.

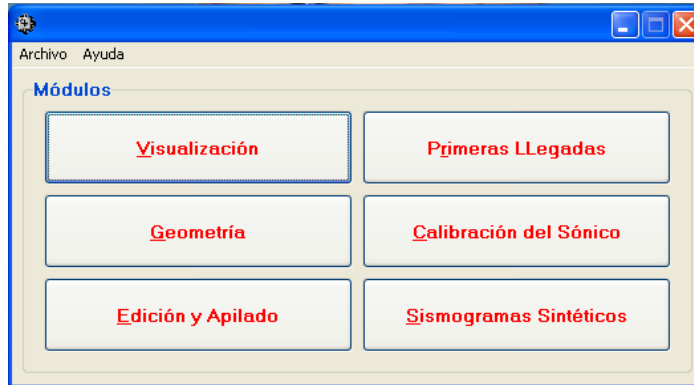
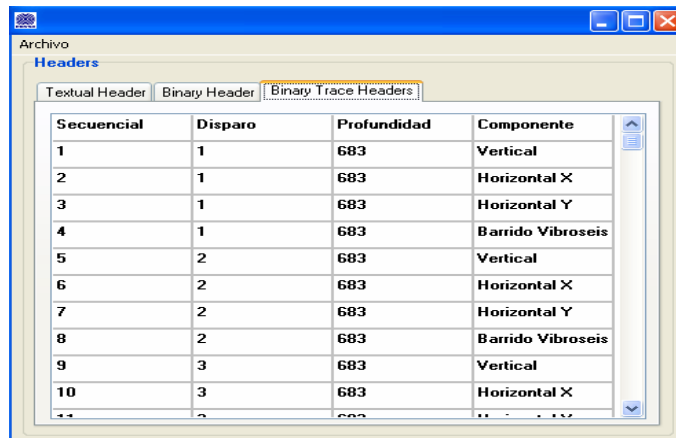


Figura 21 Ventana principal del programa

Desde el menú principal se pueden realizar la lectura de la sísmica, luego de seleccionar el archivo (*.SEGY) se muestra una ventana con un resumen de los datos contenidos en el archivo, en esta se pueden leer los datos que contiene el encabezado textual y binario del archivo y otros detalles de los encabezados binarios de cada traza, figura 22.



The screenshot shows a window titled 'Archivo' with a tabbed interface. The 'Binary Trace Headers' tab is active, displaying a table with the following data:

Secuencial	Disparo	Profundidad	Componente
1	1	683	Vertical
2	1	683	Horizontal X
3	1	683	Horizontal Y
4	1	683	Barrido Vibroseis
5	2	683	Vertical
6	2	683	Horizontal X
7	2	683	Horizontal Y
8	2	683	Barrido Vibroseis
9	3	683	Vertical
10	3	683	Horizontal X

Figura 22 Ventana de lectura de los encabezados binarios de las trazas

El proceso de lectura de la sísmica generará varios archivos en el mismo directorio donde se encuentre el archivo fuente de la sísmica (*.SEY):

- Un archivo índice con el mismo nombre que el archivo de entrada pero con la extensión *.OUT, el cual contiene los valores de intervalo de muestreo, número total de muestras por traza, profundidad del receptor, etc.
- Un subdirectorio que contiene los archivos con las muestras de cada traza en archivos cuyos nombres corresponden al orden consecutivo en el que se encuentran en al archivo origen

VISUALIZACIÓN DE LA SÍSMICA

Como un medio para verificar de manera preliminar los datos leídos se debe usar el módulo de visualización de sísmica, al cual se accede a través del botón con la etiqueta “Visualización” que se encuentra en la ventana principal. Una vez hecho esto la aplicación lanzará una ventana en cuyo menú principal se encuentra un submenú que permite abrir y visualizar ascendente y consecutivo todas las trazas leídas, figura 23.

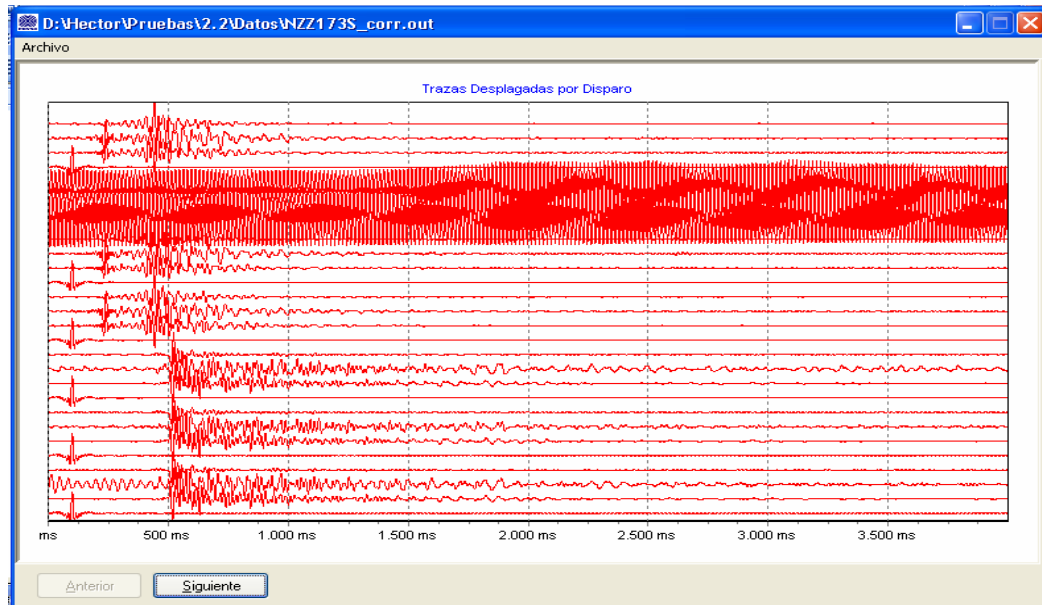


Figura 23 Ventana de visualización de las trazas

ASIGNACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN

En el siguiente módulo se asigna la geometría de adquisición a la información sísmica, a este se accede a través del botón con la etiqueta “Geometría” en la ventana principal. Este módulo requiere la entrada de varios datos:

- Nombre del archivo índice de la sísmica (*.OUT).
- Ubicación geográfica del pozo, es decir, las coordenadas del pozo.
- Separación horizontal fuente-cabezal del pozo (offset).
- Elevación del nivel de referencia del pozo.
- Elevación del terreno.

El resultado de este proceso es un nuevo archivo índice cuyo nombre es igual al de la sísmica pero con la extensión *.GEO, figura 24.

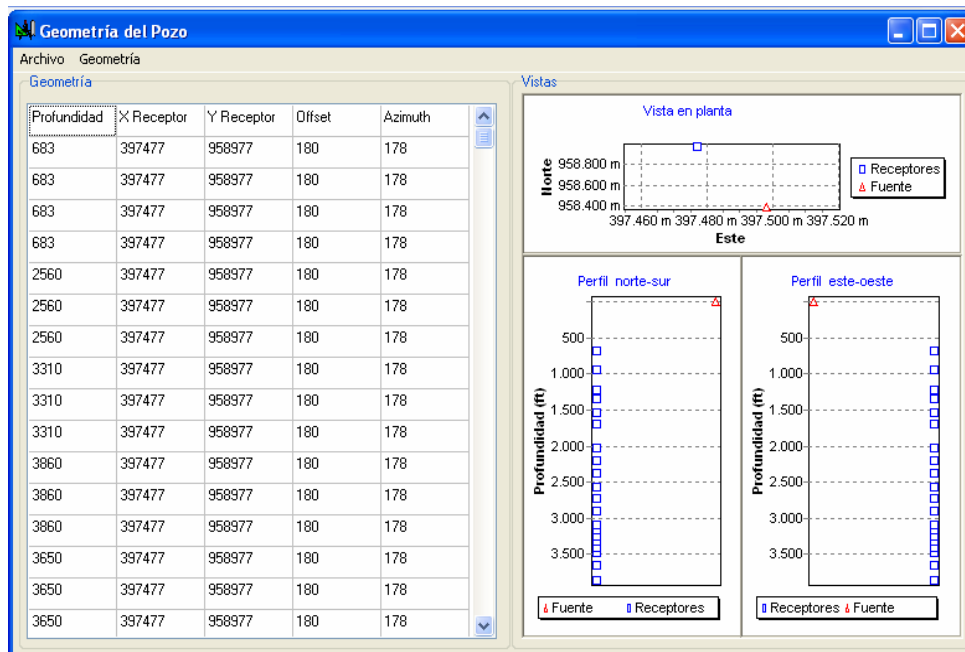


Figura 24 Ventana de asignación de la geometría de adquisición

EDICIÓN Y APILADO POR NIVEL

Para realizar el apilado por profundidad común de disparo se hace uso del módulo “Edición y Apilado”, en éste se abre el archivo de salida generado previamente con la geometría de adquisición (extensión *.GEO). En este módulo se visualizan todos los disparos realizados en cada nivel de medición y la traza apilada resultante, el programa permite eliminar una traza en particular del apilado, figura 25.

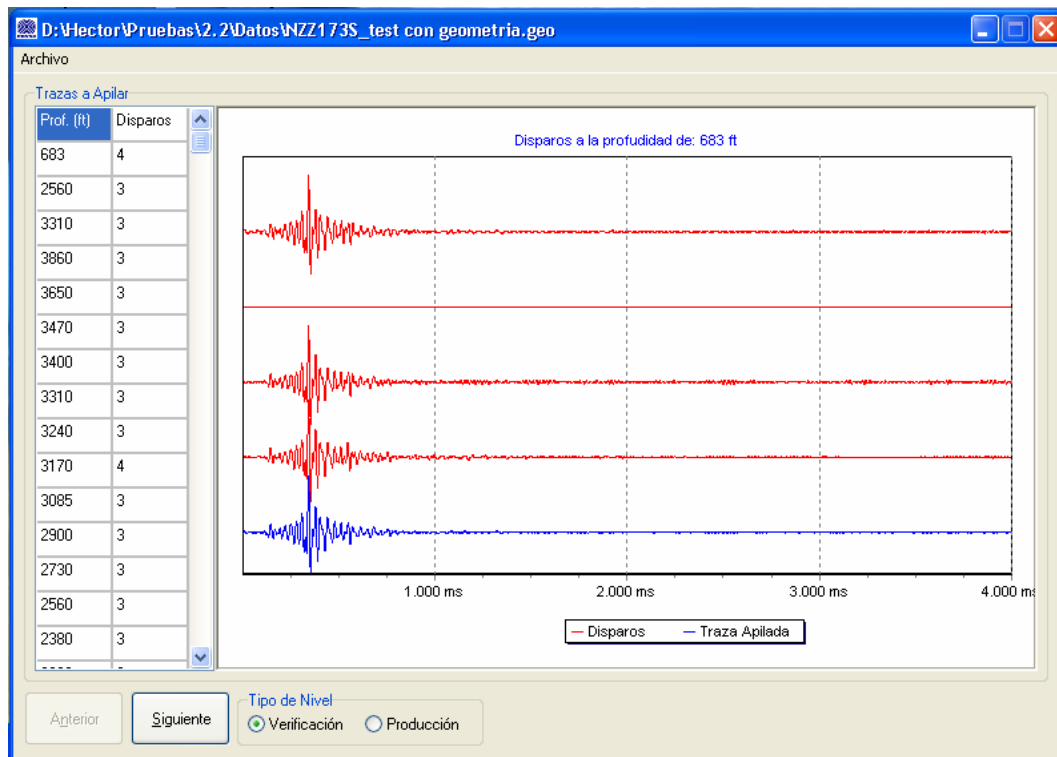


Figura 25 Ventana de edición y apilado por nivel

La salida de este módulo es un conjunto de archivos con la misma estructura de la entrada, esto es, un archivo índice (con extensión *.STK) y un directorio contenedor de las trazas apiladas. La visualización de todas las trazas apiladas se realiza al seleccionar “Archivo”, “Apilado Final”, figura 26.

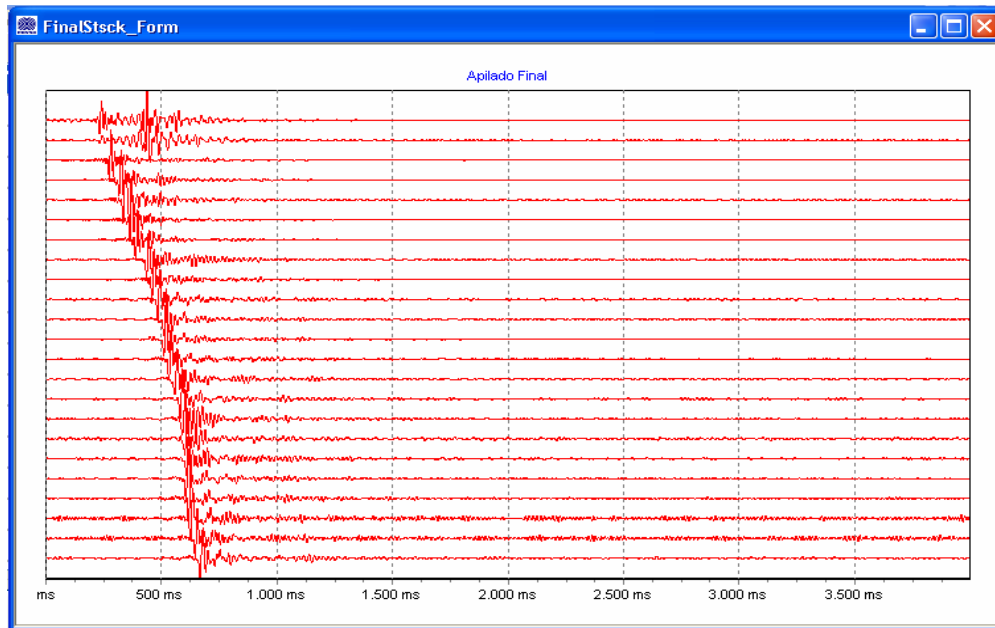


Figura 26 Vista de visualización del apilado final

SELECCIÓN DE LAS PRIMERAS LLEGADAS

La selección de las primeras llegadas se realiza con el módulo “Primeras Llegadas” que se encuentra en la ventana principal; en este se abre el archivo generado en el apilado (archivo con extensión *.STK). Gráficamente se selecciona el tiempo de la primera llegada, esto se hace con un doble clic sobre la traza. Con los botones “siguiente” y “anterior” el usuario puede seleccionar diferentes niveles y afinar la selección de los tiempos, figura 27.

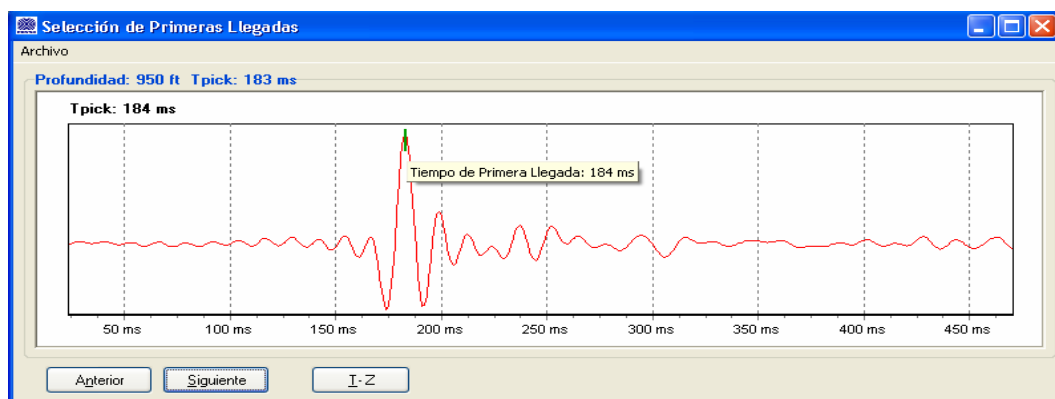


Figura 27 Ventana de selección de los tiempos de primeras llegadas

El botón con la etiqueta “T-Z” permite acceder a la tabla tiempo-profundidad que es generada con los tiempos seleccionados y las profundidades de los receptores, en esta tabla se incluyen los valores de tiempos de primeras llegadas, tiempos verticalizados, separación horizontal fuente-cabezal de pozo, velocidades interválicas y promedio, etc, figura 28.

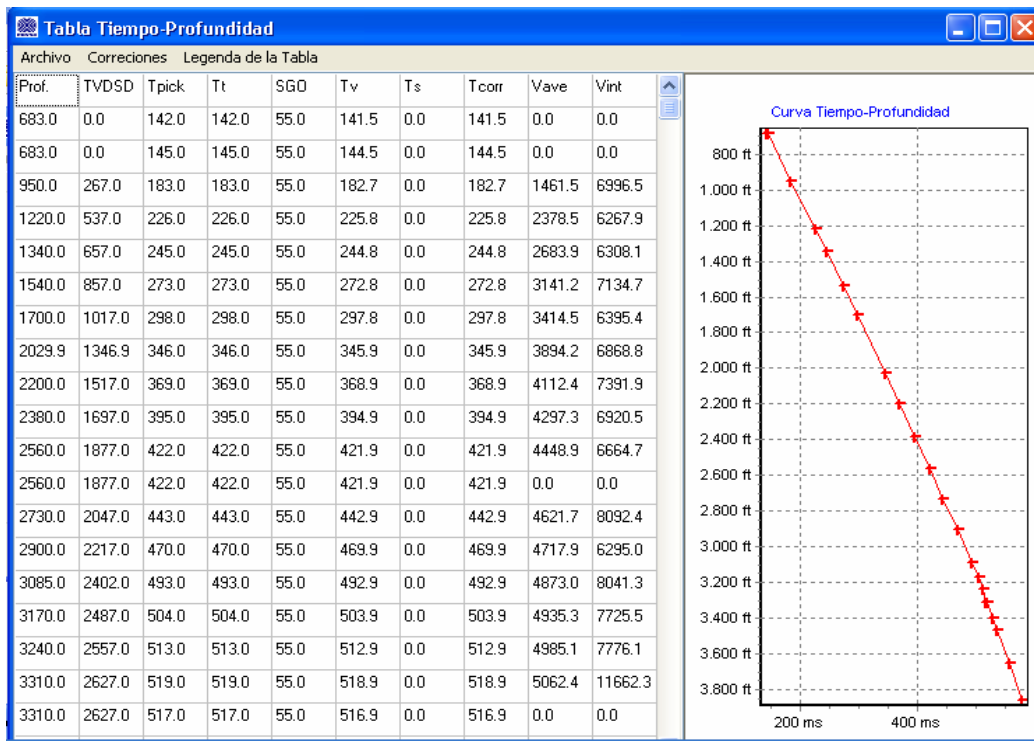


Figura 28 Ventana de la curva tiempo-profundidad

Luego de realizar la selección de los tiempos de primeras llegadas es necesario introducir el valor en milisegundos de la corrección estática que debe aplicar a los tiempos, esto se hace con el submenú “correcciones” que se encuentra en el menú principal de la ventana. La salida será un archivo que contiene todos los valores necesarios para su reconstrucción y su extensión será *.tz.

FILTRADO

En caso de ser necesario es posible aplicar filtros a la información sísmica, para ello se llama al módulo de filtrado, al cual se accede a través del menú principal

del módulo “Primeras Llegadas”. Una vez abierto se debe indicar el archivo índice de la sísmica que se desea filtrar, el nombre del archivo de salida y si se desea que el filtro se aplique a una sola traza o a todas. Hecho esto se cargará la sísmica y en el panel “Diseño del Filtro” se introducen los valores (en Hz) de las frecuencias de corte del filtro pasabanda que se quiera aplicar, figura 29.

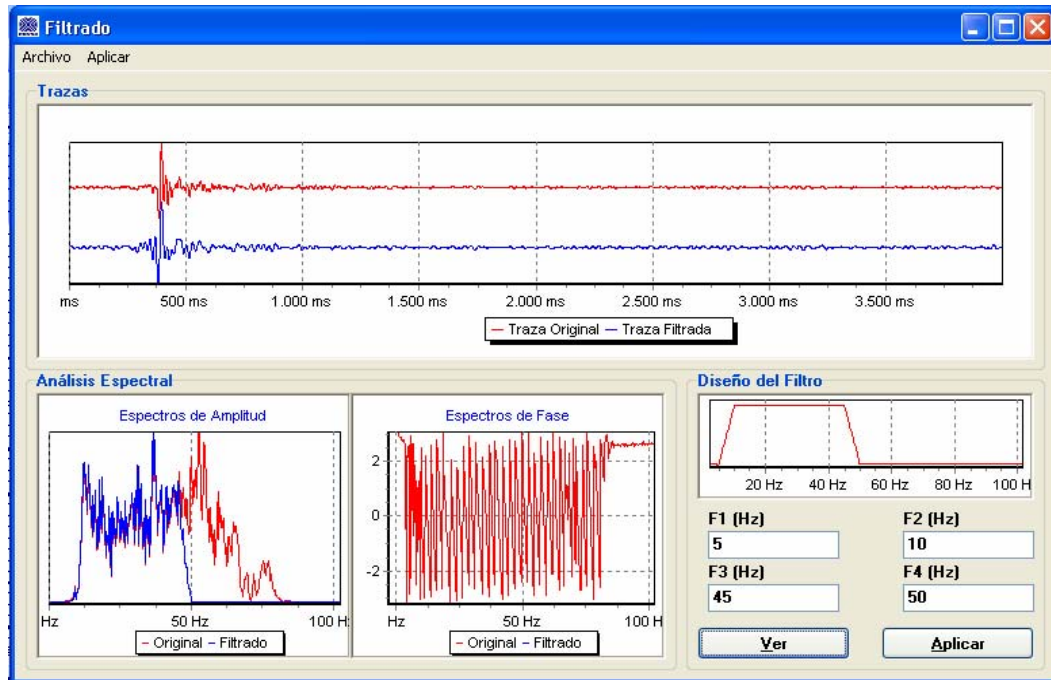


Figura 29 Ventana de filtrado de las trazas

Con el botón “Ver” se muestra el efecto que tendría el filtro, este sólo se aplica con el botón “Aplicar”.

CALIBRACIÓN DE REGISTRO SÓNICO

Para realizar la calibración del registro acústico se llama al módulo “Calibración del Sónico” en la ventana principal, este módulo requiere de la entrada de la tabla tiempo-profundidad generada por el módulo “Primeras Llegadas” (archivo *.tz), los registros sónico y gamma ray (opcional), estos deben ser entregados en formato LAS (versión 2.0) y cada uno de los registros en un archivo independiente.

Para calcular la curva de deriva del sónico respecto al TVS se usa el submenú “calcular” en el ítem “curva de deriva” en el menú principal, con lo cual se lanzará otra ventana donde se presentan las gráficas de las curvas de derivas original y ajustada, la curva de ajuste lineal y los registros sónicos original y calibrado según la curva de ajuste, figura 30.

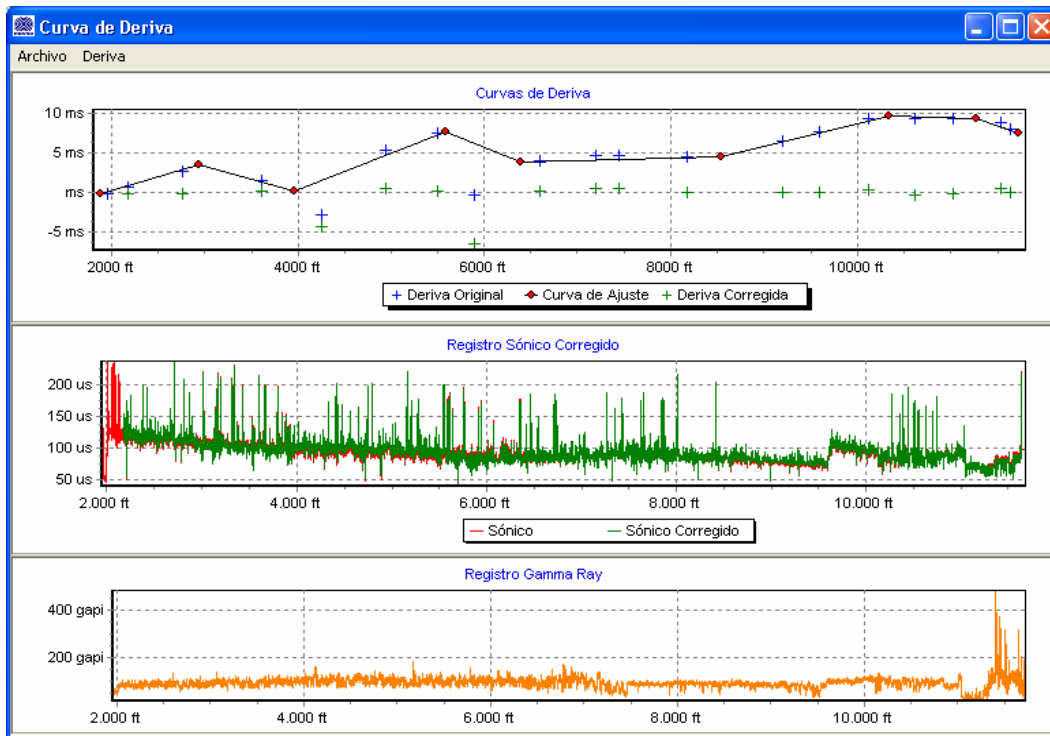


Figura 30 Ventana de calibrado del registro sónico

Al obtener el registro sónico correctamente calibrado al TVS se debe guardar en un archivo LAS cuyo nombre es introducido en el cuadro de dialogo que aparece al hacer clic sobre el menú “archivo” y seleccionar “Guardar Sónico Corregido”.

Para visualizar los resultados obtenidos, en el menú de la ventana “Curva de Deriva” seleccione “Archivo”, “Resultados” y aparecerá una ventana con la

graficación de las curvas de deriva original y calibrada, los registros sínicos original y calibrado y las curvas de velocidad interválica y promedio del TVS, figura 31.

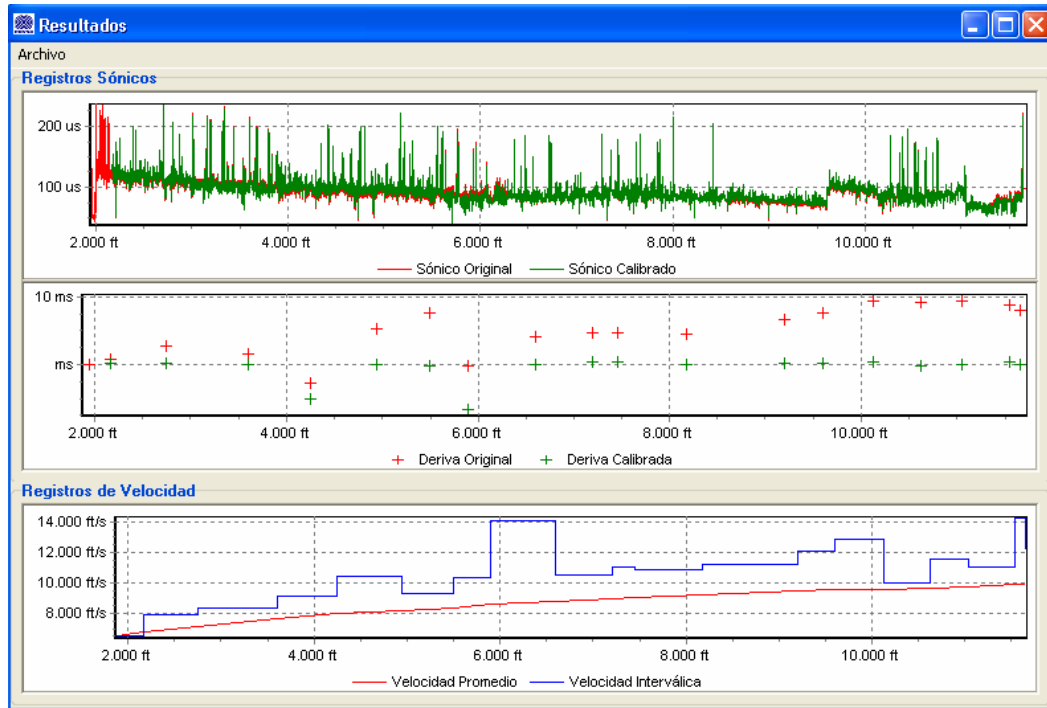


Figura 31 Ventana de resultados del calibrado del registro sínico

SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

El último módulo corresponde al cálculo de los sismogramas sintéticos, al cual se accede mediante el botón con la etiqueta "Sismogramas Sintéticos" en la ventana principal de la aplicación.

La carga de los registros sínico y de densidad y la curva tiempo-profundidad se realiza con los cuadros de dialogo que se despliegan con el menú principal, en el submenú "Cálculos" se realizan los cálculos de la serie de reflectividad y posteriormente de los sismogramas sintéticos, figura 32.

En esta ventana se presentan los registros de densidad y sónico llevados a un intervalo común y la serie de reflectividad calculada en profundidad y en tiempo.

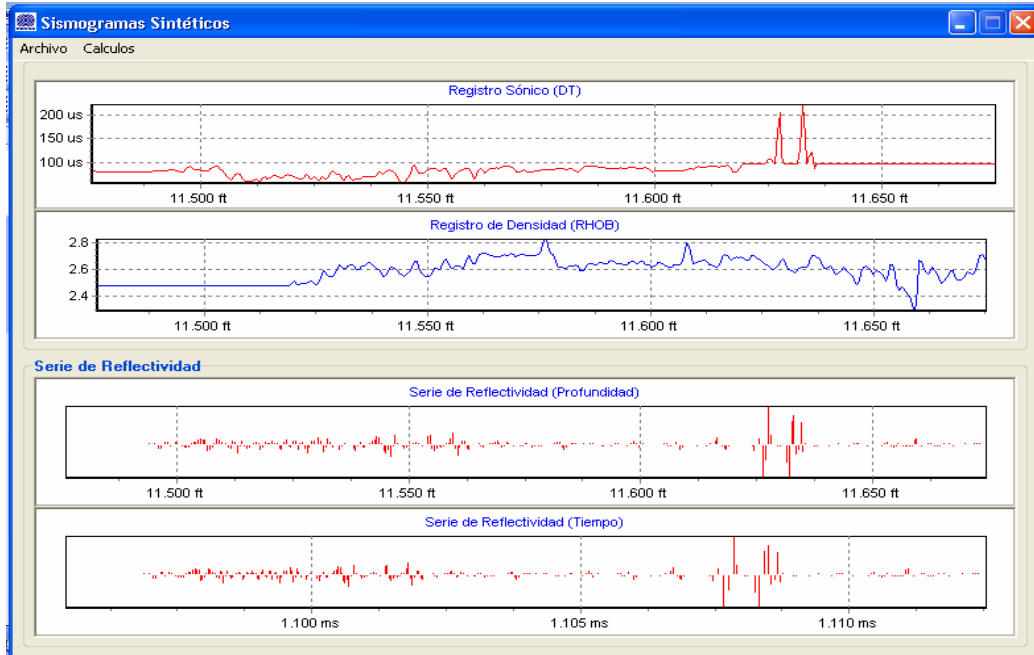


Figura 32 Ventana de cálculo de la serie de reflectividad

Al seleccionar “Sismogramas Sintéticos” en el menú “Cálculos”, se abrirá la ventana para generar los sismogramas sintéticos, en esta se debe indicar las especificaciones de la ondícula que requiere usar, figura 33.

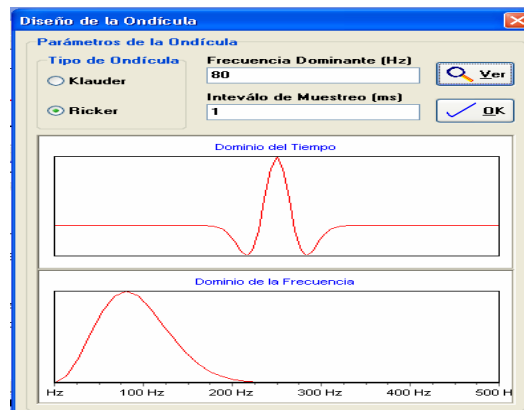


Figura 33 Ventana de diseño de la ondícula

Una vez indicadas las características de la ondícula se realizan los cálculos del sismograma, este proceso puede realizarse tantas veces como resulte necesario, figura 34.

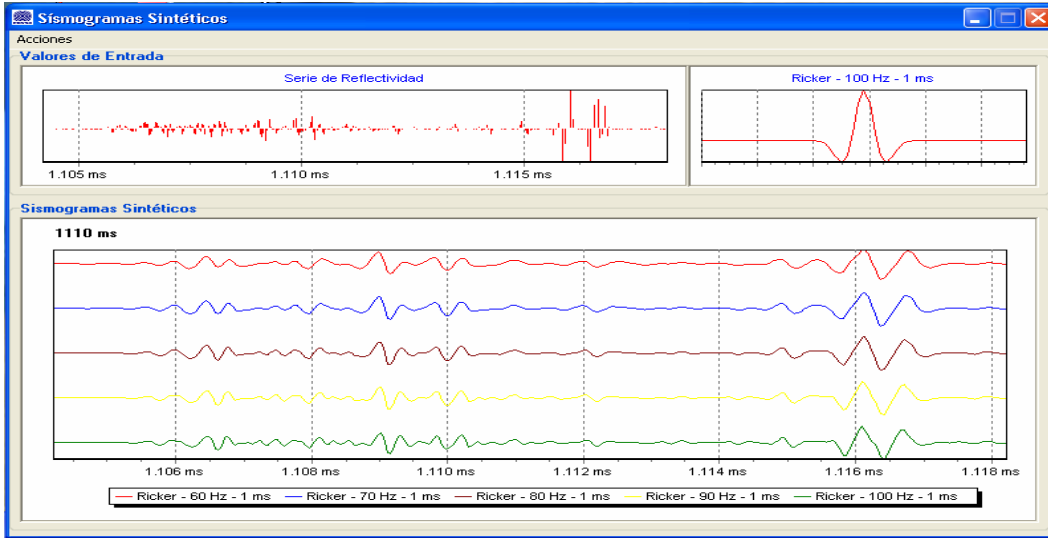


Figura 34 Sismogramas sintéticos

Si se desea visualizar un sismograma en específico con más detalle, se selecciona en el menú principal “Acciones”, “Sintético”, “Visualizar” y se escoge de la lista de los sismogramas previamente generados el que se desee mostrar, figura 35.

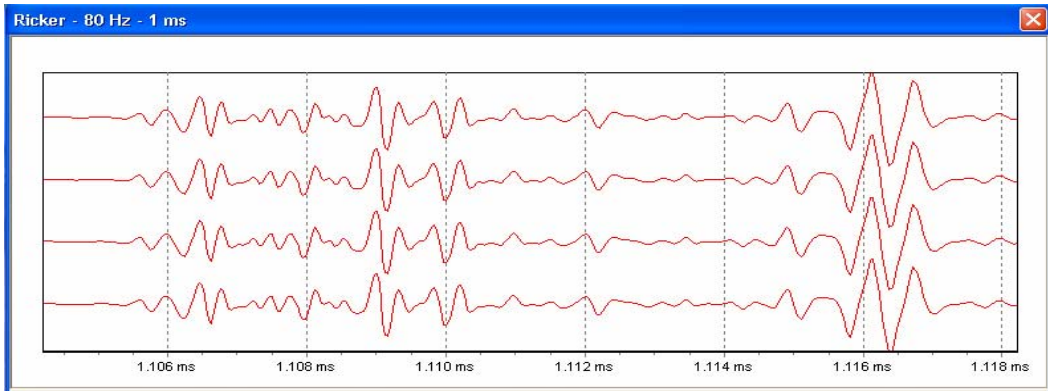


Figura 35 Visualización de sismogramas sintéticos

La salida de este módulo es especificada por el usuario y puede ser en dos formatos, formato LAS como un registro de pozo y formato SEGY.

CAPÍTULO IV

PROCESAMIENTO DEL REGISTRO TVS DEL POZO BOR 17

El pozo a ser utilizado se encuentra dentro del campo Borburata en el estado Barinas, al noreste de la población Las Calderas (BOR 17), éste se encuentra dentro del campo Borburata en el estado Barinas, figura 36, con coordenadas:

Longitud: -70.268384°

Latitud: 8.499582°

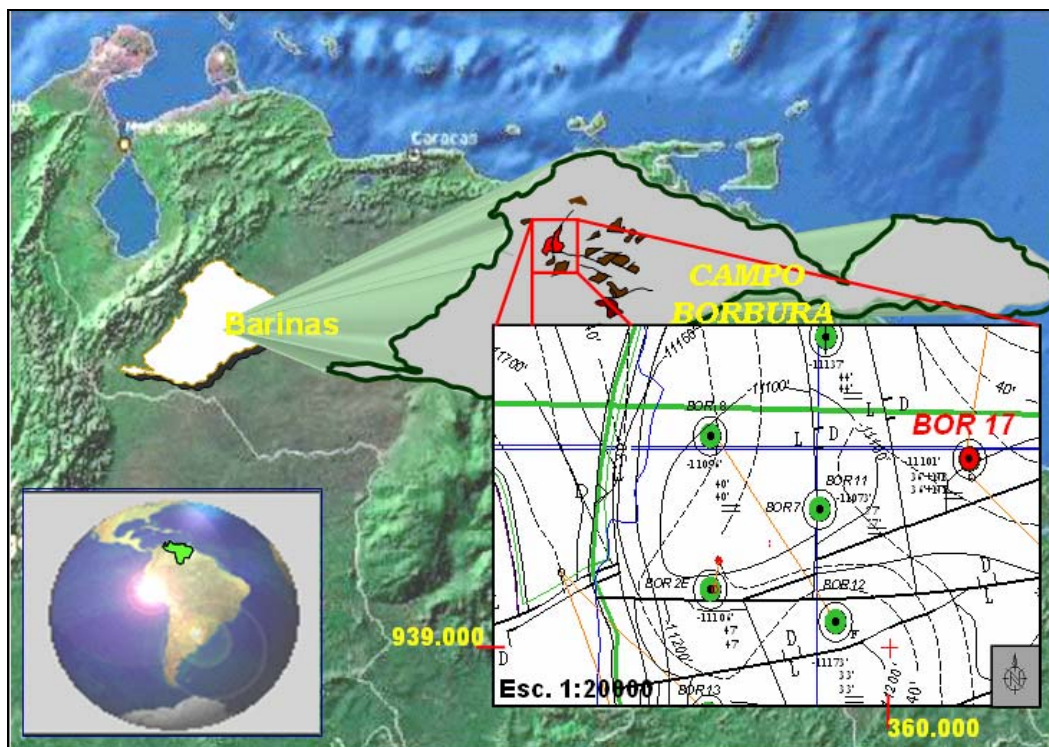


Figura 36 Ubicación del pozo BOR 17

El pozo atraviesa una sección geológica que corresponde a la cuenca Barinas-Apure, apéndice A.

VISUALIZACIÓN

El grupo de datos leídos consta de 332 trazas agrupadas en 83 disparos de 4 trazas cada uno (una componente vertical, dos componentes horizontales y un barrido vibroseis), escritos en el mismo orden de adquisición, figura 37.

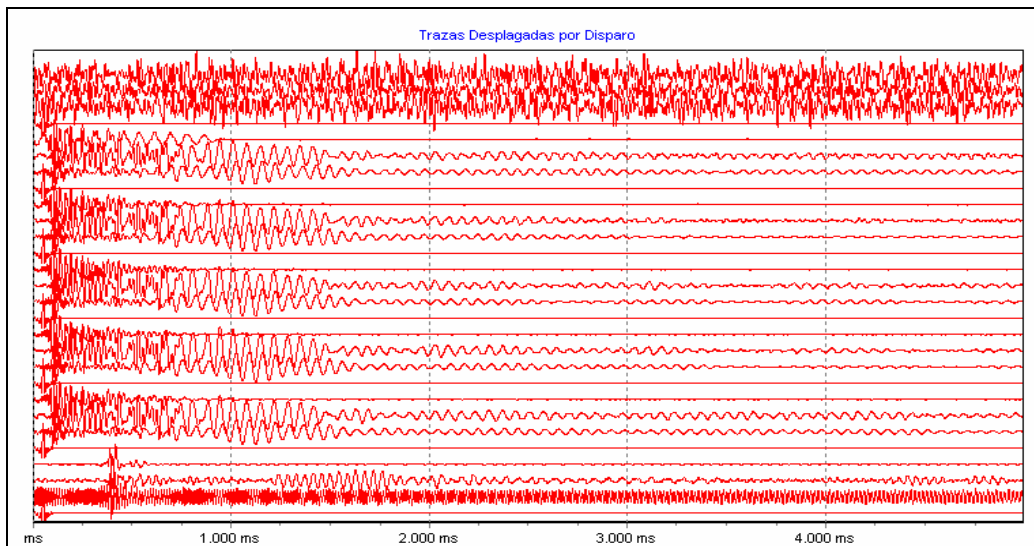


Figura 37 Trazas correlacionadas del TVS (Bor 17)

GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN

La adquisición consta de 24 niveles de disparo, los cuatro primeros se tomaron como control de calidad (con la herramienta en descenso) y el primero a la profundidad del nivel medio del mar (556 pies), tabla 1.

Detalles de la adquisición:

- Tipo de pozo: vertical.
- Nivel de referencia del pozo: la mesa rotatoria.
- Elevación del nivel de referencia: 523,5 pies.
- Elevación del terreno: 556,5 pies.
- Elevación de la fuente: 556,5 pies.
- Separación horizontal fuente-cabezal del pozo: 230 pies.
- Azimut de la fuente: 270 grados.

- Periodo del barrido: 12000 ms .
- Frecuencia inicial: 10 Hz .
- Frecuencia final: 80 Hz .
- Descripción del barrido: barrido lineal.
- Intervalo de muestreo: 1 ms .
- Longitud de grabación: 17000 muestras.
- Longitud de traza correlacionada: 4000 muestras.
- Corrección estática: -88,7 ms .

Nivel	Profundidad (pies)	Nivel	Profundidad (pies)
1	556	13	7450
2	2750	14	7200
3	5500	15	6600
4	9600	16	5895
5	11650	17	5500
6	11540	18	4940
7	11040	19	4250
8	10620	20	3600
9	10120	21	2750
10	9600	22	2170
11	9200	23	1880
12	8170	24	556

Tabla 1 Niveles de adquisición (Bor 17)

En la figura 38 se presenta la disposición espacial de la fuente y los receptores en pozo.

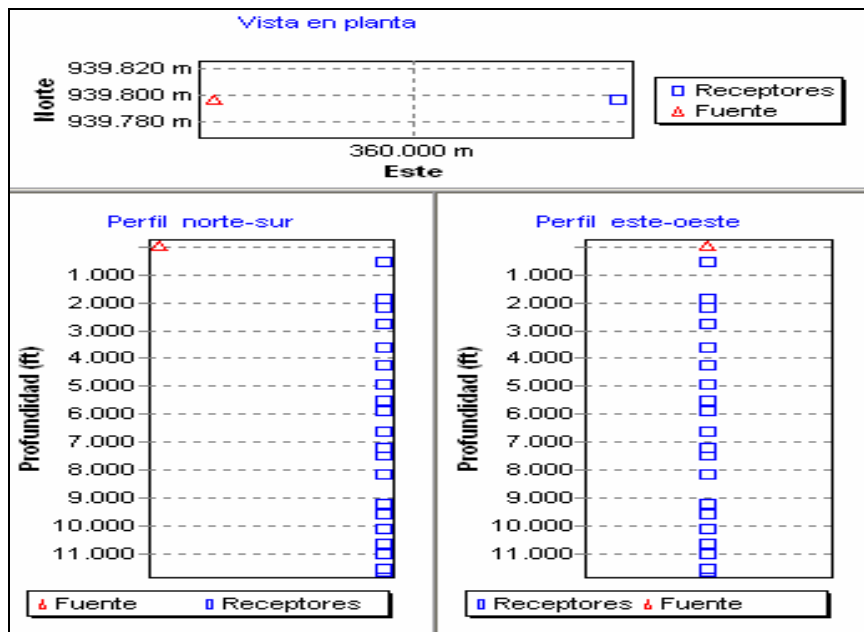


Figura 38 Geometría de adquisición (Bor 17)

EDICIÓN Y APILADO

En cada nivel se realizaron en promedio tres disparos, con excepción de los niveles a las profundidades 556 pies (verificación), 5895 pies y 556 pies, en los que se realizaron 7, 9 y 4 disparos respectivamente. Posterior al apilado se graficaron los disparos resultantes en los cuales se observa una buena relación señal-ruido, figura 39.

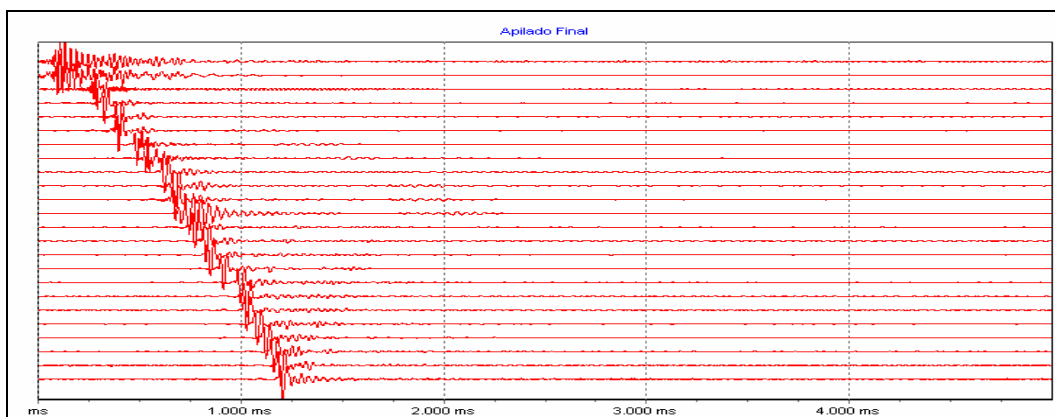


Figura 39 Apilado final (Bor 17)

SELECCIÓN PRIMERAS LLEGADAS

Luego de seleccionadas las primeras llegadas se obtuvo la siguiente relación tiempo-profundidad, figura 40.

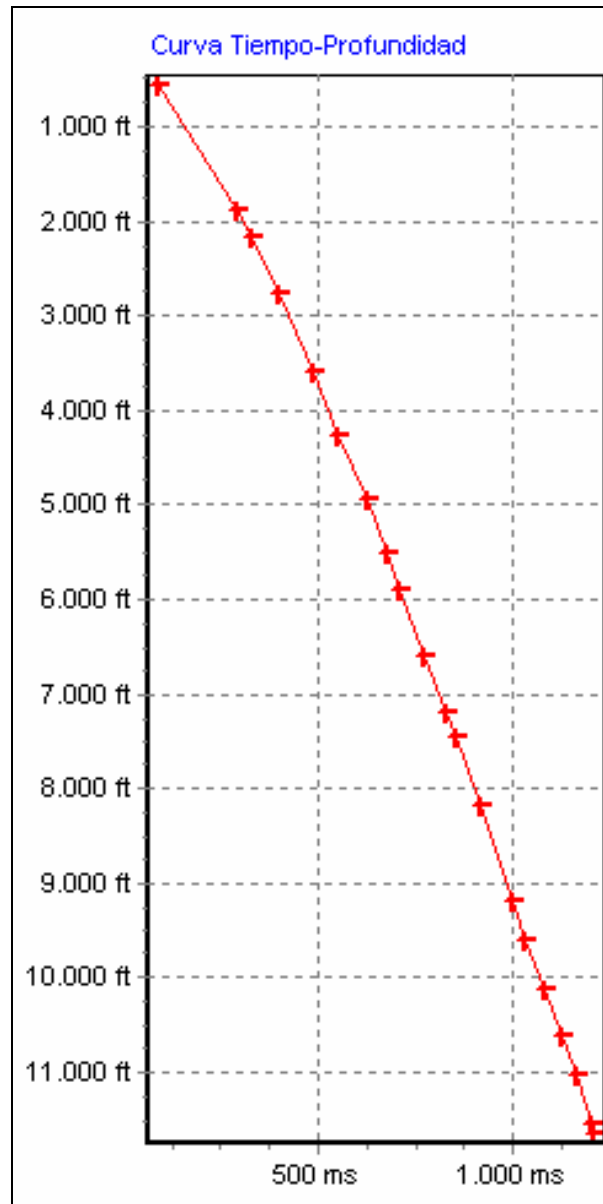


Figura 40 Curva tiempo-profundidad

CALIBRACIÓN DEL SÓNICO

Para la calibración del registro sónico se cargaron los registros sónico y gamma ray, y la curva tiempo-profundidad generada en el paso anterior. Lo cual generó una curva de deriva positiva con tendencia a aumentar en profundidad, figura 41.

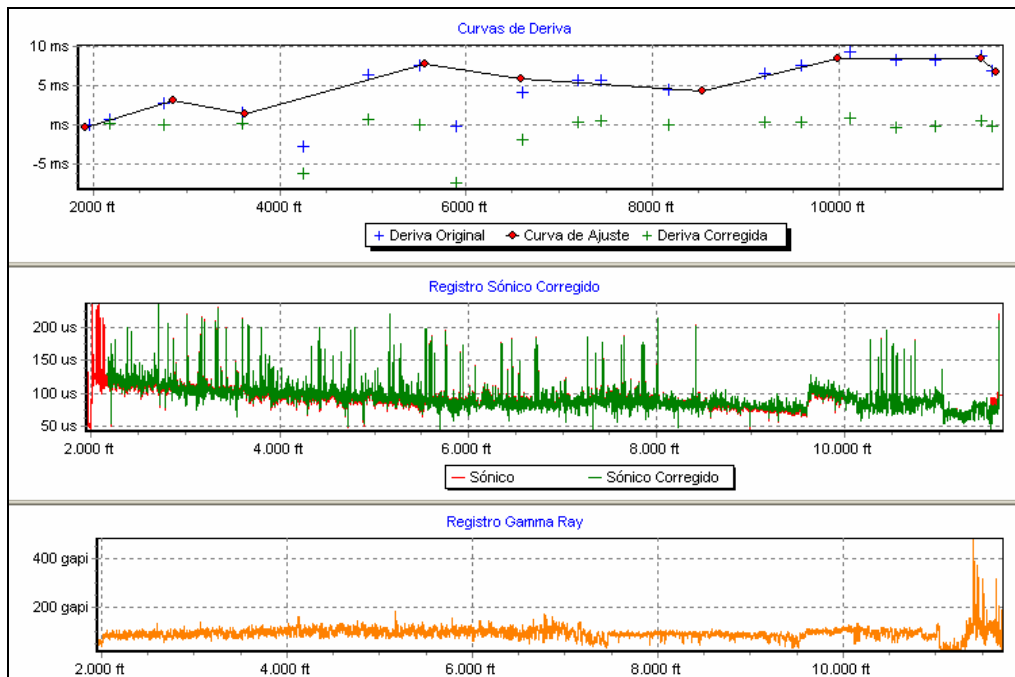


Figura 41 Calibración de registro sónico (Bor 17)

La curva de deriva presenta un par de puntos con valores que se desvían de la tendencia general (a 4.250 pies y 5.895 pies), esto se puede atribuir a problemas de adquisición del TVS, puesto que a la profundidad de 4.250 pies la señal presenta inversión de polaridad lo cual dificulta la identificación del tiempo de la primera llegada, mientras que a 5.895 pies se observa irregularidad de la señal posiblemente por problemas de acople de la herramienta con la pared del pozo.

Puesto que el registro gamma ray no presenta variaciones que expliquen los valores anómalos de deriva a las profundidades de 4.250 y 5.895 pies, estos puntos no son tomados en cuenta para el diseño de la curva de ajuste del registro sónico.

Luego de este proceso de calibración se obtuvo un nuevo registro sísmico con su curva de deriva ajusta al TVS, además de estos registros también fueron obtenidas las curvas de velocidades interválicas y promedio para el pozo, figura 42.

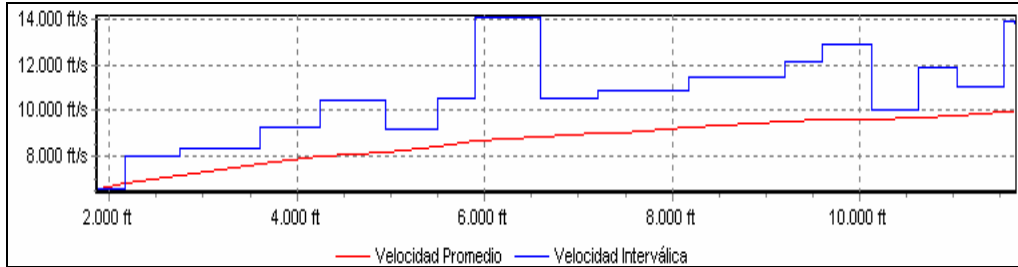


Figura 42 Curvas de velocidades interválica y promedio

SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

Para el cálculo de los sismogramas sintéticos se tomó el registro sísmico calibrado al TVS generado un paso previo, el registro de densidad (RHOB) y la curva tiempo-profundidad del pozo. Pevio al cálculo de los sismogramas sintéticos se calculó la serie de reflectividad (en profundidad y en tiempo), este cálculo se realizó en un intervalo común a ambos registros, es decir, desde 11.475,5 pies hasta 11.730,5 pies, figura 43.

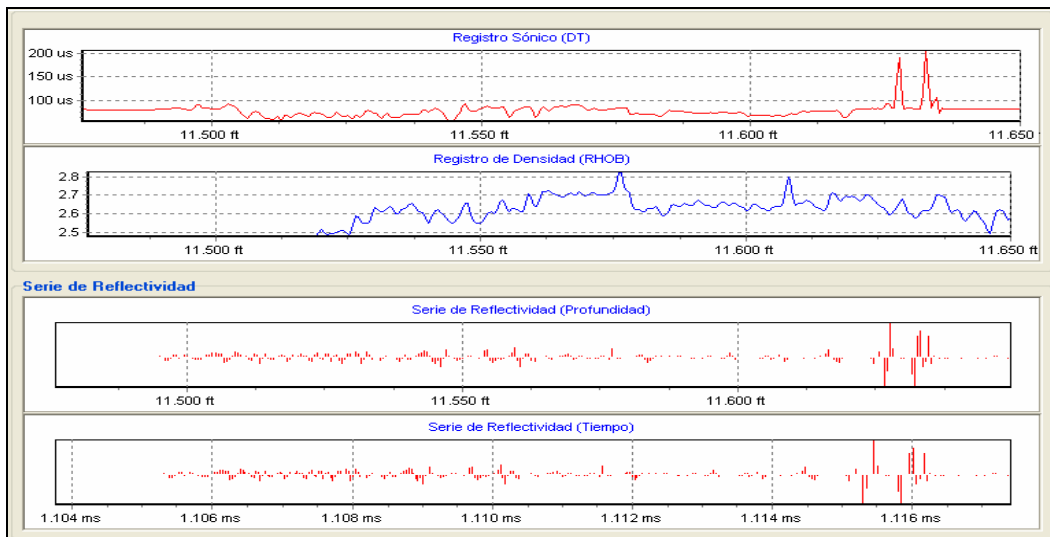


Figura 43 Cálculo de la serie de reflectividad (Bor 17)

Luego de calculada la serie de reflectividad se diseñaron varias ondículas para generar los sismogramas sintéticos, figura 44.

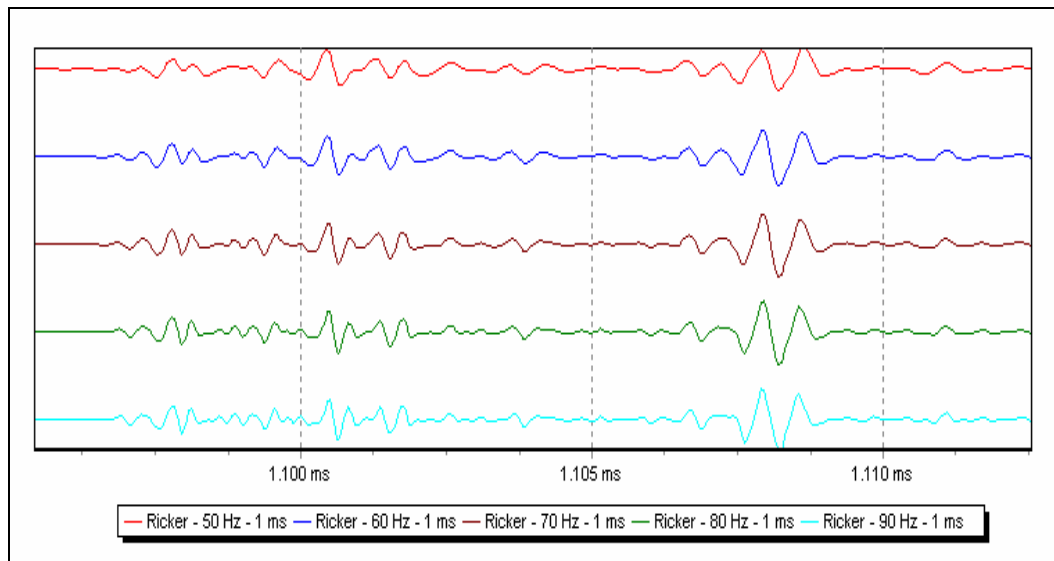


Figura 44 Sismogramas sintético (Bor 17)

RESULTADOS ENTREGADOS POR LA COMPAÑÍA DE SERVICIOS

El procesamiento de los tiros de verificación del pozo en estudio (Bor 17) fue realizado por una compañía de servicios especializada, el resultado entregado es la tabla tiempo-profundidad, la cual para cada profundidad de medición consta de los valores de los tiempos de primeras llegadas, tiempos verticalizados y corregidos por estática, etc, figura 45.

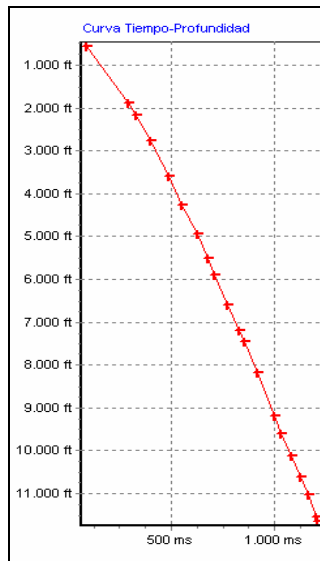


Figura 45 Curva tiempo-profundidad entregada por la empresa de servicio

La diferencia entre las curvas tiempo-profundidad entregada por la empresa de servicio y la generada con la aplicación no llega a mayor a 1 milisegundo, figura 46.

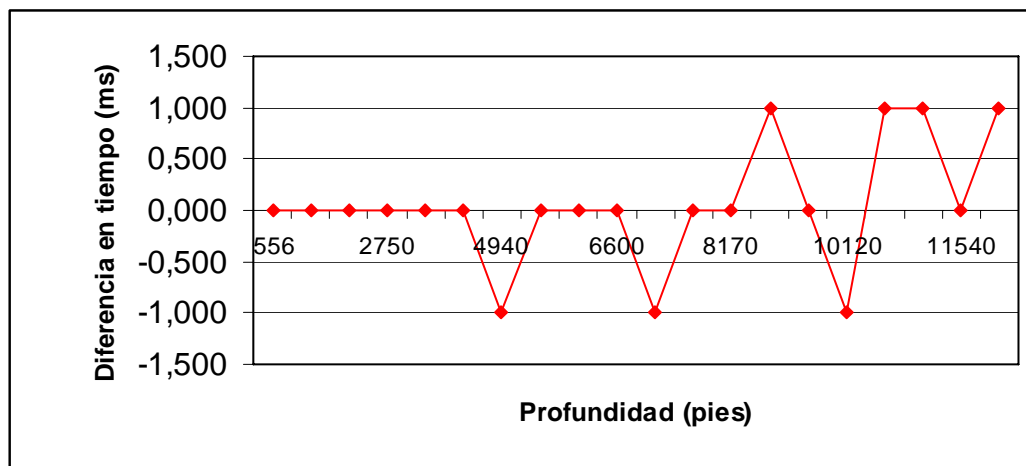


Figura 46 Diferencia entre las curvas tiempo-profundidad

Estas pequeñas diferencias pueden ser atribuidas a la diferencia en el criterio en la selección de los tiempos de primeras llegadas.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El programa generado durante este trabajo, presenta velocidad y precisión de cálculo aceptable, así como también la interfase resulta sencilla y amigable al usuario.
- Una característica muy importante del programa es su portabilidad, puesto que fue desarrollado para una arquitectura tipo pc y sistema operativo Windows xp, por lo cual no es necesario poseer una estación de trabajo Unix para realizar el procesamiento de los tiros de verificación sísmica.
- Con esta aplicación se pudiera hacer un control de calidad in situ más riguroso de los datos.
- Una implicación económica en el desarrollo de un programa propio de la empresa, radica en que el procesamiento de un TVS se encuentra en el orden de los 6.000 dólares (20 niveles de adquisición).
- Para poder realizar el procesamiento en el pozo es necesario que la sísmica sea entregada en un formato compatible con la aplicación, por ello se recomienda el diseño de un estándar para la sísmica de pozo y reescribir la rutina de lectura de la sísmica de la aplicación.
- Puesto que la generación de los sismogramas sintéticos es una etapa de suma importancia en el amarre de la sísmica de superficie con la información de pozo, por ello se recomienda el desarrollo de un módulo para este cálculo con mayores funcionalidades como por ejemplo la edición de registros de pozo.

REFERENCIAS

- ACUÑA, H. (1990) Procesamiento de tiros de verificación sísmica (TVS). Trabajo Especial de Grado. Departamento de Geofísica Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- FEO-CODECIDO, G.(1954) Notas petrológicas sobre formaciones que afloran en la región de El Baúl, Estado Cojedes. Bol Geol. Caracas,3(8):109-121
- GOETZ, J. F., Dupal, L. and J. Bowler (1979) An investigation into Discrepancies between sonic log and seismic check-shot velocities. Australian Petroleum Exploration Association Journal.
- HARDAGE, B. (1983) Vertical Seismic Profiling. Part A. Vol. 14A of the Handbook of Geophysical Exploration.
- LESKINEN, R. (1975) Introduction to seismic processing. Training department Petty-Ray geophysical division geosource Inc.
- LINDSETH, R. (1978) Digital processing of geophysical data a review. Continuing educational program society of exploration geophysicists. Teknica LTD. Calgary.
- SHERIFF, R. (2002). Dictionary of Applied geophysics. SEG 4^{ta} Edición. 422 p.
- MUÑOZ, R. (1980) Proceso wavelet y sismograma sintético. XXXIX Reunión a nivel de expertos de ARPEL. La paz, Bolivia.
- MYUNG, L. and Balch, A. (1983) Computer processing of vertical seismic profile data. Geophysics Vol 48 NO 3.
- SCHLUMBERGER (1985) Well Seismic Techniques. Handbook.

YORIS, F., M. Ostos, M. Borjana, J. Peres, G. Booth, S. Parcker, F. Galea y R. Lander (1997). Detailed lithostratigraphy and age determinations of La Luna formation in two sections of S. W. Tachira state (Venezuela) AAPG. Bulletin 80(8):1346 p.

APÉNDICE A

Marco Geológico del área en que se encuentra el pozo en estudio

MARCO GEOLÓGICO

Cuenca Barinas-Apure.

La cuenca Barinas-Apure se encuentra ubicada en la parte sur occidental de país, limita al oeste y noroeste con los Andes Venezolanos, al norte con el extremo occidental de Sistema del Caribe, al este y noroeste con el Arco de El Baúl, al sureste con el Escudo de Guayana y al sur con la Cuenca de los Llanos Colombianos.

La cuenca Barinas-Apure está separada de la cuenca de Maracaibo por los Andes, que aportaron un gran espesor de sedimentos continentales de edad Oligo-Plioceno, discordantes sobre una superficie de rocas Precretácicas y de sedimentos marinos del cretácico y del eoceno superior; está separada de la cuenca Oriental de Venezuela por el Arco de El Baúl, que probablemente fue una barrera positiva a partir del cretácico, lo cual está indicado por el aumento general del espesor de los sedimentos cretácicos el este y oeste del arco. Está separada también de la cuenca de los Llanos Colombianos por un alto gravimétrico entre los ríos Apure y Arauca (Feo-Codecido(1954)).

El eje principal de la cuenca tiene dirección NE-SO, buzamiento hacia el suroeste, y una extensión de aproximadamente 95.000 km², a través de los Estados Barinas, Apure, parte de Portuguesa, Táchira meridional y la región de los llanos. Esta cuenca es una depresión estructural en el basamento ígneo-metamórfico de edad precretácico, la cual fue rellenada con sedimentos del cretácico y cenozoico hasta alcanzar profundidades de 16.000 pies. En ella se encuentran identificadas tres unidades estructurales que la caracterizan: el cinturón plegado, donde se observan plegamientos y corrimientos (flanco oeste-noroeste), la fosa subandina (eje del sinclinal y foredeep) y la plataforma, con poca o ninguna deformación (flanco este-sureste, constituye el foreland) , figura 47.

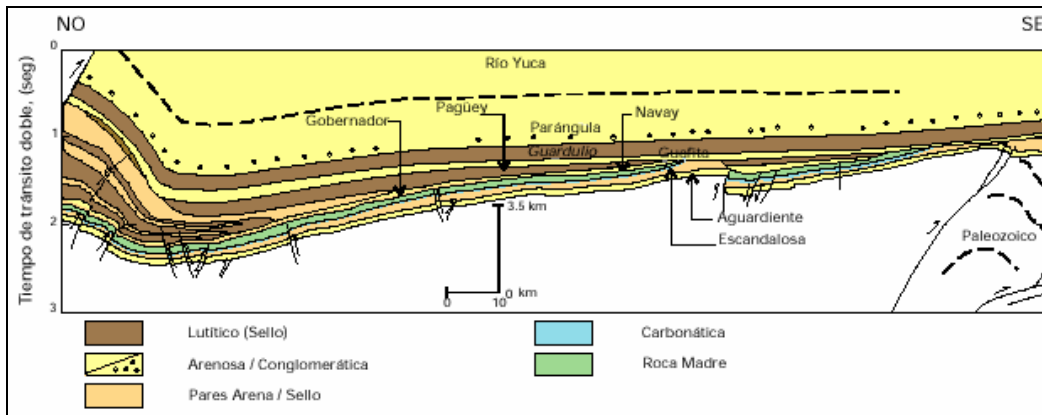


Figura 47 Sección NO-SE de la cuenca Barinas-Apure, en la cual se muestran la estructura, rocas y secuencia estratigráfica de la cuenca. Schlumberger (1997)

RASGOS ESTRUCTURALES

Los rasgos estructurales presentes en el flanco Surandino-Barinas norte se pueden dividir en tres sectores bien diferenciados, los cuales de norte a sur se denominan I, II, III. El sector I se encuentra al norte del frente de deformación Caribe o corrimiento frontal bajo la discordancia neógena. El sector II, al sur de sector I, se localiza entre el frente de deformación Caribe y el sinclinal del piedemonte neógeno, y el sector III se localiza al sur del sinclinal del piedemonte neógeno, presenta en general fallas normales de edad eocena e incluye las estructuras identificadas en el área Barinas norte.

Según Vignali (1999), el régimen tectónico predominante en el área de Barinas es la configuración actual de la cuenca, está asociado al régimen transpresivo que conlleva al reajuste de las estructuras, ya que existen fallas donde se observa claramente los movimientos laterales, en una cuenca donde el régimen predominante fue el compresivo. Las dos direcciones de fallamiento principales noreste-suroeste y noroeste-sureste, son asociados a cuatro eventos tectónicos principales, que son: la fase distensiva del Jurásico-Cretácico, la fase distensiva del Eoceno temprano a medio, la fase compresiva del Eoceno Tardío y la fase compresiva asociada al levantamiento de los andes venezolanos.

En los mapas sísmicos estructurales del tope de la formación Gobernador y la caliza “O” (tope de la formación escandalosa) se observa asociada a la fase compressiva del Eoceno Tardío, en cuyo frente este se encuentra el sinclinal que es responsable de gran parte de la acumulación de hidrocarburos de la zona, figuras 48 y 49.

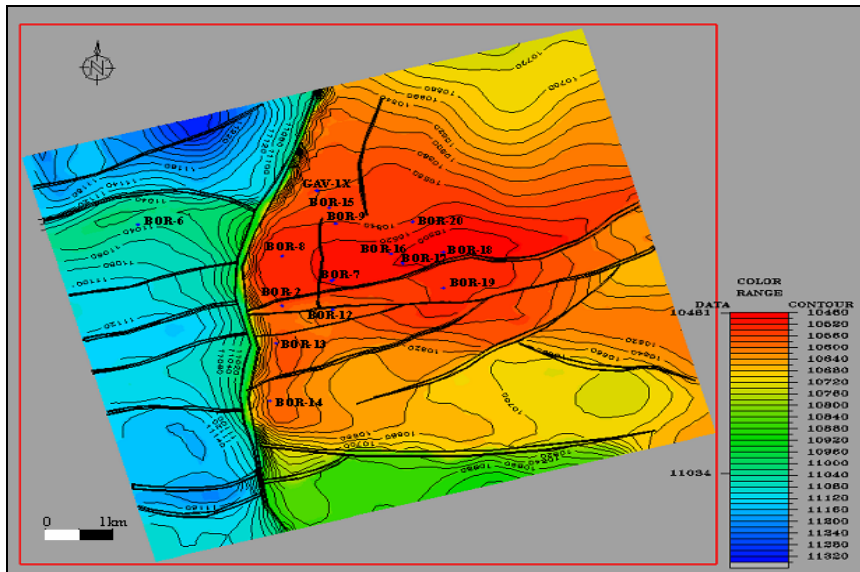


Figura 48 Mapa sísmico estructural del tope de la formación Gobernador

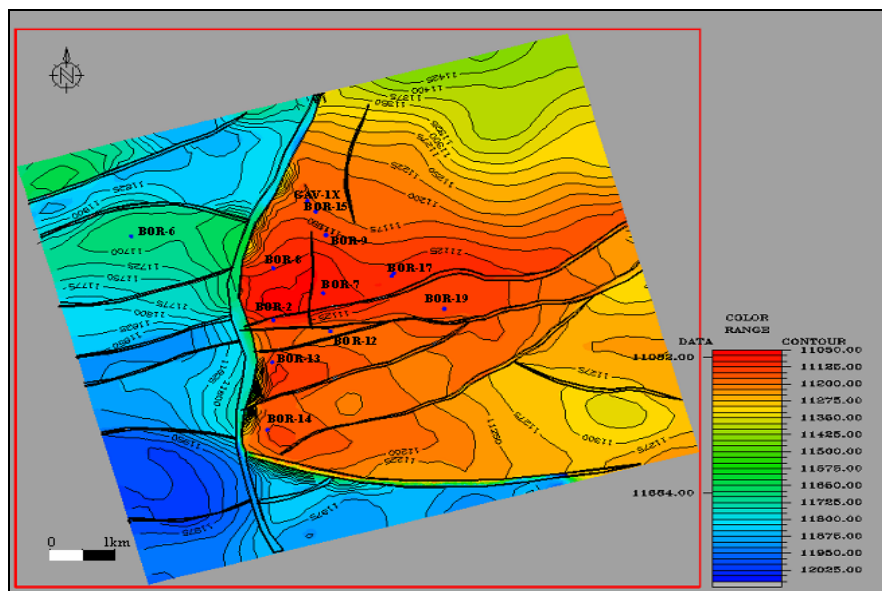


Figura 49 Mapa sísmico estructural del tope de la formación Escandalosa

ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica del área de Barinas comienza con el basamento precretácico sobre el cual se depositó una columna que contiene sedimentos cretácicos, terciarios y recientes.

El basamento de la cuenca Barinas-Apure está constituido por rocas del pérmico y carbonífero, adosadas como parte de la historia de acreción de alóctono de paleozoico superior contra el paleozoico inferior. Aquí se reconocen rocas graníticas producto de la subducción bajo el norte de la placa suramericana (Yoris y Ostos, 1997).

Directamente sobre el basamento se encuentra la formación Aguardiente (albiense tardío-cenomaniense temprano), la cual está caracterizada en la parte inferior por areniscas basales depositadas en forma de onlap sobre el basamento. Estas areniscas basales gradan dentro de la formación a sedimentos carbonáticos y lutíticos que incluyen calizas, dolomitas y lutitas. El contenido de carbonatos aumenta hacia arriba y hacia el norte, también hacia el norte aumentan las intercalaciones de lutitas.

Suprayacente y concordante a la formación aguardiente se encuentra la formación Escandalosa (cretácico, cenomaniense a turoniense), se caracteriza por presentar en su base un intervalo lutítico, denominado Lutita “S”, sobre la cual se encuentra discordante la serie de las arenas “R” (cenomaniense). Estas están constituidas por areniscas bien seleccionadas de cuarzo cristalino, de grano fino a medio, con cementos silíceos y calcáreos, y glauconíticas en algunas partes.

De similares características, siguen hacia arriba y de manera concordante la serie de las arenas “P” (cenomaniense). Esta serie se encuentra dividida en dos niveles (P2 y P1, de abajo hacia arriba), estas forman el miembro más importante desde el punto de vista productivo en el área.

Al igual que la serie “R” las intercalaciones lutíticas, y por ende, las separaciones tienden a desaparecer por erosión hacia el sur. En la parte inferior de esta serie se distinguen areniscas de grano grueso y lutitas intercaladas con limolitas.

Inmediatamente por encima de las arenas “P”, y en contacto discordante, se encuentra el miembro “O”, tradicionalmente conocido en la industria y en la literatura como la caliza “O” (González de Juana, et al., 1980), que presentan interestratificaciones de areniscas de grano fino, calcáreas, glauconíticas, limonitas y lutitas arenosas, con espesor promedio de 100 pies (Aquino, et al., 1994).

Luego de un período de erosión y/o ausencia de sedimentación, se inicia el período de sedimentación de eoceno medio, el cual está representado por las formaciones Gobernador, Masparrito y Pagüey.

La formación Gobernador se encuentra suprayacente y en contacto discordante a la formación Burguita y hacia arriba pasa transicionalmente a los carbonatos de la formación Masparrito. La unidad está constituida principalmente por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso y en ciertas localidades conglomerática, y puede conseguirse inmediatamente sobre la formación Navay o formaciones más antiguas, especialmente hacia el oeste del área de estudio, donde desaparece Burgüita. Su espesor varía considerablemente en el área de Barinas entre 30 y más de 200 pies.

Por encima y concordante con Masparrito, se encuentra la formación Pagüey (eoceno medio a tardío). El contacto entre estas dos formaciones es muy abrupto y fácilmente correlacionable. Las calizas de la formación Masparrito tienden a acuñarse hacia el este del área de Barinas, ubicándose Pagüey inmediatamente por encima de la formación Gobernador. La parte inferior Pagüey se compone de lutitas negras, generalmente arenosas, mientras que en la parte superior predominan las alternancias de areniscas de grano fino, bien cementadas y lutitas negras laminadas, figura 50.

EDAD		FORMACIÓN MIEMBRO	Non.	REGISTRO TIPO		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
PERIODO/EPOCA							
PLEISTOCENO		ALUVIONES				Gravas, arenas, limos y arcillas	
MIOCENO	PLIOCENO	RIO YUCA				Conglomerados, areniscas y lutitas	
	MIOCENO	PARANGULA				Conglomerados, areniscas, limolitas y lodolitas	
PALEOCENO							
E O C E N O	TARDIO	PAGUEY				Lutitas, limolitas areniscas glauconíticas y calcáreas	
		MASPARRITO	A			Calizas orbitoidales, limolitas y lutitas	
	MEDIO	GOBERNADOR	AB CD			Areniscas conglomeráticas, limolitas y lutitas	
		TEMPRANO					
PALEOCENO							
MAASTRICHTIENSE		BURGUITA	E F G H			Areniscas micáceas, limolítica y calcárea intercalada con lutitas.	
CAMPANIENSE							
C R E T A C I C O	SANTONIENSE	NAVAY	QUEVEDO	I J K L		Areniscas Fosfáticas calizas y lutitas con capas de ftanitas	
			LA MORITA	M		Lutitas de color gris oscuro	
		CONIACIENSE	ESCANDALOSA		N		Areniscas, lutitas y carbonatos
					O P R S		Areniscas, lutitas, además de intercalaciones de carbonatos hacia la parte superior
	TURONIENSE						
	CENOMANIENSE	AGUARDIENTE	T				
	ALBIENSE						
	NEOCORIENSE						
	PRE-CRETACICO						Granitos, gneises, esquistos y filitas


 Emisión o no deposición.

Figura 50 Columna estratigráfica actual de la subcuenca de Barinas

APÉNDICE B

Descripción detallada por módulo del programa

DESCRIPCIÓN DETALLADA POR MÓDULO DEL PROGRAMA

Los códigos del programa se encuentran agrupados en varios archivos que contienen las fuentes de cada uno de los módulos, es decir, los cálculos y las implementaciones graficas de los mismos, tabla 2.

Archivo	Descripción
Checkshot.dpr	Declaración de los módulos y ventanas del programa
Main.pas	Módulo principal, este llama los otros módulos y contiene las declaraciones de las variables globales
Ploting.pas	Visualización de las trazas leídas
Geometria.pas	Asignación de la geometría de adquisición
Geometria_del_Pozo.pas	Ubicación y geometría del pozo
Ref.pas	Referencia de las profundidades del pozo
Stacking.pas	Apilado por nivel
Plot_Stack.pas	Graficación del apilado final
Picking.pas	Selección de las primeras llegadas
TablaT_Z.pas	Cálculo y graficación de la tabla tiempo-profundidad
Calibracion_del_Sonico.pas	Cálculos para la calibración del Registro sínico
Drift.pas	Cálculo de la curva de deriva del sínico
Out_Logs.pas	Resultado de la calibración del sínico
Syntetics.pas	Carga de los registros para el cálculo de los sismogramas sintéticos
SynteticsII.pas	Cálculo de los sismogramas sintéticos
Wavelet.pas	Diseño de la ondícula para los sismogramas sintéticos
Plot_Syntetic.pas	Graficación de un sismograma sintético
Filter.pas	Filtrado de las trazas
Filter_One.pas	Filtrado de una sola traza
Wait.pas	Filtrado de todas las trazas
FFTs.pas	Cálculo de la transformada rápida de Fourier
Complexs.pas	Aritmética de números complejos
Header_las_unit.pas	Visualización del encabezado de los Registros de pozo
Headers.pas	Visualización de los encabezados de la sísmica (SEGY)
Corr_wait.pas	Correlación de las trazas
Tools.pas	Implementación de funciones y procedimientos variados

Tabla 2 Descripción de los archivos fuentes del programa

A continuación se hace una descripción detallada de cada uno de los archivos fuentes escritos en la implementación del programa.

CHECKSHOT.DPR

En este archivo se realiza la declaración de cada uno de los módulos y formas (ventanas) de las cuales hace uso el programa, se crean las ventanas y se lanza la aplicación.

MAIN.PAS

Este archivo contiene la declaración de las estructuras, variables globales del programa, los procedimientos e implementación de los procedimientos que lanzan las ventanas secundarias. En esta unidad se lanzan los procedimientos de lectura y correlación de la información sísmica.

La lectura de la sísmica se realiza con **procedure Lectura_Segy(archi:String)**, la entrada es la ruta en disco del archivo segy que contiene la información sísmica; la salida de este procedimiento es un directorio que contiene las trazas y un archivo índice (extensión *.out).

PLOTTING.PAS

Realiza la graficación por grupos de 7 disparos consecutivos, 3 componentes y el barrido. La graficación se realiza con un objeto tipo TChart (está incluido en Delphi 7), y se realiza con **procedure plot_shot(dis:Integer)**, descrito en Tools.pas.

GEOMETRIA.PAS

La lectura de la sísmica es a través de un archivo *.out; las profundidades son referidas con Ref.pas y la ubicación del pozo se realiza en Geometria_del_Pozo.pas. La salida de este módulo es un nuevo archivo índice *.geo. La visualización de los componentes de adquisición (fuente y receptores) se realiza en un objeto tipo TChart (incluido en Delphi 7).

GEOMETRIA_DEL_POZO.PAS

Se asigna la ubicación espacial del pozo (coordenadas del pozo), la separación horizontal pozo-fuente y azimut de la fuente.

REF.PAS

Se referencian las profundidades de la sísmica, es decir, se calcula la elevación del nivel de referencia del pozo respecto al nivel del terreno.

STACKING.PAS

La entrada de este módulo es un archivo índice de extensión *.geo, el cual contiene la referencia de la trazas y la información de la geometría de adquisición. La primera acción realizada es el reordenamiento ascendente en profundidad de las trazas, luego se grafican por nivel de adquisición los disparos y la traza apilada resultante. La graficación de los disparos se realiza con **procedure Stacking_Plot(level: Integer)**.

La salida de este módulo es un directorio que contiene las trazas apiladas y normalizadas y un archivo índice con extensión *.stk.

PLOT_STACK.PAS

Realiza la graficación de todas las trazas apiladas en una misma ventana, esto como control de calidad, la graficación se ejecuta con un objeto tipo TChart (incluido con Delphi 7); este módulo hace la lectura de la sísmica desde el archivo de salida de stacking.pas.

PICKING.PAS

La entrada de este módulo es el archivo índice de las trazas apiladas (extensión *.stk), la selección de los tiempos se hace sobre un objeto tipo TChart a través del procedimiento **procedure TPick_Form.Chart1DbClick(Sender:**

TObject). La graficación y correcciones de la curva tiempo-profundidad se realizan en TablaT_Z.pas.

TABLAT_Z.PAS

El cálculo de los parámetros de la tabla tiempo-profundidad y su graficación se realiza con el procedimiento **procedure Fill_Table**. La salida de este módulo es un archivo que contiene todo los parámetros de la tabla tiempo-profundidad, el cual tiempo extensión *.tz.

CALIBRACION_DEL_SONICO.PAS

En este archivo se encuentran la lectura de la tabla tiempo-profundidad, los registros sónico y gamma ray, la integración del sónico y el desplazamiento en tiempo del sónico integrado.

La lectura de los registros de pozo se hace a través del procedimiento **procedure Lectura_Las(las_file:String; out log:Tlog)**, este requiere como entrada la ruta completa del archivo (*.LAS) del que se va a leer el registro y la salida se coloca en una estructura tipo “Tlog” (esta estructura está detallada en main.pas).

La lectura de la tabla tiempo-profundidad se realiza con **procedure Carga_TZ(archivo:String;out tabla_tz:TTabla_Final)**, la entrada es la ruta del archivo a leer y la salida se coloca en una variable estructurada “TTabla_Final” (detalles en main.pas).

El desplazamiento del registro sónico integrado se realiza con **procedure Shift_Sonico (inputlog:Tlog; tablatz:TTabla_Final; out outputlog:Tlog; out shift:Single)**.

DRIFT.PAS

En **procedure TCalibracion_Form.Calcular1Click(Sender: TObject)** se realiza el cálculo de la curva de deriva del registro sónico y se lanza la ventana implementada en drift.pas.

Con el procedimiento **procedure TDrift_Form.Chart2DbClick(Sender: TObject)** se diseña la curva de ajuste lineal con la cual se corregirá el registro sísmico, con **procedure TDrift_Form.Aplicar2Click(Sender: TObject)** se realiza la calibración del registro sísmico y recálculo de la curva de deriva.

OUT_LOGS.PAS

En esta unidad sólo se realiza el despliegue gráfico de los registros sísmicos (original y corregido), las curvas de deriva (original y ajustada) y las curvas de velocidad interválica y promedio.

SYNTETICS.PAS

Se cargan los registros sísmico y densidad y la tabla tiempo-profundidad necesarios para los cálculos de los sismogramas sintéticos; se realiza el cálculo de la serie de reflectividad (en profundidad) con **Function Serie_Reflectiva(dt_input,rhob_input:Tlog):Tlog** (Tools.pas), y su posterior transformación al dominio del tiempo con **Function Depth_2_Time_Reflec(reflec_depth,dt_input:Tlog;tabla_tz:TTabla_Final):Tlog**.

Además de los cálculos anteriores realiza la graficación de las series de reflectividad en objetos tipo TChart y lanza la ventana de generación de los sismogramas sintéticos (SynteticsII.pas).

SYNTETICSII.PAS

Realiza los cálculos de los sismogramas sintéticos, para diseñar la ondulada se lanza la ventana (Wavelet.pas) con **procedure TSynteticsII_Form.NuevaOnducula1Click(Sender: TObject)**. La graficación de los sismogramas se realiza en el objeto **Chart3: TChart**; es posible graficar sobre esta ventana un máximo de 6 sismogramas diferentes, para la visualización de un sismograma individual se lanza la ventana Plot_Syntetic.pas.

La convolución de la ondícula con la serie de reflectividad se realiza en el espacio de la frecuencia como el producto complejo de las dos señales, para lo cual se hace uso de las funciones de transformadas de Fourier implementadas en FFTs.pas, y manejo de números complejos de Complex.pas.

WAVELET.PAS

Realiza el diseño de una ondícula tipo Ricker, esto se hace con **Function Ricker(frecuencia,muestreo:Single):TVector** que entrega un arreglo que contiene los valores de amplitud de la ondícula caracterizada por la frecuencia dominante e intervalo de muestreo entregado como parámetros de entrada, este cálculo se realiza en el espacio del tiempo.

PLOT_SYNTETIC.PAS

Realiza la graficación de un sismograma individual, esto se realiza con un objeto tipo TChart y se repite cuatro veces para mejor efecto visual.

FILTER.PAS

Módulo para el filtrado de las trazas, se grafican los espectro de fase y amplitud, la traza original, la traza filtrada y el diseño del filtro (pasabanda). El cálculo de la señal filtrada se realiza con **procedure Band_pass(entrada:TVector;f1,f2,f3,f4:Integer;out salida,filtro:TVector)** (Tools.pas).

FILTER_ONE.PAS

En caso de necesitar hacer el filtrado de una sola traza se puede escoger con esta ventana, la selección se realiza indicando la profundidad.

FFTS.PAS

En este módulo se implementan los cálculos para realizar las transformada directa e inversa de Fourier. La transformada directa se calcula con **procedure**

ForwardFFT(const Source: array of TComplex; var Dest: array of TComplex; Count: integer), cuyos parámetros de entrada son el vector que contiene la señal que se desea filtrar y su longitud.

La transformada inversa se realiza con **procedure InverseFFT(const Source: array of TComplex; var Dest: array of TComplex; Count: integer)**, los parámetros de entrada son el vector a filtrar y su longitud.

COMPLEXS.PAS

En esta unidad se hace la implementación de la aritmética básica para el tratamiento de números complejos, es decir, suma, resta, multiplicación, división, magnitud y fase.

CORR_WAIT.PAS

Realiza la correlación de todas las trazas de cada disparo con el barrido fuente, primero se realiza la lectura de los archivos que contienen la información de las componentes del disparo (incluyendo el barrido).

El cálculo de la correlación se realiza con **function Correlate(a,b:TVector; long:Cardinal): TVector;** donde las variable “a” y “b” son los vectores que contienen las señales que se quieren correlacionar y “long” es la longitud del vector de salida.

ANEXO A
Ver fuentes del programa en el disco anexo