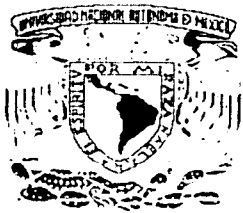


5



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**" CONTROL DE CALIDAD EN LA ADQUISICIÓN
DE DATOS SÍSMOLÓGICOS
TRIDIMENSIONALES. "**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEOFÍSICO**

P R E S E N T A :

GERARDO CORTÉS RODRÍGUEZ.

Director de tesis: Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda.



MÉXICO D.F.

MARZO DE 2002

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-112

SR. GERARDO CORTES RODRIGUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

**CONTROL DE CALIDAD EN LA ADQUISICION DE DATOS SISMOLOGICOS
TRIDIMENSIONALES**

- I INTRODUCCION
- II PROSPECCION SISMOLOGICA TRIDIMENSIONAL
- III CONTROL DE CALIDAD
- IV PROBLEMAS TIPICOS QUE SE PRESENTAN EN LA
ADQUISICION DE DATOS SISMOLOGICOS 3D
- V PROCESAMIENTO PRELIMINAR COMO CONTROL DE
CALIDAD
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 1 de febrero de 2002
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RLLR*ggg

AGRADEZCO A DIOS POR DARME LA GRAN DICHA, SIN HABERLO
MERECIDO, DE ESTUDIAR EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MEXICO Y AL MISMO TIEMPO, DE CONOCER PERSONAS EXTRAORDINARIAS
COMO SON MIS AMIGOS Y MIS MAESTROS QUE INFLUYERON EN MI,
DENTRO Y FUERA DEL AULA....
Y POR TODAS ESAS COSAS QUE FALTAN POR HACER

A TODA MI FAMILIA QUE HA SIDO PILAR PERMANENTE PARA LLEGAR A
DONDE HE LLEGADO

EN ESPECIAL A LOS INGENIEROS JOSÉ NEFTALÍ MORENO ARAGÓN,
ALFONSO ORTEGA LEITE Y
HECTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA
POR TODO SU APOYO.

**ES, PUES, LA FE LA CERTEZA DE LO QUE SE ESPERA,
LA CONVICCIÓN DE LO QUE NO SE VE.**

HEBREOS 11-1

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| I.1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| I.1.1. OBJETIVO | 1 |
| I.1.2. RESUMEN..... | 1 |
| I.2. ANTECEDENTES | 1 |
| | |
| II. PROSPECCIÓN SÍSMOLÓGICA TRIDIMENSIONAL..... | 3 |
| II.1. ADQUISICIÓN | 3 |
| II.1.1. FUENTES..... | 3 |
| II.1.2. RECEPTORES..... | 3 |
| II.1.3. INSTRUMENTOS DE REGISTRO..... | 4 |
| II.2. DISEÑO SÍSMICO TRIDIMENSIONAL | 5 |
| II.2.1 ASPECTO OPERATIVO..... | 5 |
| II.2.2 ASPECTO ECONÓMICO | 5 |
| II.2.3 ASPECTO GEOFÍSICO | 6 |
| II.3. OPERACIÓN DE LAS BRIGADAS SÍSMICAS | 10 |
| II.3.1. GESTORÍA..... | 10 |
| II.3.2. TOPOGRAFÍA | 10 |
| II.3.3. OBSERVACIÓN..... | 12 |
| II.4. VENTAJAS DE UTILIZAR DATOS SÍSMICOS 3D..... | 12 |
| | |
| III. CONTROL DE CALIDAD | 17 |
| III.1 CALIDAD Y JUSTIFICACIÓN DE UN CONTROL DE CALIDAD | 17 |
| III.2. DEFINICIÓN DE CONTROL DE CALIDAD | 22 |
| III.3 CONTROL DE CALIDAD EN LAS BRIGADAS..... | 23 |
| III.3.1. GESTORÍA..... | 23 |
| III.3.2. TOPOGRAFÍA | 24 |
| III.3.3. OBSERVACIÓN..... | 24 |
| III.3.3.1 PRUEBAS INSTRUMENTALES | 25 |
| III.3.3.1.1. CABLES, GRUPOS DE GEÓFONOS..... | 25 |
| III.3.3.1.2. SISMOGRAFO | 25 |
| III.3.3.1.2.1 PRUEBAS DE CAMPO..... | 25 |
| III.3.3.1.2.2 PRUEBAS AL EQUIPO DE REGISTRO..... | 26 |
| III.3.3.2. EJEMPLOS DEL FUNCIONAMIENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE OBSERVACIÓN..... | 26 |
| | |
| IV. PROBLEMAS TÍPICOS QUE SE PRESENTAN EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMOLÓGICOS 3-D. | 30 |
| IV.1. INCLEMENCIAS DEL TIEMPO | 30 |
| IV.2. RUIDO AMBIENTAL | 30 |
| IV.3. SINCRONÍA DEL SISMOGRAFO CON LA FUENTE DE ENERGÍA..... | 30 |
| IV.4. CODIFICACIÓN DEL TENDIDO EN EL SISMOGRAFO | 32 |
| IV.5. PROBLEMA DE GEOMETRÍA | 32 |
| IV.6. PROBLEMA DE ENCABEZADOS | 35 |
| IV.7. ERRORES EN EL REPORTE DE OBSERVADOR..... | 35 |
| IV.8. ARCHIVOS REPETIDOS | 36 |
| IV.9. GEÓFONOS MAL PUESTOS | 36 |
| IV.10. ERROR DE TRANSMISIÓN..... | 37 |
| IV.11. ELECCIONES DE VELOCIDADES | 38 |

| | |
|---|--------|
| V. PROCESAMIENTO PRELIMINAR, COMO CONTROL DE CALIDAD..... | 41 |
| V.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESAMIENTO PRELIMINAR..... | 41 |
| V.2. DESCRIPCIÓN DE LA GEOLOGÍA DEL LUGAR..... | 42 |
| V.3. BREVE DESCRIPCIÓN DEL PAQUETE DE COMPUTO UTILIZADO PARA PROCESAMIENTO PRELIMINAR DE LOS DATOS SÍSMICOS..... | 43 |
| V.4. PROCESAMIENTO PRELIMINAR DE LOS DATOS SÍSMICOS APLICADOS AL PRIMER GRUPO DE DATOS..... | 43 |
| V.4.1. DEMULTIPLEXADO..... | 44 |
| V.4.2. CARGADO DE LA GEOMETRÍA DEL TENDIDO EN LOS DATOS SÍSMICOS..... | 45 |
| V.4.3. CORRECCIONES ESTÁTICAS..... | 48 |
| V.4.4. VALIDACIÓN DE LA GEOMETRÍA..... | 51 |
| V.4.5. CREACIÓN DE UN CUBO SÍSMICO CON TRAZAS APILADAS..... | 54 |
| V.4.5.1. APLICACIÓN DE GANANCIAS..... | 54 |
| V.4.5.1.1. CORRECCIÓN POR DIVERGENCIA ESFÉRICA..... | 54 |
| V.4.5.1.2. MULTIPLICACIÓN POR UNA POTENCIA DE TIEMPO..... | 57 |
| V.4.5.1.3. FUNCIÓN DE GANANCIA EXPONENCIAL..... | 57 |
| MULTIPLICACIÓN POR UN ESCALAR..... | 57 |
| V.4.5.1.5. CONTROL DE AUTOMATICO DE GANANCIA..... | 57 |
| V.4.5.1.6. BALANCEO DE TRAZAS POR VALORES RMS..... | 59 |
| V.4.5.2. ANÁLISIS DE RUIDOS..... | 59 |
| V.4.5.2.1. RUIDO COHERENTE..... | 60 |
| V.4.5.2.1.1. ONDAS DIRECTAS..... | 61 |
| V.4.5.2.1.2. ONDAS DE AIRE..... | 63 |
| V.4.5.2.1.3. ONDAS SUPERFICIALES..... | 64 |
| V.4.5.2.1.4. MÚLTIPLES..... | 65 |
| V.4.5.2.2 ONDAS REFLEJADAS..... | 66 |
| V.4.5.2.3 BREVE ANALISIS DE LOS DIFERENTES RUIDOS PRESENTES EN EL EJEMPLO..... | 66 |
| V.4.5.3. TÉCNICAS USADAS PARA ATENUAR RUIDO EN EL PROCESAMIE TO PRELIMINAR..... | 70 |
| V.4.5.3.1. BORRADO..... | 71 |
| V.4.5.4. DECONVOLUCION..... | 72 |
| V.4.5.5. ANÁLISIS DE VELOCIDAD..... | 75 |
| V.4.5.6 SEMBLANZA..... | 76 |
| V.4.5.7. CONTROL DE VELOCIDAD DE APILAMIENTO..... | 76 |
| V.4.5.8. CONTROL DE CALIDAD DESPUÉS DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD..... | 77 |
| V.4.5.9. SOBRE TIEMPO NORMAL (NMO)..... | 78 |
| V.4.5.10. APILAMIENTO..... | 79 |
| V.5. PROCESAMIENTO PRELIMINAR AL SEGUNDO GRUPO DE DATOS..... | 83 |
| V.6. DISCUSIÓN ENTRE LOS RESULTADOS DE LOS PROCESOS A LOS DOS GRUPOS DE DATOS..... | 94 |
| VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 95 |
| Glosario de términos técnicos utilizados en exploración sísmica 3D..... | 96 |
| Tabla de abreviaturas..... | 107 |
| Bibliografía..... | 108 |

I. INTRODUCCIÓN

I.1. OBJETIVO

Identificar los parámetros geofísicos que guardan relación directa con la calidad de la señal sísmica tridimensional (3D)

I.2. RESUMEN

Actualmente el tema de la calidad en la adquisición de datos sísmicos no ha encontrado criterios y definiciones unificados, en algunas partes la calidad se relaciona demasiado con cuestiones administrativas y operacionales, dejando al lado el aspecto técnico. El fin de realizar este trabajo es con la intención de ayudar a unificar conceptos y criterios acerca del control de calidad en la adquisición de datos sísmicos desde un punto de vista geofísico. Para las personas que están relacionadas o interesadas con este tema, este trabajo les puede ser de utilidad ya que revisa el concepto de control de calidad basándose en experiencias y opiniones de gente relacionada con la industria, así también propone parámetros que controlan la calidad de los datos sísmicos durante su adquisición, basándose en procedimientos establecidos de adquisición y datos de Petróleos Mexicanos obtenidos en la parte Noreste de México.

I.3. ANTECEDENTES

Durante los últimos 25 años, las técnicas sísmicas en la exploración del petróleo se han caracterizado por su gran avance (ver tabla I.1). En la década de los cincuenta la mayor innovación fue introducir el registro de los datos analógicos en cinta magnética y el punto de reflejo común. A finales de los sesenta la innovación más significativa fue la introducción del registro y procesamiento de señales sísmicas digitalizadas, esto permitió la aplicación de técnicas de computación poderosas para el procesamiento de datos que a su vez elevaron la calidad de las imágenes, creando nuevas formas para lograr la mejor presentación de las imágenes, como por ejemplo los indicadores directos de hidrocarburos (DHI), la deconvolución, que ayuda a incrementar la resolución de las imágenes y atenúa los múltiples, y más recientemente la adquisición de datos sísmicos 3D.

La prospección sísmica ha sido utilizada con fines petroleros desde principios del siglo XX, desde el inicio y hasta principios de la década de los ochentas el método sísmico 2D dominó en la industria.

La técnica tridimensional fue experimentada pobremente a principios de 1940 y los estudios 3D que se realizaron sólo fueron con fines de investigación. El mayor impedimento para su desarrollo fue la falta de una metodología apropiada para el procesamiento de datos, por lo que poco tiempo después fue despreciado por el alto costo que representaba su adquisición y procesamiento. En los setentas esta técnica vuelve a reaparecer con más fuerza al poder procesar datos digitalizados, aunado con el avance en el equipo de cómputo, tal como sistemas telemétricos con capacidad de multiestaciones y multicanal. Para el caso de estudios marinos, al mejorar los sistemas de navegación y posicionamiento, se pudo observar con bastante precisión cada una de las localizaciones de fuentes y receptores. El avance en los paquetes de cómputo para la adquisición y procesamiento de los datos, han hecho posible manejar grandes cantidades de datos 3D en un tiempo razonable y a menor costo; el buen éxito de obtener datos sísmicos tridimensionales es por el desarrollo paralelo computacional.

| INNOVACIONES EN LA EXPLORACIÓN SISMICA. | | |
|---|---|---------------|
| AÑO APROX | DESCRIPCIÓN | CATEGORÍA |
| 1956 | Punto de reflejo común (common reflection point) | Adquisición |
| 1960 | Vibroseis | Adquisición |
| 1962 | Pistola de aire para fines marinos | Adquisición |
| 1968 | Procesamiento digital de datos sísmicos | Procesamiento |
| 1969 | Migración digital | Procesamiento |
| 1972 | Primeros trabajos para la adquisición de datos sísmicos tridimensionales (3D) | Adquisición |
| 1974 | Perfil sísmico vertical (VSP) | Adquisición |
| 1978 | Migración en profundidad después de apilar en 2D | Procesamiento |
| 1979 | Corrección de estáticas residuales | Procesamiento |
| 1980 | Migración en profundidad antes de apilar en 2D | Procesamiento |
| 1981 | Análisis de velocidades en datos 3D | Procesamiento |
| 1981 | Transformada r_p | Procesamiento |
| 1984 | Tomografía en 2D | Procesamiento |
| 1984 | Corrección de sobre tiempo para echados (DMO Dip Moveout) | Procesamiento |
| 1985 | Migración en profundidad después de apilar en 3D | Procesamiento |
| 1986 | Tomografía en 3D | Procesamiento |
| 1986 | Cable submarino | Adquisición |
| 1986 | Tomografía | Adquisición |
| 1986 | FX deconvolución | Procesamiento |
| 1989 | Migración en profundidad antes de apilar en 3D | Procesamiento |
| 1989 | Redes neuronales | Procesamiento |
| 1991 | Transformada ondicular | Procesamiento |
| 1991 | Cable vertical | Adquisición |
| 1994 | Procesamiento de rutina anisotrópica sísmica multicomponente, inversión sísmica acústica y elástica, atributos sísmicos y AVO | Procesamiento |

Lineer, C. On the history and culture of geophysics and science in general. The Leading Edge, E.U.A. 1997, pag. 838

Tabla 1.1.

II. PROSPECCIÓN SÍSMICA TRIDIMENSIONAL

II.1. ADQUISICIÓN

II.1.1. FUENTES

La selección de la fuente depende principalmente de las condiciones del terreno, si es montañoso o abrupto, es razón suficiente para optar por la dinamita. En términos generales el costo de usar explosivos es mayor que el usar vibradores (*vibrosets*), debido que para usar explosivos se requiere pozos de tiro lo que aumenta el costo. Por supuesto, además de los vibradores y la dinamita existen otras fuentes como las pistolas de aire, caída de pesos, etc., pero estas son menos comunes. En los datos que se manejan en el capítulo V se utiliza como fuente de energía la de los vibradores (Fig 2.1).

En estudios de exploración sísmica es recomendable usar dos conjuntos de vibradores, cada uno de aproximadamente de 4 a 5 vibradores, con el objetivo de hacer más eficiente la operación. Los estudios que utilizan vibradores tienen algunas ventajas sobre los que utilizan explosivos como es el control de la energía, la facilidad de repetición de puntos fuentes, el tiempo efectivo de operación, etc.

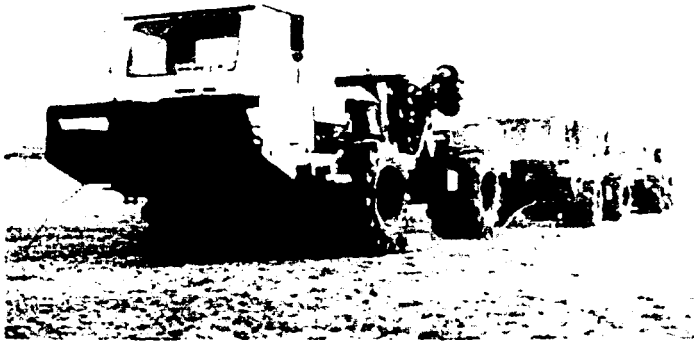


Fig 2.1 - Vibradores

II.1.2. RECEPTORES

El tipo de receptor utilizado depende del área y ambiente de adquisición. La variedad de receptores existentes en el mercado lo muestra la tabla II.1. En operación en tierra firme los geófonos comunes tienen una frecuencia de resonancia de 10 a 14 Hz, sin embargo en la actualidad se han fabricado de hasta 40 Hz.

| TIPO | FRECUENCIA DE RESONANCIA (Hz) | AMBIENTE |
|---------------------|-------------------------------|----------------------|
| Geófono | 10-40 | Continental |
| Geófonos de pantano | 20-14 | Zona de transición |
| Hidrofonos | 10-14 | Marino |
| Multicomponente | 2-8 | Continental y marino |

Tabla II.1 - Variedad de receptores.

En campo los receptores generalmente son colocados en grupos de 4, 6, 9, 12 ó 24, conectados a un canal para reforzar la señal y pueden ser distribuidos en una gran variedad de formas (círculos, paralelos a la línea receptora o a la línea fuente, etc).

En una zona de transición se usan los geófonos de pantano, estos son colocado en un mástil para el mejor plantado. En cuanto a los hidrófonos, son usados en ambientes netamente marinos y generalmente son unidos en un cierto arreglo en el mar o lago. En estos casos el equipo permite solo un receptor por grupo.

La diferencia entre los hidrófonos y los geófonos es que los primeros son sensibles al cambio de presión, mientras que los segundos, responden al cambio de velocidad en el terreno estando en la misma fase uno con el otro.

Los receptores de componentes en 3 direcciones (multicomponente) requieren de 3 veces el número de canales por registro que puede necesitar un receptor común, pero esto es recompensado en un alto porcentaje de apilamiento (*fold*), que como se verá más adelante es un factor de suma importancia en la calidad de los datos.

II.1.3. INSTRUMENTOS DE REGISTRO

Hay una gran variedad de equipo de registro disponible para estudios 3D. Actualmente los equipos de grabación tienen una tecnología de rango dinámico de 24 bits de grabación, ejemplos de ellos se listan en la tabla II.2. En operaciones en tierra estos sistemas son colocados en camiones y pueden por lo tanto ser transportados con mayor facilidad durante la operación.

Existen dos tipos de sistemas de transmisión para la grabación de datos: el sistema telemétrico y el sistema radio telemétrico. El primero consiste en cables conectados entre cada una de las unidades de registro y con el sistema de grabación (sismógrafo).

| COMPANÍA | SISTEMA | T/R | CAJA PRIMARIA | GRUPOS | UNIDAD LINEAL | SISTEMA CENTRAL |
|--------------|-------------|-----|---------------|--------|---------------|---------------------|
| Geo-X | Aram | R | RAM | 8 | LTU | CRU |
| Input/Output | I/O I | T-R | RSC | 6 | LTU | SCM |
| Input/Output | I/O II | T-R | MRX | 6 | ALX | SCM |
| Sercel | SN388 | T-R | SU | 1-6 | CSU | CCU |
| Fairfield | Teseis Star | T | RU | 1-6 | Directo | Sistema de registro |
| Geco | Digiflex | T | | | | |
| Opseis | Eagle | T | SAR | 1-6 | Directo | CRS |
| Syntron | Polysers | T | RTU | | | |
| JAPEX | G DAPS-4 | T | | | | |
| | | T | | | | |
| | | T | | | | |

Carden, A. & Eck, P. Seismic Data Acquisition Planning and Operating a land 3D Seismic Survey. A SEG Continuing Education Short Course presented to CGME SA, Marzo 2000

Tabla II.2.- Ejemplos de equipos de registro comerciales.

La figura 2.2 muestra la conexión típica de un sistema telemétrico, el cual es el sistema de grabación utilizado para los datos del ejemplo del capítulo V. Un grupo de geófonos son conectados entre ellos para mandar la señal a una unidad MRX, esta a su vez, con las cajas vecinas mandan la información digitalizada a la unidad ALX, la cual mandará la señal amplificada con las demás unidades ALX, al sismógrafo. Casi siempre las unidades ALX son colocadas en una misma línea fuente.

Por otra parte, en el sistema radio telemétrico la principal característica es que este no tiene una conexión física entre sus unidades, ya que la información viaja por aire. Este tipo de sistema es utilizado frecuentemente en áreas de difícil acceso.

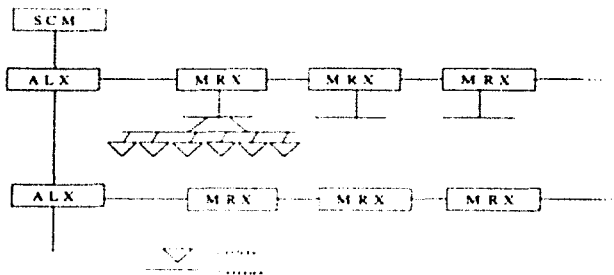


Fig. 2.2. - Típica conexión de un sistema de distribución (Compañía Input/Output)

II.2. DISEÑO SÍSMICO TRIDIMENSIONAL DE LA EXPLORACIÓN SISMOLÓGICA.

Un diseño está basado en tres grandes campos: operativo, económico y geofísico

II.2.1. ASPECTO OPERATIVO

Se refiere a la logística, restricciones sociales y culturales, accesibilidad del área (terrenos accidentados, de cultivo, etc.) problemas ambientales, o bien a la interferencia con otros estudios. Son factores que van a afectar a la adquisición y por esta razón, durante la elaboración del diseño se deben de tomar en cuenta, para minimizar hasta donde sea posible su influencia en el desarrollo del estudio.

II.2.2. ASPECTO ECONÓMICO

Los costos juegan un papel importante durante y después del diseño. En la adquisición el equipo de especialistas de exploración debe de confirmar una cantidad de datos geofísicos que estén ligados con la información geológica existente, pero esto va a depender de la calidad del diseño, reflejándose por lo tanto en beneficios económicos como son la reducción del número de pozos secos.

Todavía hace poco tiempo era necesario descubrir un pozo productor en un área particular para convencer a un "Activo" de exploración de hacer un estudio sísmico 3D. Actualmente esta técnica ha mostrado sus ventajas y se ha visto la conveniencia de hacer estudios 3D desde el principio de la exploración.

La cantidad del presupuesto con que se cuenta para el desarrollo del estudio debe quedar bien definido desde el principio, ya que de otra forma esto puede provocar un mal diseño. Además, se recomienda una constante comunicación con el grupo de personas que tienen a cargo el presupuesto, porque esto facilita en el futuro del estudio decisiones que se tengan que tomar.

Los costos de un estudio 3D pueden variar dependiendo del lugar en que se esté realizando el estudio, del tipo y disponibilidad del equipo y por supuesto de la complejidad del terreno y de la geología. Dependiendo del alcance del procesamiento y la interpretación que se tenga que hacer, esta etapa representa aproximadamente el 15% al 25% del presupuesto total, lo restante lo absorbe la etapa inicial de adquisición. La figura 2.3 esquematiza lo dicho anteriormente. Durante la adquisición los costos consumen el 75% a 85% del presupuesto, sin embargo el tiempo que toma esta etapa es de un 15% a 25% del tiempo total de la caracterización integral de un yacimiento.

II.2.3. ASPECTO GEOFÍSICO

Diseñar un levantamiento sísmico 3D implica algo más que la simple elección de las fuentes, los receptores y hacer los disparos. Para obtener la mejor señal al menor costo, los geofísicos de control de calidad aprovechan un arsenal tecnológico, que va desde la integración de los datos de la zona de estudio hasta la simulación del levantamiento 3D. El incremento en la eficiencia, ha reducido el costo en la adquisición marina y terrestre de datos sísmicos tridimensionales al más bajo costo antes conocido, expandiendo la popularidad de los levantamientos 3D. En los últimos 5 años de los ochentas, las empresas petroleras incrementaron los gastos por concepto de levantamientos sísmicos en casi un 60% hasta llegar a la cantidad de 2,200 millones de dólares¹.

| Nº de costo | Etapas de un proyecto | | | Nº de tiempo |
|-------------|--|---|--|--------------|
| 75-85% | PLANEACIÓN ADQUISICIÓN | Diseño 3D | Información existente nuevos datos | 15-25% |
| 15-25% | PROCESAMIENTO INTERPRETACION Modelado geológico Petrofísica Modelado geológico detallado INTEGRACIÓN Modelado de flujo de fluidos | Preparación y presentación Inversión sísmica a nivel macro Inversión sísmica a nivel detallado Descripción del yacimiento Simulación del yacimiento | información Correlación estructura regional estructura detallada modelo Interpretación toma de decisiones (estrategia de producción) | 75-85% |

Hernández Calderón G. y González Covarrubias G. Aseguramiento de Calidad Factor importante en la Confiablez en la Adquisición Sísmica Tridimensional ASQZ. Ponencia presentada en el V Simposio de Geofísica México 1987

Tabla 2.3 - Se muestra la importancia de la adquisición de datos sísmicos en la estructura del proceso de caracterización integral de un yacimiento

Muchas de las reglas que guían el diseño de un levantamiento 3D son fórmulas geométricas sencillas derivadas de un modelo de una sola capa plana sobre un semiespacio; la ecuación que describe la hipérbola usada en una corrección NMO es un ejemplo. Otras son aproximaciones derivadas de la teoría de procesamiento de señales. Los parámetros del levantamiento se logran conocer a través del análisis, verificando cuantitativamente varios aspectos, para alcanzar los objetivos planteados. Las siguientes fórmulas se emplean para algunos levantamiento 3D.

¹ RILEY DC "Special Report Geophysical Activity in 1991" The leading Edge, 12, No 11 (noviembre de 1993), 1094 -1117

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las longitudes de la celda: $\Delta x, \Delta y$, se calculan para satisfacer los requisitos de resolución vertical y lateral. Para un reflector plano, la longitud de la celda, Δx , puede ser del tamaño del radio de la zona de Fresnel o menor. La zona de Fresnel es el área en un reflector desde el cual la energía reflejada puede alcanzar a un receptor dentro de la mitad de una longitud de onda de la primera energía reflejada. Para un reflector con un echado cualquiera:

$$\Delta x \leq \frac{1}{4 \sin^2(\theta) f_{\max}} \quad \text{normalmente } \Delta x = \Delta y$$

Donde:

θ es el echado estructural

f_{\max} es la frecuencia máxima sin alias requerida para resolver el objetivo.

V_{rms} es la velocidad media cuadrática

El porcentaje de apilamiento se determina a partir de la relación señal-ruido estimada a partir de los datos sísmicos previos, generalmente de estudios 2D. El porcentaje de apilamiento 3D debe de satisfacer la siguiente relación:

$$F_{3D} = F_{2D} \frac{\Delta x \Delta y}{(2R) \Delta x}$$

F_{3D}, F_{2D} son los porcentajes de apilamiento

R es el radio de la zona de Fresnel.

Δx es el intervalo entre los puntos medios comunes en los datos 2D.

El *offset* máximo, X_{\max} se selecciona luego de considerar factores conflictivos entre resolución de la velocidad, distorsión por la corrección NMO y la atenuación de múltiples.

Para una resolución de velocidad Δv requerida para distinguir velocidades al tiempo T , el *offset* máximo es:

$$X_{\max} = \frac{2T \Delta v^2}{\Delta v}$$

donde Δv es $f_{\max} - f_{\min}$, o ancho de banda, v es la velocidad y Δv es el incremento de la velocidad. A medida que X_{\max} aumenta, Δv aumenta. Pero con *offsets* largos, el estiramiento por NMO aumenta y los múltiples empeoran.

Muchos diseñadores de levantamientos sísmológicos emplean su experiencia previa en el manejo de los datos 2D para escoger un apilamiento óptimo para ciertos objetivos o condiciones. El margen, denominado escalón o aureola del porcentaje de apilamiento que es el borde del levantamiento tendrá un porcentaje parcial, por lo tanto la relación señal-ruido (S/R) será menor, debido a que varios de los primeros y últimos disparos no llegan a tantos receptores como en la parte central del levantamiento. Para obtener una cobertura total del objetivo el área del levantamiento debe ser ampliada más allá de las dimensiones de las estructuras que se quieren identificar, algunas veces en un 100% o más; muchos expertos creen que los levantamientos tridimensionales no requieren el nivel de cobertura de los bidimensionales. Esto es porque el procesamiento 3D dirige directamente la energía que procede del exterior del plano vertical que contiene a la fuente y al receptor,

que en el caso bidimensional sería ruido. La densidad de los datos en un levantamiento 3D también permite emplear el procesado para la reducción de ruido, el cual actúa mejor con datos 3D que con datos 2D.

Una característica importante de la señal es la resolución, es decir la capacidad para detectar los reflectores y cuantificar la fuerza de la reflexión. Una alta resolución se logra registrando un gran ancho de banda, es decir un amplio rango de frecuencias. A mayor ancho de banda, mayor poder resolutivo de la onda sísmica. Una meta común de cualquier levantamiento sísmico es distinguir el límite superior y el inferior del objetivo. El espesor del objetivo determina la longitud de onda mínima requerida en el levantamiento, considerada generalmente como cuatro veces dicho grosor². Esta longitud de onda se usa para calcular la frecuencia máxima requerida en el ancho de banda. La velocidad sísmica promedio para el objetivo dividida por la longitud de onda mínima es igual a la frecuencia máxima. Las frecuencias más bajas pueden viajar a mayor profundidad. Algunas fuentes sísmicas están diseñadas para emitir energía en bandas particulares de frecuencia y los receptores normalmente operan en una banda más ancha. Idealmente, las fuentes que operan en una banda de frecuencia óptima deberían ser seleccionadas durante el diseño. Sin embargo, es muy frecuente que los levantamientos sean con disparos de cualquier equipo propuesto por quien haga la oferta más económica.

Un requisito para un buen dato sísmico es una adecuada cobertura del subsuelo. Asumiendo un reflector horizontal plano suave, el espaciamiento mínimo entre la fuente y el receptor en la superficie debe ser dos veces el espaciamiento del punto medio común (PMC) en el objetivo.

Las ondas reflejadas pueden tener un traslape espacial si la separación entre receptores es incorrecta, un levantamiento diseñado con una buena cobertura espacial pero asumiendo estratos planos, puede fracasar en una estructura compleja. Para registrar reflexiones de un estrato inclinado se requieren fuentes y receptores más distantes que para reflexiones de uno horizontal, por lo que se debe ampliar el área de registro en una cantidad, denominada apertura de migración para obtener una cobertura completa del objetivo.

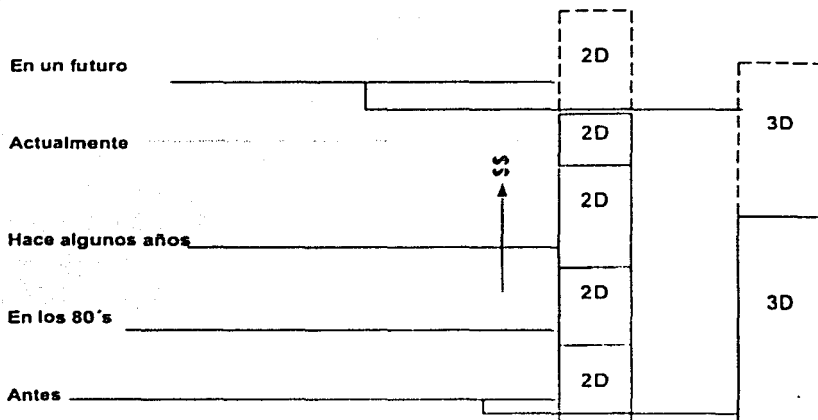
En general, los encargados de planificar el levantamiento emplean fórmulas trigonométricas sencillas para estimar el espaciamiento óptimo entre los puntos medios comunes y el *offset* máximo en los objetivos inclinados. A medida que los geofísicos extraen más información de los datos sísmicos, haciendo que la técnica tenga una mejor relación beneficio/costo, los métodos empíricos sencillos van dejando de producir resultados óptimos. El modelado directo de las trayectorias sísmicas, a veces denominado modelado por trazado de rayos, proporciona una mejor estimación que el de la cobertura del subsuelo, pero esto no es una tarea de rutina durante la planificación debido a las limitaciones económicas y de tiempo.

Una adquisición con una buena señal sísmica es costosa. Tanto en tierra como en mar, los costos de equipos, accesorios de computación y de mano de obra restringen la magnitud del levantamiento y el tiempo de la adquisición. La tarea del planificador es equilibrar geofísica con economía y eficacia y así lograr la mejor señal posible con el menor costo posible³. En tierra, las líneas de las fuentes pueden ser alineadas con las de los receptores o crear ángulos entre sí. Distintos patrones de fuentes y receptores tienen costos y ventajas diferentes, por lo que el planificador debe escoger el que mejor convenga para el levantamiento. Una vez seleccionado el patrón de la prospección, la cobertura del subsuelo se puede calcular en términos del apilamiento y de la distribución de echados. Si la cobertura tiene huecos sistemáticos, el patrón debe ser modificado. En

² Este es el criterio para resolver visualmente el espesor del objetivo. Haciendo un estudio de otros atributos de una traza sísmica, como la amplitud o la fase de la señal, se pueden resolver capas más finas.

³ Bertoli L, Mascanti B y Salvadori L. PLANNING AND FIELD TECHNIQUES FOR 3D LAND ACQUISITION IN HIGHLY TRILLED AND POPULATED AREAS - Today's Results and Future Trends. First Break 11, n°1 (enero de 1993) pp 23-32

un terreno complejo, los levantamientos planeados y los realizados pueden diferir significativamente.



RILEY DC "Special Report Geophysical Activity in 1991". The leading Edge 12 No. 11 (noviembre de 1993) pag 1110

Fig. 2.3 - Costos en función del tiempo entre un estudio 2D y uno 3D.

Se debe de entender que el hecho de hacer el diseño no significa que efectivamente se tenga que realizar el estudio, puede darse el caso en el que el diseño demuestre que el tipo de estudio planeado no cumpla con las expectativas deseadas, en este sentido uno de los objetivos imprescindibles es el de evaluar la posibilidad de realizar el estudio 3D que permita a los especialistas contar con la información adecuada que ayude en la definición de la complejidad geológica del área, esto es, para la identificación del yacimiento.

Por lo tanto, no debe confundirse el objetivo del estudio con el objetivo del diseño, un diseño es la antesala de todo estudio, y por lo tanto parte del éxito ó calidad del estudio depende de lo bien hecho que se haga el diseño, pero a su vez un buen diseño empieza con el claro conocimiento de los objetivos del estudio en términos generales. Dado que el diseño es solo una parte de todo un trabajo, en esta etapa es conveniente marcar sus alcances, los cuales son

- Asegurar que los datos que se adquieran cumplan con los objetivos
- Determinar la técnica de adquisición que permita una eficiente logística basándose en la relación beneficio-costo
- Por lo mismo, determinar los costos y el tiempo estimado para la realización del estudio
- Obtener un diseño sísmico que satisfaga las expectativas del cliente
- Planear la adquisición con las mejores ventajas técnicas que permitan cumplir con las metas operativas
- Explicar detalladamente por que es factible el estudio

Antes del diseño de un estudio 3D es necesario hacer previamente algunas preparaciones como son:

- Recabar todos los datos disponibles mapas, fotos, y estudios de campo.
- Estudio de la geología, datos sísmicos, VSP y registros geofísicos.
- Identificación de los objetivos principales del estudio que se va a realizar.
- Obtener información de datos sísmicos 2D y de los parámetros con los que se llevó a cabo el estudio, como son: el *offset*, el porcentaje de aplimamiento, el echado, el tipo de fuente y tipos de receptores.
- Establecer los parámetros básicos de los modelos.

II.3. OPERACIÓN DE LAS BRIGADAS SÍSMICAS

II.3.1. GESTORÍA

El objetivo del grupo de gestoría es establecer y proporcionar a las diferentes áreas operativas de la brigada de exploración, la normatividad a seguir para dar cumplimiento a las funciones correspondientes.

Dadas las características de los trabajos exploratorios en sísmica tridimensional y su impacto en el medio ambiente, referido éste no como daños ecológicos irreversibles, sino afectaciones menores, es necesaria la conformación de un grupo, que sea el enlace entre la brigada y las personas que se vean afectadas con dichos trabajos, y que vigile los trabajos de campo en su totalidad con el fin de mantener la política ambiental de la empresa y a la vez lograr paralelamente alta calidad en la información adquirida.

La función primordial es la de promover todos los trámites que se requieran para contar con las anuencias para la realización de todos los trabajos inherentes a la brigada de exploración. Por lo tanto, el grupo de gestoría es el encargado de la solicitud de permisos en el área de estudio o prospecto para el inicio de las operaciones de la brigada como son:

- 1.-Apertura de brecha
- 2.-Levantamiento topográfico
- 3.-Tendido de cables telemétricos y geófonos
- 4.-Paso de vibrosismos
- 5.-Rehabilitación de brechas

Las actividades de este grupo generalmente se inician con dos a tres meses de anticipación al inicio de los trabajos de la brigada en un estudio o prospecto, con la finalidad de que en las operaciones no se presente ningún contratiempo y cuente con la superficie necesaria para la adquisición de información.

II.3.2. TOPOGRAFÍA

La exactitud en el posicionamiento de los puntos fuente y receptor, es vital para un exitoso levantamiento sísmico 3D. Esto requiere de una instrumentación confiable, procedimiento detallado de planeación antes del levantamiento y rigurosos chequeos de control de las siguientes actividades:

a) Calibración del equipo topográfico.

Se hace la calibración y ajuste de todos los instrumentos topográficos, al inicio del estudio, y diariamente en el campo al inicio de las operaciones, todas las calibraciones y ajustes se registran para formar parte de un informe final.

b) Tolerancias del posicionamiento

Dependiendo de la precisión que se quiera del estudio, las tolerancias generalmente aplicadas para errores de cierre de poligonal entre puntos de control o redes son:

Error de cierre en el posicionamiento horizontal, en metros es.

$$\leq 3d$$

donde d está en Km.

Error de cierre en la elevación, en centímetros es

$$\pm 10d^2$$

donde d esta en Km.

c) Procedimientos del levantamiento topográfico.

La longitud máxima de una línea o la distancia entre puntos de control es de 40 Km. La longitud máxima entre control de azimut es de 10 Km y preferentemente en la intersección de una línea. La longitud máxima de una línea abierta sin control en un extremo es de 5 Km. Todas las líneas son amarradas a un punto de control conocido.

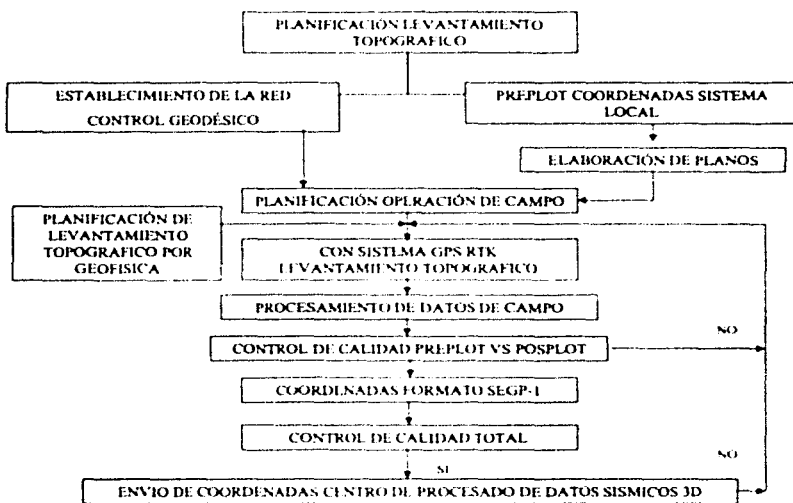


Fig. 2.4 - Procedimiento general que lleva a cabo el grupo de topografía

d) Revisión de los *preplots* y *postplots*

Los conjuntos de datos antes y después del levantamiento, se comparan para asegurar su integridad e identificar posibles errores o discrepancias. Los valores de coordenadas finales son revisados para asegurar que la razón de cierre caiga dentro de los estándares del estudio antes de hacer los ajustes finales. En esta etapa se generan planos de localización, perfiles de elevación, gráficas de líneas horizontales, diagramas de intersección de líneas.

e) Revisión de tolerancias y numeración en campo

Existen varios programas de computación para comparar la posición real de los datos registrados, con la posición teórica de cada uno de los puntos fuente y estación de recepción. Cualquier punto fuera de las tolerancias preestablecidas, queda señalado. El traslado automático directo de los colectores de datos a la computadora, elimina el riesgo de errores que se introducen con la transcripción manual. El procedimiento de trabajo para la brigada de topografía se muestra en la figura 2.4.

II.3.3. OBSERVACIÓN

La brigada de observación es la encargada de obtener los datos sísmicos así como de revisar primariamente la calidad de la información. La brigada de observación esta conformado por el grupo de personas que operan el sismógrafo, el grupo que levanta y pone las líneas receptoras, y el grupo que maneja la fuente de energía.

Para iniciar las operaciones diariamente se deben de recibir los reportes con los puntos a grabar, tanto en posición normal y si es el caso, en la posición del punto desplazado, así como los canales activos a grabar. Además, se recibe información sobre las condiciones que se deben de cumplir dentro de las propiedades así como desplazamientos de estaciones de último momento debido a lluvia, riegos o cambio de parecer de propietarios. También se cuenta con una serie de archivos con coordenadas de puntos fuente, puntos receptores y un archivo relacional en el que se queda especificada la geometría del tendido activo en cada registro.

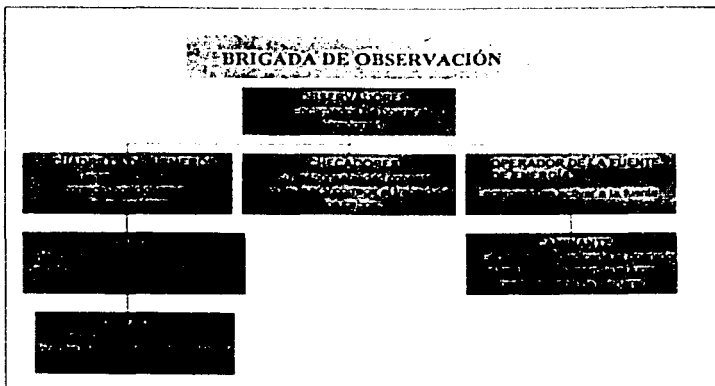


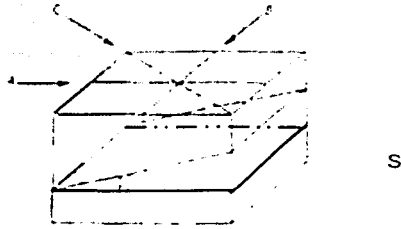
Fig 2 5 - Organización del grupo de observación

II.4. VENTAJAS DE UTILIZAR DATOS SÍSMICOS 3D

Considerando un modelo geológico como el que se muestra en la figura 2.6, el cual consiste de un plano con un echado // cualquiera limitando a dos medios homogéneos. En la superficie de este modelo se tienen tres líneas fuente - receptor, la línea A, que es paralela a la dirección del echado, la línea B, paralela a la línea de rumbo y la tercera, la línea C que tiene una orientación cualquiera diferente a las dos primeras. La línea S marca la posición de una sección horizontal paralela a la superficie

Si se hiciera el estudio considerando sólo a la línea A el resultado después de la migración sería una imagen del plano con su verdadero echado, esto debido a que las trayectorias que viajaron en el medio homogéneo y se reflejaron en el plano, todas se encontraban dentro del caso teórico de la corrección de sobre tiempo de echado (DMO: dip moveout)

Para la línea B la imagen que se obtendría sería de un plano de echado nulo, dado que la línea del estudio es paralela al rumbo y esta no tiene ninguna inclinación. Por último, para la línea C se obtendría como resultado después de la migración un echado aparente y no el real.



Yates O. *Seismic Data Processing and Society of Exploration Geophysicists USA* pag. 366

Fig. 2.6.- Representación de un modelo de dos capas con un echado constante y en la superficie líneas de adquisición sísmica en tres direcciones diferentes. Se indica una sección horizontal (time slice) a profundidad

De todos los casos, el ideal para hacer un estudio sísmico en dos dimensiones es la línea A, pero lamentablemente en la realidad hay ocasiones en que no se tiene la información exacta del echado de las capas de nuestro interés y en el peor de los casos nuestro objetivo no solo recae en una capa de echado constante sino que podemos tener interés en varias capas que tengan diferentes echados cada una.

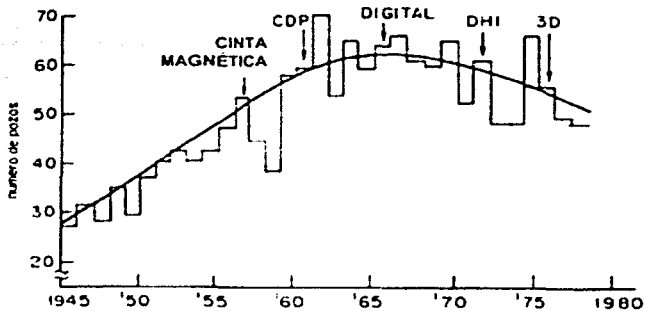
La limitante de información en los casos anteriores es que sólo se puede obtener como resultado final una imagen de dos dimensiones (distancia, tiempo o profundidad) o en otras palabras, sólo se puede obtener una sección del modelo geológico; por lo tanto una imagen tridimensional ayudaría mucho para conocer los verdaderos echados de las capas así como otros detalles. La sísmica tridimensional es la herramienta que nos da este tipo de información, aunque por supuesto, para el diseño en la adquisición de los datos sigue siendo importante conocer los echados de los estratos de interés.

En áreas donde las trampas estructurales están siendo exploradas, las superficies de las capas generalmente tienen un echado en varias direcciones. Un estudio 3D puede proporcionar un alto grado de precisión en la interpretación de los datos ya que la información la maneja en un volumen. Los programas de perforación basados en estudios 3D generalmente tienen un alto grado de éxito, como se muestra en la figura 2.7.

Esta herramienta ha probado su efectividad en el momento de decidir la perforación sobre todo en áreas de geología compleja, permitiendo definir características suaves tales como anchura de canales, discordancias, trampas estratigráficas, las cuales no es posible definir con exactitud en un estudio convencional 2D.

Los estudios 3D han probado su éxito en numerosos proyectos de recuperación de hidrocarburos dada su efectividad. Un estudio 3D tiene muchas aplicaciones ingenieriles, algunas de las cuales todavía están en observación y no se han publicado los resultados finales.

En la exploración tridimensional se obtiene un gran volumen de datos sísmicos, mientras que un estudio bidimensional solo provee información referente a unas secciones con orientaciones preestablecidas. En la fase de exploración 3D primero se debe de limitar la posible área productora, para ello el espacio entre líneas tiende a ser grande, en ocasiones esta labor se lleva a cabo por medio de sísmica 2D ya que la exactitud no es el objetivo principal en esta fase y un estudio sísmico 2D es más barato a veces a largo plazo, que un 3D. En la siguiente fase que consiste en delimitar campos económicamente favorables, un estudio 3D es más conveniente que un estudio 2D debido a que ahora es muy importante la precisión en la ubicación de los diferentes campos (ver figura 2.8 y 2.9); utilizar la técnica 3D se vuelve imprescindible cuando la geología es compleja o cuando los pozos exploratorios son demasiados caros.



MIN. E. Y. DC. "Seismicity Pattern Geophysical Activity in 1991" The leading Edge 12 No. 11 (noviembre de 1993), 1110

Fig.2.7.- Gráfica que muestra el impacto del desarrollo tecnológico en estudios sísmicos de la explotación del petróleo

En la fase de desarrollo del campo, la sísmica tridimensional funciona como herramienta que ayuda a reducir el número de pozos necesarios para delimitar el contacto aceite-agua y el número de pozos requeridos para la explotación del campo haciendo la actividad de explotación más racional y económica.

La sísmica tridimensional también ayuda a la localización estratégica de plataformas marinas, con el objeto de reducir el número de estas y cubrir con mayor eficacia el yacimiento; colocar una plataforma puede costar de 50 a 300 millones de dólares.

Una forma antigua de explorar era por medio de pozos llamados precisamente exploratorios, el promedio de costo por kilómetro cuadrado de un estudio sísmico tridimensional es aproximadamente del 1% a 2% del costo de un pozo seco o no productor; esto enfatiza la relación costo-efectividad entre la aplicación de un estudio 3D y la perforación de pozos exploratorios, esto último se observa mejor en la Tabla 2.4.

Para tomar la decisión de perforar es forzoso el dictamen que se haya hecho a través de un modelo tridimensional, independientemente de que si los datos fueron obtenidos en 3D o en 2D, por esta razón en áreas de geología compleja o en áreas donde la resolución requiere especificar con precisión el tiempo y espacio, la sísmica 3D se convierte en una herramienta indispensable.

El costo de adquisición de varios programas 2D durante varios años en un mismo lugar, posiblemente igualan o rebasan el costo de un estudio 3D. La figura 2.3. muestra cualitativamente los costos de un estudio 2D con respecto a uno 3D en función del tiempo.

Como se observa un solo estudio 3D es mucho más caro que un estudio 2D, pero los beneficios que ofrece compensan esta diferencia. Por otra parte, con un solo estudio 3D es posible delimitar toda el área de interés, mientras que con estudios 2D se requieren varios de éstos por lo que se puede igualar el costo. La gráfica de la figura 2.3 también muestra que a medida que avanza el tiempo los estudio 3D se van abaratando dado el avance tecnológico. Además, el problema de interpretar y el hecho de incorporar constantemente ventanas de varios estudios 2D, produce inevitablemente muchas incertidumbres, por lo que la adquisición de datos 3D proveen una mayor efectividad.

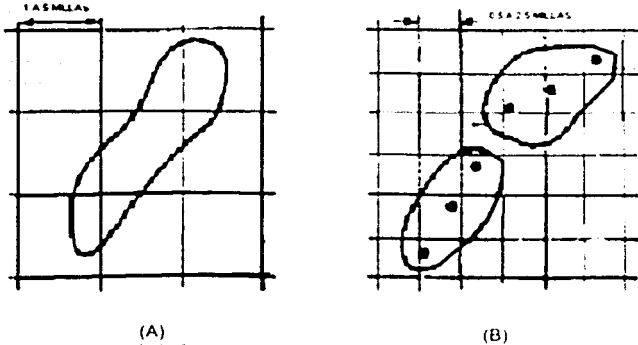


Fig. 2.8.- El área cuadrada de la figura de la izquierda representa toda el zona de estudio, la figura dentro de este cuadrado es la zona de interés donde probablemente se encuentre el objetivo. Nótese que en esta primera fase solo interesa la delimitación del área y además que el espaciamiento entre líneas fuentes y receptoras están demasiado separadas. En la figura de la derecha se ilustra una mejor delimitación de la zona de interés que la seleccionada en la anterior fase por lo que la separación entre líneas fuentes y receptoras disminuye. Los puntos oscuros representan los pozos productivos que son encontrados en esta fase, obviamente a medida que el estudio avance se tiene probabilidades de encontrar mas puntos.

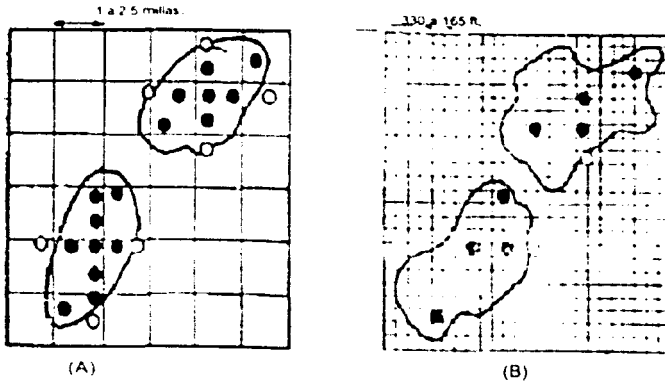


Fig 2.9.- La diferencia de esta figura con la anterior es de que en esta existe un mejor conocimiento de toda el área de estudio y conforme este se hace más exacto reduciendo la separación entre líneas, el número de pozos productivos tiende a aumentar. Con la sísmica 3D se reduce el número de pozos improductivos los cuales están representados por los puntos de color blanco.

La ventaja de un estudio tridimensional entre otras cosas es que se pueden obtener secciones verticales en dirección de la línea fuente o en dirección de la línea receptora, mientras que un estudio convencional 2D sólo es posible obtener secciones verticales en una sola dirección.

| COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO VS ESTUDIO SÍSMICO 3D | | |
|---|------------------------|--|
| ÁREA | COSTO DE UN POZO (MDD) | COSTO DE LA REALIZACIÓN DE UN ESTUDIO SÍSMICO 3D (MDD) |
| Peru | 2,000 - 3,000 | 30-40 |
| Golfo de México | 2,000 - 4,000 | 30-70 |
| Alaska | 2,000 - 4,000 | 50-80 |
| Mar del Norte | 2,000 - 4,000 | 40-50 |

RILEY DR: "Special Report Geophysical Activity in 1991", The leading Edge 12, No. 11 (noviembre de 1993), 1112

Tabla II 4

El siguiente listado resume las ventajas de un estudio sísmico 3D sobre un estudio 2D:

- Un estudio 3D da el verdadero echado mientras que un estudio 2D solo da un echado aparente en el mejor de los casos, en algunas ocasiones muy especiales se obtiene el echado real de algunas capas pero no de todas
- Mayor cantidad y mejor información estratigráfica
- Mayor información de las propiedades de las diferentes capas como por ejemplo porosidad, tipo de grano, discordancias, etc.
- Mejor panorama de modelos de fallas y conexiones (delineación de los bloques)
- Mejor resolución lateral
- Por todo lo anterior, se reduce el porcentaje de error al explotar los posibles yacimientos.

III. CONTROL DE CALIDAD

III.1. CALIDAD Y JUSTIFICACIÓN DE UN CONTROL DE CALIDAD

La calidad tiene relación con las formas y los medios con los que se satisfacen, se mantienen y se mejoran los estándares establecidos. La mayor parte de las definiciones de calidad se refieren al adecuado uso o conformación a los requerimientos.

Existen varias definiciones oficiales de la calidad, que han sido preparadas por diferentes instituciones, tales como la British Standards Institution (BSI), la American Society for Quality Control (ASQC), la European Organization for Quality Control (EOQC) y la International Organization for Standardization (ISO) entre otras.

La tabla III 1 ilustra una clasificación de diversas definiciones de la calidad, basadas en diferentes puntos de vista. Estos diferentes enfoques ponen de relieve la diversidad de puntos de vista sobre el concepto de calidad. Sin embargo, se está volviendo muy común asociar la calidad con las necesidades, puntos de vista y percepciones de los clientes.

Ahora bien, tomando una definición basada desde el punto de vista del cliente, dado que para él se trabaja, valdría la pena preguntarse ¿quién es nuestro cliente?, y en que condiciones estamos con él. En un trabajo de exploración, considerando solo la parte de adquisición, los posibles clientes son: una compañía externa a la que da el servicio, un grupo especializado de interpretación y/o un grupo especializado de procesamiento de datos adscrito a la misma empresa proveedora.

Como se nota, cuando se habla de cliente no implica necesariamente que de él se tenga que recibir una remuneración por lo que la calidad no solo gira alrededor de la economía sino va más allá, tampoco implica que en el momento de entregar el resultado final, la brigada quede desligada de la continuación del estudio, en este contexto *el cliente es aquel grupo de personas que necesita de nuestro trabajo para lograr un fin específico y a veces común.*

| | |
|---------------------------------------|--|
| Definición trascendente | Aunque la calidad no puede definirse, todo el mundo sabe que es |
| Definición basada en el producto | Las diferencias de calidad representan diferencias en la cantidad de alguno de los ingredientes o atributos deseados |
| Definición basada en el usuario | La calidad consiste en la capacidad para satisfacer las expectativas |
| Definición basada en la fabricación | La calidad significa la conformidad del producto con los requerimientos |
| Definición relacionada con el cliente | La calidad es el atributo clave que los clientes utilizan para evaluar los productos y servicios La calidad consiste en cumplir y exceder las expectativas del cliente para preservar el futuro |
| Definición basada en su valor | La calidad es el grado de excelencia con un precio aceptable y un control de variabilidad a un costo aceptable |

LA CALIDAD EN LA ESTRATEGIA DE LA INDUSTRIA MEXICANA - Cap 3 pag 42

Tabla III 1 Expone diferentes definiciones del concepto de la calidad

Ante la avalancha de ofertas y de oferentes, el mercado ha trasladado el poder negociador a manos de los compradores. Son los clientes quienes mandan en la relación comercial. Son sus exigencias las que deben ser tomadas en cuenta si se desea sobrevivir y prosperar en un "mercado de compradores".

Los requerimientos y expectativas de los clientes son variables, pero pueden predecirse:

- Quieren productos de calidad comprobada, en los cuales confiar siempre
- Desean obtener una plena satisfacción a sus necesidades, sin complicaciones
- Piden un servicio de entregas a tiempo y en pequeñas cantidades, no desean un inventario excesivo
- Exigen un servicio atento, preciso, y barato

En síntesis, el cliente informado, inteligente y profesional de hoy exige más que nunca. Si un proveedor no le garantiza la consistencia de calidad en sus productos y servicios, lo cambia por otro y difícilmente regresa.

En el terreno de la sismología se califica a los datos sísmicos como de buena calidad, si la adquisición y el diseño tienen calidad. Si uno de estos factores falla, implica que los datos no van a tener calidad (Fig 3.1).

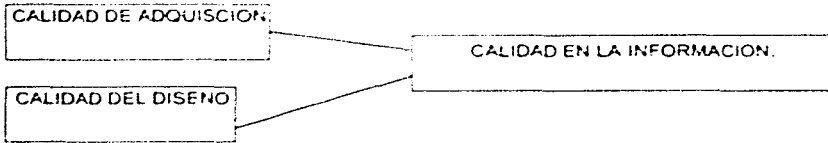


Fig 3.1 -La calidad de la información depende si y solo si existe calidad en la adquisición y en el diseño

La combinación de un buen diseño y una correcta adquisición es fundamental para que los datos tengan calidad, por ejemplo, una brigada puede tener un nivel óptimo de calidad en la adquisición pero si el diseño es defectuoso, los datos no van a cumplir con las expectativas del cliente. Por el otro lado, el grupo encargado del diseño puede crear un excelente diseño, pero si la brigada tiene bajos niveles de operación de nueva cuenta se va a afectar la calidad de los datos sísmicos. A partir de lo anterior, la calidad en la información sísmológica es el grado de cumplimiento de los requerimientos geofísicos planteados por nuestro cliente, en términos de una buena relación señal-ruido, exactitud en el posicionamiento de los eventos sísmicos, capacidad resolutive y preservación de las propiedades sísmicas.

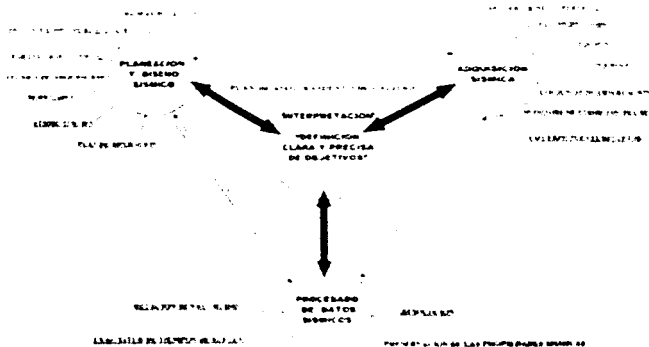


Fig.3.2.- Una buena relación señal -ruido, resolución, exactitud de tiempos de reflexión y preservación de las propiedades sísmicas son los requerimientos geofísicos establecidos por el cliente

Dado que estamos obligados a entregarle a nuestro cliente los mejores resultados sobra decir que es imperativo por lo tanto tener un *control de calidad*.

Pero la justificación de contar con un control de calidad en la adquisición no termina solamente ahí, actualmente las empresas dedicadas a la exploración están comprometidas a cumplir ciertas normas con instancias gubernamentales y no gubernamentales en varios aspectos como el cuidado del medio ambiente, respeto a los derechos de sus trabajadores, etc. Por ello, actualmente han empezado a orientarse en el entendido de que la producción de datos sísmicos se puede optimizar con un método que encuentre un equilibrio entre las exigencias del cliente, la producción y los requerimientos gubernamentales y/o no gubernamentales, como se muestra en la figura 3.3

La figura indica que la actividad de la exploración petrolera tiene siempre que trabajar en el punto de equilibrio de los tres factores mencionados, por lo tanto, la producción de los datos está en función de los dos parámetros restantes, si la producción de datos llega a elevar demasiado su costo no significa necesariamente que la brigada tenga calidad en su trabajo ya que debe de revisarse primero cuales son los niveles en que se encuentran los otros dos factores.

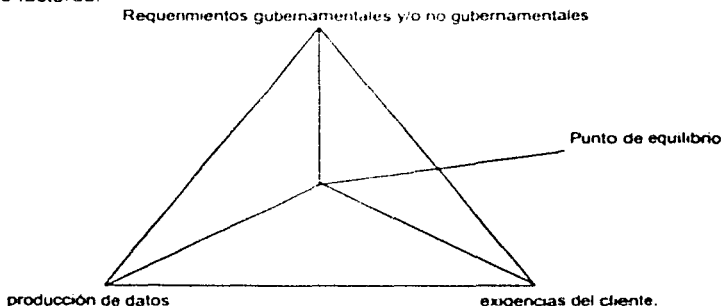


Fig. 3.3.- Las empresas dedicadas a la exploración del petróleo deben encontrar el equilibrio entre los requerimientos, producción de datos y exigencias del cliente.

A la empresa que ofrece el producto al cliente le conviene una gran producción, y antes éste era el único factor que realmente era de interés, actualmente no es así, lo ha remplazado por el concepto de la calidad de los datos de producción, pero esta calidad engloba a su vez la calidad de adquisición, la cual es rapidez, confiabilidad, conservación del medio y por supuesto cumplimiento en las exigencias del cliente

Existe una relación muy estrecha entre calidad, tiempo y costos, si el tiempo aumenta, los costos aumentan y la calidad disminuye dado que el producto no es entregado en el debido tiempo. La calidad de un estudio sísmico se puede medir basándose en diferentes parámetros y entre estos se cuenta con el tiempo en que se obtiene el producto final.

Como se vio en la figura 2.3, del capítulo anterior, el costo de un estudio 3D es demasiado alto en comparación con un solo estudio 2D, esto propicia que se tenga que hacer el estudio de la mejor forma y en el menor tiempo, lo cual solo se obtiene con un control de calidad efectivo

Un beneficio que ofrece el contar con un control de calidad en el desarrollo de un estudio es que aumenta considerablemente las posibilidades de cumplir los objetivos trazados en

el diseño. Esto es importante dado que se deja a un lado las improvisaciones y se trabaja con procedimientos establecidos

Una de las cualidades del control de calidad es la facilidad de detectar errores y por lo mismo reduce el número de repeticiones en un trabajo, y es que, el control de calidad busca la automatización de los procedimientos lo cual reduce enormemente el error humano, factor principal de la repetición del trabajo.

Para aquellas empresas que empiezan a tener alguna experiencia en la adquisición de datos tridimensionales es importante que cuenten con un control de calidad, ya que los resultados finales que arroje este control, dará una mejor idea de lo que se puede mejorar y de lo que puede preservarse como parte del trabajo. De esta forma el control de calidad sirve de respaldo para futuras decisiones que se hagan en otros estudios; desde este punto de vista el control de calidad es un reporte documentado y organizado de la experiencia adquirida.

Una de las ventajas de contar con un control de calidad es que permite crear *procedimientos*, un procedimiento es una secuencia de fases, que tiene principio y fin, y así elimina el concepto de evento aislado en su carácter de suceso, como algo que se da de repente sin saber cómo, ni cuándo.

En cada uno de los grupos disciplinarios dedicadas a la adquisición de datos sísmicos tienen una rutina establecida, obtenida por una parte por la experiencia del grupo de trabajo y por la otra, por las condiciones que impone el estudio en específico. Los procedimientos son parte de la automatización de las labores, pero no debe de pensarse que por ser rutinario y automatizado cualquier persona esta capacitada para hacer la tarea, ya que el encargado de llevar a cabo el trabajo, deberá estar consiente de cada uno de los pasos que sugiere el procedimiento además de tener la capacidad de resolver los problemas imprevistos que surjan, y con la iniciativa, basada en su experiencia, de enriquecer aun más el procedimiento establecido. Uno de los objetivos de crear un procedimiento es documentar las actividades de cada una de las áreas con el fin de que estos sean lo más entendibles, y al personal de nuevo ingreso que tenga los conocimientos básicos en la materia se lleve el mínimo de tiempo en su capacitación y adaptación a la vida de la brigada, además de definir los criterios generales que deberán ser aplicados con flexibilidad y sentido común, de acuerdo a las diferentes problemáticas de los trabajos en campo

Las normas y procedimientos establecidos, representan metas alcanzables utilizando equipos disponibles comercialmente y bajo condiciones reales de operación con la condición de estandarizar los criterios, conceptos y métodos utilizados para el desarrollo de los trabajos. Los procedimientos son importantes tanto para el desarrollo del estudio como para futuros estudios con características semejantes y son la parte fundamental que da la rapidez a cada uno de las tareas que se desarrollan dianamente en una brigada, sin un procedimiento, dianamente se tendría que estar improvisando, creando una desorganización y poniendo en riesgo la calidad de los datos.

Uno de los principales fines de un control de calidad es obtener los datos sísmicos, abatiendo los costos de producción, por lo que el tener un control de calidad en la adquisición de datos es sumamente importante dado que es en esta etapa donde se consume la mayor parte de los recursos (ver tabla 2.3 página 7).

El impacto de un trabajo con calidad es sumamente redituable a la empresa, ya que la proyecta a otros niveles de competitividad, esto produce a la larga grandes beneficios económicos porque estará reconocida como una empresa que ofrece seguridad al cliente en el producto. Para que una empresa sea competitiva necesita que sus productos se obtengan de procesos que aseguren la calidad y la optimización del uso de la tecnología con que cuenta.

Actualmente las empresas dedicadas a la explotación del petróleo no han establecido claramente que significa la calidad en la adquisición de datos sísmicos, aunque las compañías dedicadas al diseño y venta de instrumentación geofísica ya han establecido sus propios estándares de calidad obteniendo reconocimientos que acreditan la calidad de sus productos. La tendencia actual de las compañías prestadoras de servicios exploratorios es crear sistemas que aseguren la calidad de los datos sísmicos vislumbrándose en establecer estándares de calidad a nivel mundial. Con la sísmica tridimensional, han surgido un gran número de compañías prestadoras de servicios de control de calidad, así como también una gran cantidad de paquetes de cómputo comerciales para este propósito.

El objetivo de un estudio sísmico es encontrar yacimientos productivos, en cada una de las etapas de este proceso de búsqueda la sísmica juega un importante papel (Fig. 3.4). La sísmología se puede dividir en tres grandes áreas: delimitación, exploración y producción.

PARTICIPACION DE LA SISMOLOGIA EN EL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO PETROLERO:

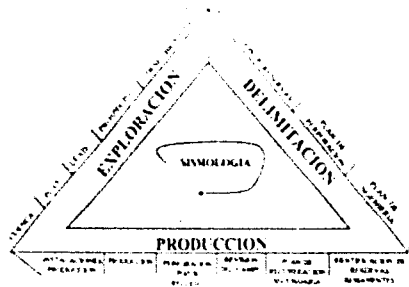


Fig.3.4.- El tener un control de calidad en los datos sísmicos es importante debido que la sísmología es parte fundamental en las tareas de la explotación de hidrocarburos.

Por definición, un estudio tridimensional tiene mayor resolución que un estudio bidimensional independientemente en que área de las antes mencionadas se este aplicando, pero sería verdaderamente contradictorio que al realizar un estudio 2D resultara más exacto que un estudio 3D, esta posibilidad se puede evitar estableciendo un control de calidad en la adquisición de los datos.

Un estudio 3D tiende a manejar una gran cantidad de datos, esto implica que se deben de almacenar ordenadamente en una base de datos confiable. El hecho de respaldarlos con todo y sus características en la base de datos va servir para llevar un registro de lo que se ha realizado durante todo el estudio. Durante la elaboración del diseño se toman en cuenta todas las posibles situaciones que puedan afectar el buen desempeño del trabajo de la brigada, por eso se intenta que la adquisición sea lo más automatizada posible y por lo tanto más rápida y eficiente, pero hay situaciones que evidentemente el grupo encargado del diseño no puede prever, como son las condiciones climatológicas que van imperar en el desarrollo del estudio, problemas operacionales, etc. por todo esto, con la ayuda de un control de calidad y la estadística podemos oportunamente decidir en que momento nos conviene cambiar la metodología llevada, si es momento adecuado de

cambiar el tendido de *swath* a *zipper*, o viceversa, o si es conveniente reorganizar al personal, dado que por ejemplo el grupo de observación avanza mas rápido que el de topografía, o que gestoría encuentre nuevos problemas en su avance.

En casos más extremos con el control de calidad estadístico se pueden fundamentar decisiones que afecten directamente los parámetros del diseño como son: el tamaño de la celda, el porcentaje de apilamiento, distancia entre fuentes, etc

En la mayoría de las industrias dedicadas a la exploración de petróleo es importante la comunicación entre las diferentes áreas, por lo que, periódicamente se realizan juntas informativas para conocer el avance y necesidades de la brigada; el tener la información a la mano y actualizada en la base de datos va ayudar para que la comunicación se fortalezca

De igual forma se acostumbra realizar auditorias del trabajo realizado, estas sirven para cotejar lo reportado en papel con el trabajo diano, una base de datos confiable surgida del control de calidad va facilitar enormemente la tarea de la auditoria traduciéndose en la optimización del tiempo, creando un ambiente de seguridad y transparencia.

III.2. DEFINICIÓN DE CONTROL DE CALIDAD

De forma general, el control de calidad es el uso de técnicas para lograr, mantener y tratar de mejorar los estándares de calidad de los productos y servicios. Control de calidad en su forma más amplia del concepto coordina las siguientes actividades:

- especificaciones de lo que se requiere
- diseño del producto / servicio requerido
- producción / instalación / ensamble de partes componentes y elementos del conjunto servicio/ producto.
- inspección del conjunto producto / servicio, para determinar la conformidad con las especificaciones del cliente
- análisis del uso / consumo del producto / servicio, para retroalimentar la información sobre mejoras cuando estas son factibles

Los principios del control de calidad se basan en las siguientes etapas.

- no debe de existir fabricación o elaboración sin mediación.
- no debe de haber medición sin registros
- no debe de haber registros sin análisis (justificación del procesamiento preliminar).
- no debe de procederse al análisis sin contar con retroalimentación y acciones correctivas.

Después de lo expuesto, el concepto de control de calidad en el ámbito de la exploración sísmológica dedicada a la industria del petróleo se puede definir como *el grupo de técnicas y actividades operativas destinadas tanto a supervisar un proceso, como a eliminar las causas de desempeño insatisfactorio en las etapas más relevantes del ciclo de calidad, para lograr el cumplimiento de objetivos y una efectividad económica.*

Pero el hablar de control de calidad es referirse estrictamente a un elemento de todo un conjunto por lo que existe en la literatura el concepto de *Control de Calidad Total* que es una composición de todos los controles que se llevan en cada una de las áreas que colaboran para la elaboración del producto. Las características del control de calidad total son:

- Enfatiza el cumplimiento a clientes internos y externos.
- Abarca a todas las áreas funcionales
- Establece la permanencia de la mejora continua
- Crea una nueva cultura administrativa basada en participación, apertura, respeto, medición, espíritu de servicio, etc.

En el caso de la adquisición de datos sísmicos existe un control de calidad propio de topografía, un control de calidad de gestoría, y un control de calidad de observación. Cada

una actúa de forma independiente a la otra por que desempeñan trabajos con necesidades distintas aún cuando están relacionados en el punto común de producir datos sísmicos con calidad, la parte encargada precisamente en ligar cada una de las actividades de las distintas áreas es el control de calidad total que comúnmente le es llamada como control de calidad. La calidad total es entonces la administración de la calidad en forma integral, esta a su vez, tiende a usar como herramienta el control de calidad estadístico, el control de calidad estadístico es un concepto todavía nuevo en la industria petrolera, pero no así en el círculo de personas encargadas de hacer más eficiente todas las actividades de cualquier industria. El control de calidad estadístico se usa para medir el grado de conformidad de materias primas, procesos y productos con las especificaciones previamente establecidas, la característica principal es que utiliza graficas descriptivas, comparativas para medir variaciones. Al control estadístico también es llamado como control de calidad científico porque su trabajo lo hace por medio de mediciones y análisis, usando la teoría de muestreo estadístico. Esto conduce a mas o menos controlar el proceso. El control de calidad de rutina sería el caso en el que el control de calidad no contara de la ayuda de la estadística. Este tipo de control tiende por lo tanto a tener mayores deficiencias, pero es mas barato y mas rápido, y para algunas casos resulta conveniente utilizarlo.

La misión de un control de calidad total de geofísica es garantizar la óptima adquisición de la señal sísmica por medio del control del diseño lo cual implica que las áreas que conforman la brigada lleven su control de calidad respetando los patrones de campo previamente establecidos como resultado de las pruebas de campo efectuadas en el área de estudio.

En el siguiente listado se hace un resumen de cada una de las razones por las cuales es benéfico contar con un control de calidad en la adquisición de datos.

- La enorme inversión de recursos en sísmología tridimensional, requiere profundizar en el control de calidad.
- Las regulaciones gubernamentales sobre seguridad y medio ambiente, las restricciones de permisos y la participación de organizaciones civiles hacen imperativo hacer más eficiente la labor de la adquisición de datos
- La sísmica tridimensional tiene aplicaciones recientes en varias empresas
- Asegura el cumplimiento de los objetivos
- Reduce la repetición de trabajos
- Optimización de los recursos.
- Mayor rentabilidad y competitividad de la empresa.
- Mayor efectividad organizacional (creación de procedimientos).
- Transparencia en la forma de trabajar.
- Optimización de los tiempos.
- El control de calidad en la sísmica dedicada a la exploración del petróleo es importante porque ésta se utiliza en la delimitación, exploración y producción.
- Con un control de calidad es más fácil detectar errores.
- Ayuda a la comunicación entre las diferentes áreas de la brigada
- Se puede llevar a cabo una mejor observación del desarrollo del estudio.

III.3. CONTROL DE CALIDAD EN LAS DIFERENTES BRIGADAS

III.3.1. GESTORÍA

Los parámetros para medir la calidad del área de gestión son

1. El tiempo que tarde para negociar los posibles permisos y las condiciones que este llegue a negociar.
2. La cantidad de rehabilitación, pagos y permisos obtenidos.

3. La disponibilidad de la información para resolver los problemas que surjan durante el estudio.
4. Las quejas de los dueños durante y después del estudio.

Como se mencionó, antes de iniciar formalmente el estudio, la brigada de gestoría empieza a negociar con los dueños de los terrenos por donde va pasar el estudio, es decir, gestoría tiene que ir siempre más adelante que las demás áreas, para asegurar el cumplimiento del trabajo de exploración. Esta ventaja no debe disminuir, sino todo lo contrario, tendrá que buscarse la forma de acrecentarla para disminuir la posibilidad de afectar el trabajo de las demás áreas.

Los parámetros en que se basa la calidad son fundamentalmente en su equipo humano, colocando en segundo término la infraestructura, que si bien no es tan importante, no debe de descuidarse.

Los problemas inesperados requieren de información rápida, confiable y discreta para que se puedan resolver. Las tres características antes mencionadas se obtiene en el tipo y aprovechamiento de la base de datos. Como se nota para llegar a los niveles deseados de rapidez, confiabilidad y discreción, se debe de contar con una base de datos adecuada a las condiciones, por lo que en esta parte es donde la infraestructura del área adquiere importancia.

Las quejas de los dueños son relevantes para medir la calidad de la gestoría y es que este factor va a afectar directamente a las posibles brigadas que tengan que realizar un trabajo posterior, por lo que tendrá que buscarse a toda costa dejar una buena imagen de la empresa, para que las demás brigadas que lleguen tengan los mínimos problemas para entrar.

III.3.2. TOPOGRAFÍA

Los trabajos sismológicos 3D requieren de una excelente precisión tanto en la adquisición de datos topográficos como en los sísmicos, en el aspecto topográfico actualmente se cuenta con tecnología que puede manejar valores de error de centésimas de metro. Generalmente se utiliza para el posicionamiento el GPS que proporciona la ubicación de las estaciones en líneas fuentes y receptoras con una precisión de $\pm 0.01m$ utilizando el método de cinemática en tiempo real (RTK).

La calidad en los trabajos topográficos se apoya primeramente en la experiencia del personal, la tecnología es importante, pero puede considerarse como factor secundario, porque casi todos los aparatos para mediciones topográficas tienen en general la misma calidad, ya que las compañías dedicadas a la fabricación de estos instrumentos se han esforzado en certificar sus productos como productos de alta calidad.

III.3.3. OBSERVACIÓN

El sistema de control de calidad de observación de campo se inicia en el sismógrafo donde se revisa el tendido de líneas sísmicas así como también de las unidades de transmisión, baterías y se realiza una prueba de similitud si es que se esta trabajando con vibros para revisar que la fase y fuerza estén dentro de tolerancia.

La parte de observación no solo se limita a la adquisición de los datos sino también al mantenimiento del equipo, parte fundamental de su control de calidad.

Desde el inicio de un estudio y hasta su finalización, el grupo de observación realiza diversas pruebas al equipo sísmico con el objeto de garantizar el correcto funcionamiento de todos los sistemas de adquisición de datos y mantener la calidad en la adquisición.

III.3.3.1. PRUEBAS INSTRUMENTALES

III.3.3.1.1. CABLES, GRUPOS DE GEÓFONOS

Antes de iniciar las actividades diarias de observación se lleva a cabo una revisión de todo el equipo de registro aplicándoles las siguientes pruebas:

Pruebas de humedad (*leakege*)

Esta prueba se realiza con el objeto de identificar grupos de geófonos que fueran susceptibles de sufrir problemas de inducción debido a situaciones de humedad en el terreno. Básicamente se determina la resistencia de aislamiento sumergiendo el grupo dentro de un tanque con agua y midiendo la resistencia entre las dos terminales de entrada y un electrodo que sirve como tierra. A pesar de la elevada tensión generada por el instrumento, la corriente que circula por las bobinas es muy pequeña puesto que las dos terminales de entrada están en corto circuito y quedan al mismo potencial. Esta tensión permite detectar fugas muy pequeñas en el aislante. El valor nominal para una aislamiento óptimo debe de ser superior a $10\ \Omega$, los grupos de detectores que presentan valores inferiores son destinados al taller para su reparación.

Los cables también son sometidos a la prueba de humedad y siguiendo los mismos procedimientos utilizados para los geófonos. Además del aislamiento se mide la continuidad, la alimentación cruzada (*crossfeed*) y se revisan los conectores y salidas de los cables.

Pruebas de funcionalidad

Una vez realizada la prueba de humedad se procede a verificar la calidad de los grupos de geófonos, midiendo los siguientes parámetros en cada grupo:

- resistencia
- resistencia dinámica
- distorsión
- sensibilidad
- amortiguamiento
- polaridad
- frecuencia natural

De acuerdo con las especificaciones y tolerancias proporcionadas por el fabricante. Los geófonos se dejan plantados en el terreno durante 24 horas previo a la realización de la prueba.

III.3.3.1.2. SISMÓGRAFO

De igual manera que en el equipo de registro, el equipo de grabación es probado antes de iniciar las operaciones de campo bajo la supervisión del personal capacitado.

Las cajas de transmisión, cables y geófonos son conectados al sismógrafo de donde se realiza las pruebas de *crossfeed* de campo, distorsión y rango dinámico, ruido, impulso de campo, ruido ambiental y prueba de aislamiento.

Las unidades de transmisión son probadas por el instrumento de adquisición al momento del encendido (*initial test*), en las que se compara la señal DC medida por una resistencia interna de $500\ \Omega$. Si no se detecta error en la medición, la unidad enciende normalmente, con ello se asegura que la unidad tiene los valores adecuados de voltaje de alimentación y los sistemas de recolección de datos analógicos y de transmisión de datos digitalizados funcionan. Normalmente las pruebas se efectúan a los instrumentos (sismógrafo) y al equipo de registro en campo (cajas, cables y geófonos).

III.3.3.1.2.1 PRUEBAS DE CAMPO

➤ Alimentación cruzada (*Crossfeed* o *instrument crosstalk test*)

Se mide cualquier inducción cruzada entre los canales de las unidades de transmisión, para ello se realizan dos adquisiciones, en la primera se alimentan con una señal

sinusoidal los canales impares para analizar posibles inducciones que aparezcan en los canales pares, en la segunda el procedimiento se aplica a los canales pares

➤ Distorsion (*instrument distortion test*)

Se analiza en el dominio de la frecuencia la distorsion armonica que aparece en el convertidor analogico digital de las unidades de adquisicion de datos, con una señal de entrada sinusoidal de maxima amplitud y relativa baja frecuencia

La distorsion de un canal es la relación cuadratica entre las armonicas existentes en el rango de frecuencias de operacion y la fundamental, que corresponde a la frecuencia de prueba. En esta prueba se calcula tambien el rango dinámico de los canales de datos, el cual corresponde a la relacion en dB entre la frecuencia fundamental y los valores determinados que van desde 3 Hz hasta la frecuencia de Nyquist, estos valores son calculados con un incremento de 0.48 Hz. La distorsion medida no debe exceder las 3 partes por millon (ppm) y el rango dinámico debe ser menor a 110 dB

➤ Ruido instrumental (*instrument RMS and offset test*)

Para esta prueba el equipo se conecta internamente en las unidades de transmision de las entradas de los canales de datos y se analiza en el convertidor analogico digital cualquier adición excesivo de ruido y *offset* por parte de sus componentes

➤ Pulso (*instrument impulse test*)

Las entradas son conectadas al generador interno que crea en la entrada una señal impulsiva, cada señal es comparada con un modelo grabado y es marcado como defectuoso si excede un error cuadrático del 1%

III.3.3.1.2.2 PRUEBAS AL EQUIPO DE REGISTRO

Crossfeed de campo (*field crosstalk test*)

Incluye en la prueba de crossfeed los conductores de los cables y los grupos de geofonos seleccionados. Se utiliza una señal sinusoidal interna de 78Hz, con un valor de 70 dB como limite de error

➤ Impulso de campo (*field impulse test*)

Es una prueba para conocer fallas relacionadas con los sensores. Los resultados de estas pruebas se ven afectadas por la frecuencia natural, el amortiguamiento, la sensibilidad, la distorsion y la posición de los geofonos. Para su análisis se calcula un coeficiente que refleja la correlacion entre la respuesta real al impulso de la *istra* y un modelo de respuesta impulsiva almacenado. Se deben especificar valores de similitud y porcentaje de error.

➤ Ruido ambiente (*field noise*)

Da una medida del voltaje RMS del ruido del ambiente calculado en un periodo de adquisicion de 3 segundos

III.3.3.2. EJEMPLOS DEL FUNCIONAMIENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE OBSERVACIÓN

Como se notará de la explicación anterior, la calidad del trabajo desarrollado por observación se basa de igual forma en la calidad que se tenga del equipo y en el personal especializado que lo esté operando (experiencia conocimientos aptitudes etc.) Los aparatos que se utilizan en el estudio son demasiado caros y sensibles a las inclemencias del clima, y estos deben de trabajar en un cierto rango de humedad sobre todo las cajas transmisión, por esta razón si no se cuenta con un control de calidad durante la adquisición se tiene el riesgo de obtener datos demasiado malos.

Cuando un sismograma contiene trazas sísmicas demasiado ruidosas o con señal incongruente a lo que se espera, o simplemente no se tiene señal, existen varias causas que explican lo ocurrido:

- Que las cajas electrónicas no funcionen.
- Que los cables no funcionen
- Que exista un mala conexión
- Que este desactivado un canal o un grupo de canales dado un impedimento fisico.

Las tres primeras razones mencionadas son corregibles en el momento y no tienen por que afectar la calidad de la señal, dado que en el campo se debe de tener equipo de reserva y lo único que hay que hacer es cambiar el equipo por otro y repetir el disparo, pero la ultima causa, si afecta la calidad de la señal y es difícil de evitar y por lo tanto no se puede corregir, en algunas ocasiones se tiene que desconectar un canal debido que no es posible medir en el lugar dado un impedimento cultural. Una posible solución a este problema es desplazar el punto pero esto a veces no es posible por circunstancias propias de la zona o del diseño. Evidentemente el no tener información de un canal afecta la calidad de la señal y por lo tanto se debe de cuidar que esto no suceda tan seguido.

Durante el desarrollo normal de un estudio 3D la persona indicada para manejar el sismógrafo constantemente tiene que estar vigilando la calidad de la señal a cada disparo, esto se verifica en los llamados monitores que son sismogramas que se obtienen inmediatamente de un disparo acompañados de información concerniente a los datos de la adquisición como son

- Fecha y hora del punto vibrado
- Número de archivo que corresponde el disparo hecho.
- Coordenadas del punto vibrado
- Número de canales.
- Longitud en tiempo del registro
- Valor del muestreo.
- Ganancia final
- Número de cartucho en el que se va almacenar la información. Cada archivo contiene información de un punto vibrado determinado por lo que el número total de archivos corresponde al número total de puntos vibrados en el cartucho.

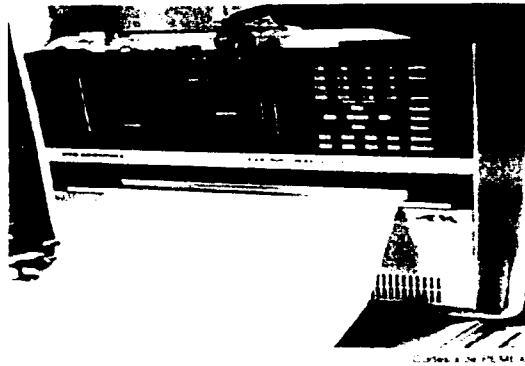


Fig. 3.5 - Se muestra un monitor saliendo casi de forma instantanea despues de haber sido activada la fuente.

Dada la razón que fuera, si la señal del sismograma sale mal, el observador tiene la obligación de repetir el disparo asegurando elevar la calidad de la señal al siguiente, pero como a cada disparo le corresponde un específico número de archivo y este queda grabado en el cartucho, en el reporte diario de las actividades del observador se debe de anotar que archivos cumplen con el nivel de calidad y cuales no.

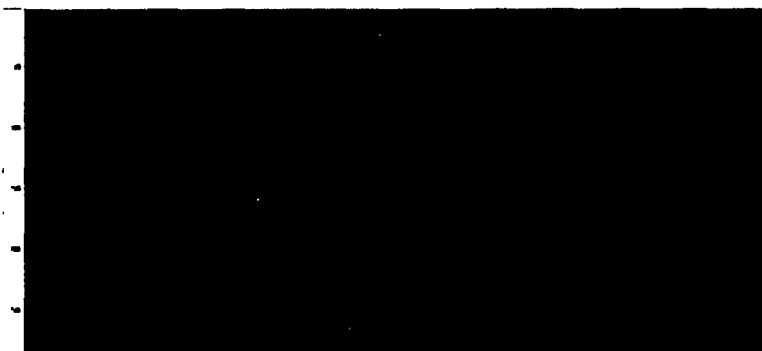
En las figuras 3.6 A y B se presenta un ejemplo en que el observador decidió repetir el disparo dada la cantidad de ruido que contenía la señal. La cantidad de ruido que tenga una señal así como la decisión de repetir el disparo, está determinado por condiciones cualitativas basadas en la mayor parte por la experiencia del observador y por su criterio, por esta razón se explicó en párrafos anteriores que el control de calidad depende en buena parte del equipo humano que se tenga.

A pesar de lo subjetivo que parezca esta situación la mayoría de las veces existe un criterio unificado con los integrantes de la brigada al respecto de saber que señal es ruidosa (de baja calidad) y que señal no lo es, aunque de cualquier forma sigue regido por parámetros subjetivos.

El lector se preguntará cual es la razón por la cual en el ejemplo anterior en un mismo punto con una diferencia de minutos dos puntos vibrados pueden ser tan distintos. Existen varias razones, entre las más comunes son que dadas las condiciones climatológicas, el viento llega a producir una cantidad de ruido importante o puede ser también un problema en las planchas de los vibros que no hacen un buen contacto con el suelo debido a la forma del terreno, si es que se están utilizando esta clase de fuentes de energía en el estudio; esto sucede aun cuando los espectros de amplitud y de fase estén correctos o bien, otra razón puede ser por el tránsito de maquinaria pesada desde camionetas hasta tractores propios de la compañía o de la gente del lugar. Por lo tanto el observador debe de asegurarse de tener condiciones quietas durante la grabación, controlando todo movimiento dentro del área de estudio.

En forma general la brigada de observación asegura la calidad con los siguientes controles:

- Presenta los registros con varias combinaciones de filtros y ganancias para monitorear el ruido ambiente y el generado por la fuente, así como el mejoramiento o degradación de la señal.
- Reproduce familias de trazas selectivas para monitorear la integridad y continuidad de los datos.
- Controla la tendencia de los tiempos vertical de pozo y la compatibilidad con los valores establecidos.
- Genera análisis espectrales y paneles de filtros para medir el contenido de frecuencias, la potencia relativa de la señal y el ancho de banda.
- Con los análisis F-K y F-T monitorea el ancho de banda de la señal y la coherencia como objetivo.
- Verifica la posición de los primeros arribos.



A



B

Fig 3 6 A-B - Muestra como la seccion en la figura A es rechazada desde el momento de la observación dada la cantidad de ruido. La segunda figura (B) es la seccion tomada en el mismo lugar pero con mejor calidad

IV. PROBLEMAS TÍPICOS QUE SE PRESENTAN EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SISMOLÓGICOS 3D.

Los problemas que se presentan en la fase de la adquisición van a influir bastante en la calidad de los datos, repercutiendo sobre todo en el factor tiempo de adquisición. Algunos se pueden prever y aminorar su influencia, otros tantos se atribuyen a errores humanos por descuido o negligencia.

En general existen dos tipos de problemas: los que tienen solución y los que carecen de ella y la mayoría de las veces son difíciles de predecir, ejemplos de estos últimos son principalmente las inclemencias del tiempo y problemas operacionales.

IV.1. INCLEMENCIAS DEL TIEMPO

Las principales inclemencias que retrasan el trabajo de la brigada son la lluvia y las tormentas eléctricas. Las lluvias afectan con el hecho de que humedecen el terreno y esto implica que se genere mayor ruido en la señal, esto es desde el punto de vista geofísico.

Desde el punto de vista ambiental, con el terreno húmedo este sufre mayores daños con el tránsito de la maquinaria y transporte. Por otra parte las cajas de transmisión funcionan con un rango específico de humedad por lo que si se trabaja de esta forma van existir mayores problemas de transmisión.

Dependiendo del terreno y de la intensidad de la lluvia pueden retrasar el trabajo por varios días, por ejemplo, una lluvia de moderada intensidad con un terreno que absorba rápidamente el agua puede retrasar el trabajo hasta por dos días: un día gastado por la lluvia propiamente y otro para la evaporación de la humedad del medio ambiente.

Las tormentas eléctricas son más peligrosas por que si se sigue trabajando con estas condiciones puede caer una descarga al sismógrafo. Desde el punto de vista geofísico, con estas condiciones climatológicas, la cantidad de ruido aleatorio se incrementa enormemente.

La lluvia y la tormenta eléctrica meten demasiado ruido. De hecho para la humedad del terreno, en el diseño se consideran valores promedios para fijar los filtros necesarios, pero si se rebasan estos valores de humedad la adquisición debe de parar.

IV.2. RUIDO AMBIENTAL

El ruido ambiental es un factor que se debe de procurar eliminar desde el inicio de las operaciones, así como durante el procesamiento preliminar. Su daño es bastante debido que es totalmente aleatorio (Fig. 4.1) y por lo tanto tiene una gama amplia de frecuencias que caen en las frecuencias de interés.

En este tema no existe un método establecido que sea totalmente eficaz para eliminarlo, pero si existen métodos para evitarlo, como son aparatos que miden el ruido ambiental antes de cada disparo, y filtros tipo pasabandas que aminoran la cantidad de ruido mezclado con la señal.

Si existe demasiado ruido ambiental se prefiere parar la producción de datos por un momento antes que seguir midiendo, ya que si se sigue vibrando, la señal obtenida no va ser de calidad y de cualquier manera se van a tener que repetir los puntos.

IV.3. SINCRONÍA DEL SISMÓGRAFO CON LA FUENTE DE ENERGÍA

Otro problema es cuando se pierde la coordinación entre el sismógrafo y los operadores de vibros, en ocasiones esto produce que se haga un número menor o mayor de barridos, si se hacen un mayor número de barridos no repercute en mucho en la calidad de los datos, pero si se hace de menos, se afecta en la profundidad de estudio de la señal. (Figs. 4.2 y 4.3)

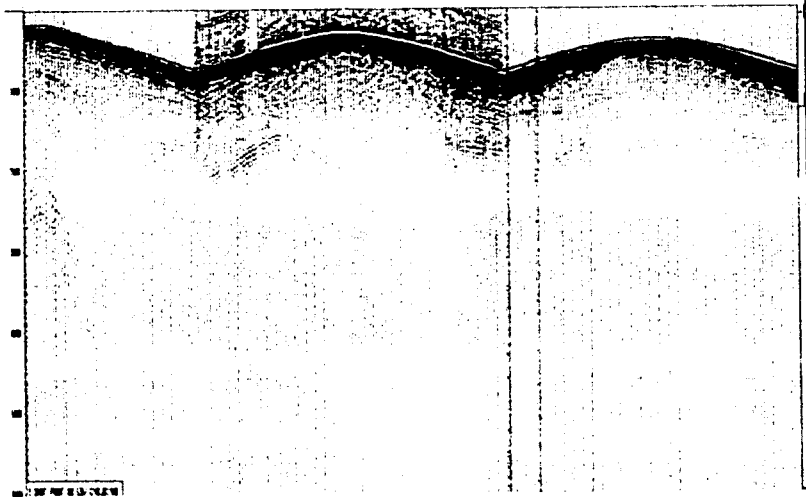


Fig 4 1 - El ruido ambiental esta presente de forma aleatoria y afectando a toda la señal

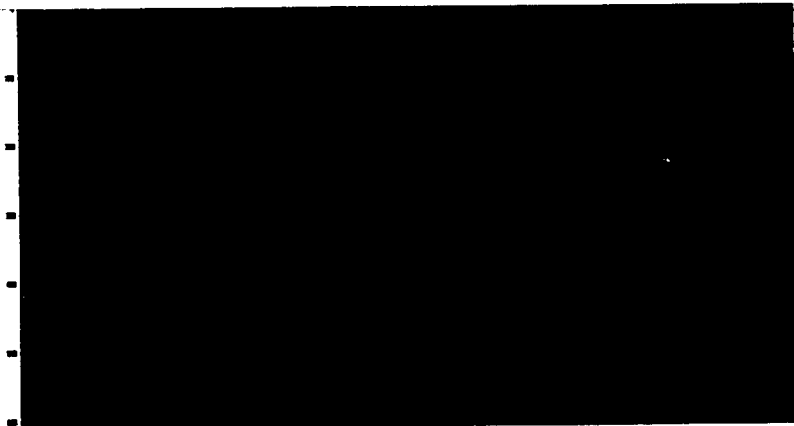


Fig 4 2

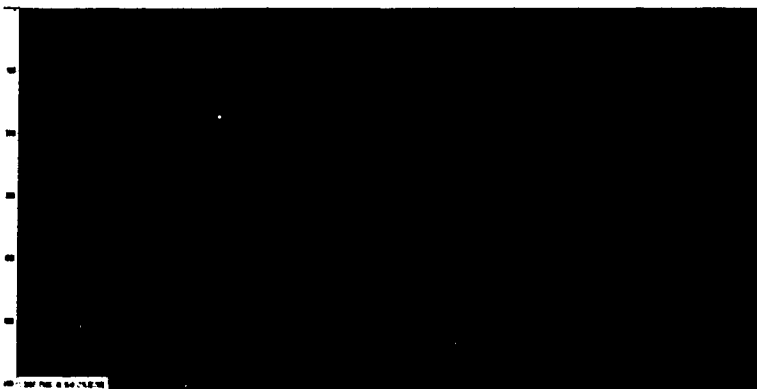


Fig 4.3

Figs. 4.2 y 4.3 - Muestran dos sismogramas uno con un número menor de barridos y otro con un número mayor de barridos respectivamente. Cuando se hace un número menor de barridos no se detecta ninguna información, mientras que cuando hay un número mayor de barrido se puede moderar la ganancia para distinguir la señal obtenida.

IV.4. CODIFICACIÓN DEL TENDIDO EN EL SISMÓGRAFO

Al inicio de las operaciones el tendido debe ser cargado según el script file que fue dado, esto debe de hacerse con cuidado ya que si se introduce por error un línea receptora no correspondiente al tendido produce un efecto perjudicial en la señal ya que se estaría vibrando con diferente tendido al establecido.

Este error puede manifestarse de diferentes formas, desde que se omiten líneas o bien, el caso contrario que se aumenta el número de líneas o se repiten líneas ya registradas. Un ejemplo de adición de una línea repetida se muestra en la figura 4.4.

IV.5. PROBLEMA DE GEOMETRÍA

Su fundamento es explicado en el siguiente capítulo. En esta parte se mencionara como es identificado, en que consiste y como se soluciona.

El problema resulta cuando en campo se vibra o se detecta en un lugar diferente al medido por la brigada de topografía. Esto llega a pasar frecuentemente cuando existen muchos "desvios"⁴ o mejor dicho puntos fuentes o receptores desplazados. Los encargados de revisar la calidad de la señal tienen que verificar los primeros arribos teóricos con los arribos de campo, si estos coinciden significa que la geometría, es decir la disposición física del tendido (arreglo de canales y fuentes) es la correcta (Figs. 4.5 y 4.6), existe otra prueba que consiste en aplicar la corrección LMO (lineal move out) a los datos sísmicos, si esta se realiza con éxito, significa que la geometría es correcta (Figs. 4.7 y 4.8). Otra razón por la que puede presentarse este problema, es cuando el archivo SPS se encuentra mal editado y con este defecto se mezcla con los datos sísmicos para

⁴ Este término es muy usado en campo y se refiere a los puntos que se han desplazado por obstáculos.

iniciar el procesamiento preliminar. La mayoría de las veces el problema de geometría se debe a un defectuoso archivo SPS.



Fig 4.4 - Nótese de que las dos hiperbolas del lado derecho tienen un tiempo de arribo menor que la antepenultima. Físicamente esto es ilógico porque el *offset* crece hacia los lados del sismograma por lo que el tiempo de arribo debe de crecer y no disminuir. La explicación de este hecho es que en el sismograma se codificó mal el tiempo.

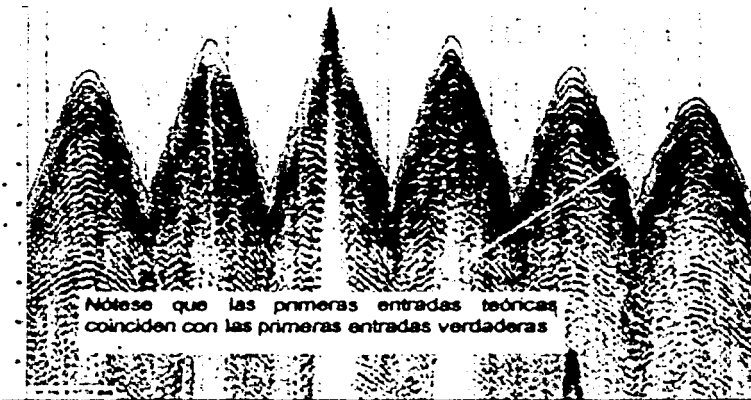


Fig 4.5

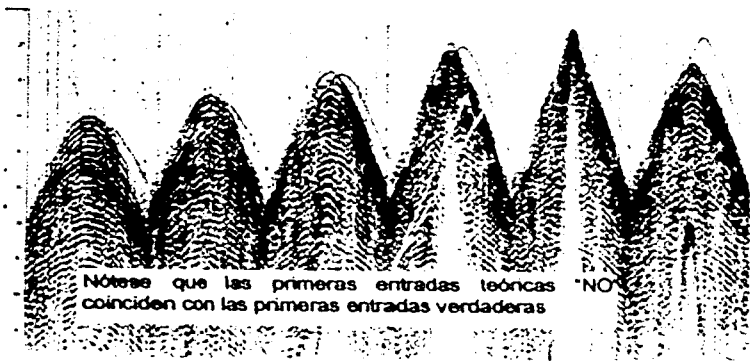


Fig 4.6

Figs 4.5 y 4.6 Comparacion de los primeros armbos teóricos , de campo. La figura 4.5 muestra cuando la geometria es correcta. la figura 4.6 muestra cuando la geometria es incorrecta

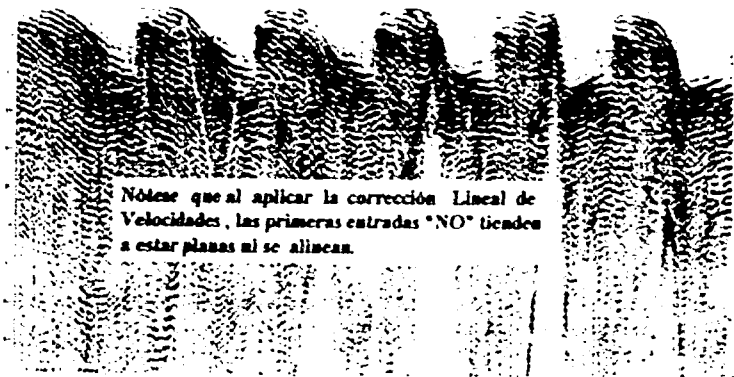


Fig 4.7

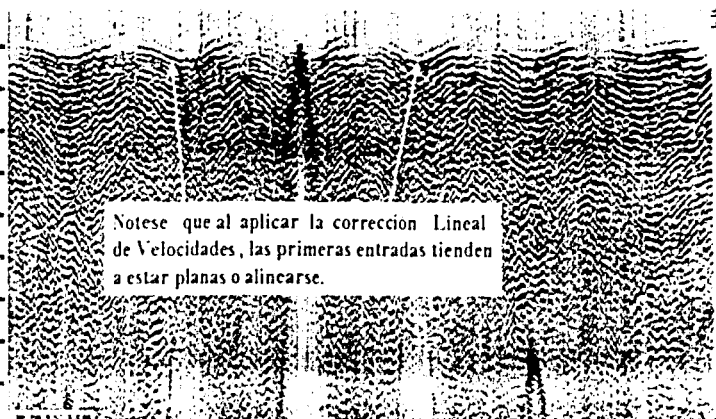


Fig 4 8

La figura 4 7 muestra cuando la geometría es incorrecta, y la figura 4 8 muestra cuando la geometría es correcta

IV.6. PROBLEMA DE ENCABEZADOS

Los encabezados mal grabados en la cinta por el observador o en el archivo generado por el sistema de grabación son los problemas más frecuentes.

Este problema resulta cuando se graba la posición de un punto vibrado en los encabezados, pero por algún problema de acceso u obstáculo, se determine grabar en otra posición pero se olvida actualizar en campo el script file y plasmarlo en el reporte de observador

Esto es solucionado estableciendo un estricto control diario de la información del reporte de observador contra el sumario del sistema de grabación, con los datos topográficos y si el problema persistiera, se acude al sísmógrafo para graficar el registro con su geometría completa para establecer exactamente cual es el encabezado.

IV.7. ERRORES EN EL REPORTE DE OBSERVADOR

Dianamente el observador genera un reporte donde justifica el tiempo muerto (es el tiempo sin grabar) así como los puntos vibrados (pv's) que fueron bien y mal grabados relacionándolos con su respectivo archivo, este reporte básicamente sirve para obtener datos estadísticos de forma rápida, que son el promedio diario de la producción, promedio del estudio, los puntos que restan por medir y los días que van de producción.

Cada uno de los datos antes mencionados se pueden obtener de forma indirecta de los encabezados pero no es muy funcional ya que se tardaría mucho en obtenerse la información, porque tendría que hacerse para todos los archivos que son aproximadamente entre 200 y 300 diarios.

Los errores más frecuentes encontrados en los reportes de observador son la omisión de algún dato, pero no perjudican en mucho porque esta información se utiliza para datos estadísticos preliminares. El único dato que en el cual si se debe de tener mayor cuidado es cuando se reportan los archivos o pv's eliminados de la producción por defectos en la señal ya que en el procesamiento pueden presentarse algunos problemas. Esta situación

se previene antes del procesamiento al revisar los sismogramas tanto en papel como en el monitor de la computadora, y al marcar diariamente en un mapa los puntos que se han vibrado, con estas tres pruebas se tiene bastantes probabilidades de darse cuenta si es que existe un archivo que debe de eliminarse

IV.8. ARCHIVOS REPETIDOS

Otro error en que se puede incurrir es cuando por equivocación el observador vibra dos veces un mismo punto, esto puede causar alguna confusión al analista de control de calidad al decidir que archivo se debe de eliminar, para eso es necesario comunicarse al sismógrafo y decidir juntos, que archivo se debe de conservar para el procesamiento preliminar. Realmente los daños que produce este error a la producción son mínimos

IV.9. GEÓFONOS MAL PUESTOS

Los geófonos son frecuentemente la parte que más se desprecia del sistema de grabación, a pesar de ser la parte más delicada. Dentro de las consideraciones que se deben de seguir para un buen plantado de geófonos son las siguientes.

El sismodetector debe estar en posición vertical sin importar la pendiente del terreno y dentro de la línea del ripper, enterrado hasta la base de la caja en contacto con el suelo, como se muestra en la figura 4.9.

El detector se debe plantar en terreno firme o bien compactado, en terrenos arenosos, fangosos o barbechados, el detector se debe clavar hasta que se encuentre firmemente fijo al terreno compactado y cubrirlo con el mismo material flojo o arenoso, para disminuir el nivel de ruido provocado por el viento

El detector siempre se planta en el terreno, nunca se debe de clavar sobre madera, hierbas o zacate.

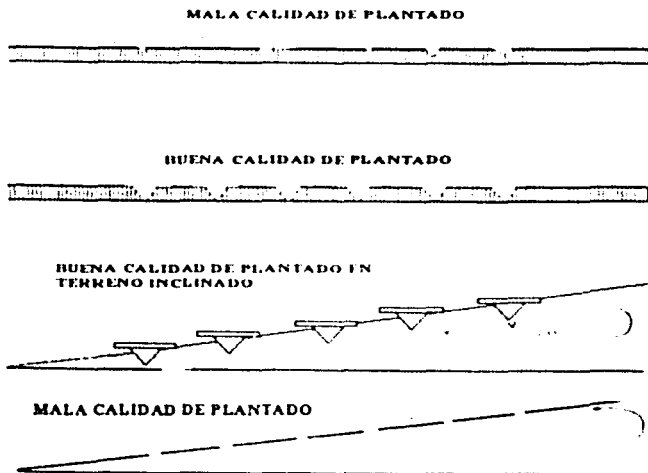


Fig. 4.9.- Se muestra ejemplos de las formas correctas e incorrectas de plantar los geófonos.

El cable que conecta a los sismodetectores nunca debe estar tenso, no debe pasar sobre alambres de lienzo, zacate, hierba, nopaleras, ni mezquites.

Cuando un grupo de sismodetectores se encuentra en las dos últimas condiciones descritas se considera fuera de las normas de control de calidad, aún cuando solamente sea un sólo sismodetector con este tipo de anomalía.

Como norma general para cualquier sismógrafo y templeta solamente se podrá trabajar siempre y cuando se cumpla que el 98% de los detectores pasen la prueba de continuidad y acoplamiento.

El no seguir las recomendaciones antes descritas lo que puede producir son sismogramas como el que se muestra en la figura 4 10

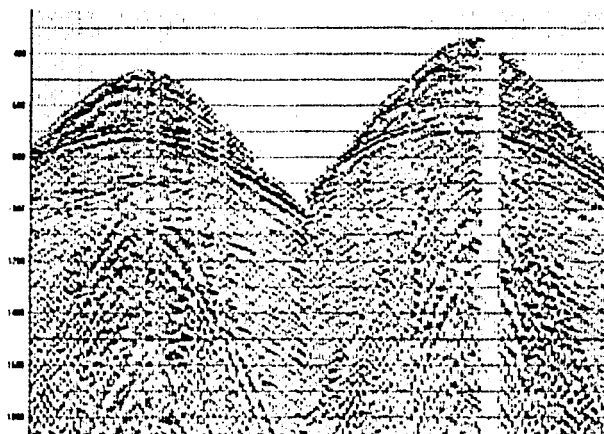


Fig. 4.10 - En este sismograma se encuentran canales muertos, posiblemente se debió algún problema con los geófonos

IV.10. ERROR DE TRANSMISIÓN

Un problema muy común es la falla de transmisión del tendido al sismógrafo, la mayoría de las veces la falla se encuentra en los cables. Aún cuando al inicio de las operaciones cada uno de los cables son revisados minuciosamente al transcurrir el día pueden sufrir daño, esto es sobre todo por mordiscos de animales mayormente de ganado y en menor proporción por animales propios del ecosistema (Fig. 4.11).

El problema es solucionado hablando con el dueño de los animales como también poniendo alimento lejos de los cables para que el ganado no interrumpa la transmisión de datos.

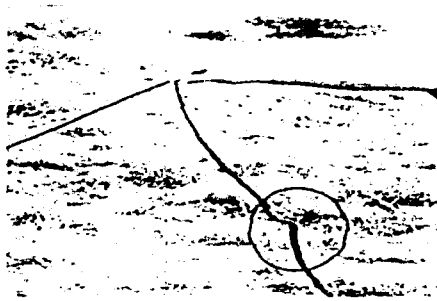


Fig 4.11 - Cable de transmisión mordisqueado posiblemente por el ganado de la zona

IV.11. ELECCIÓN DE VELOCIDADES

Los fundamentos del procesamiento preliminar así como otros conceptos van a ser explicados con mayor detenimiento en el siguiente capítulo. En esta parte se hablará de las consecuencias de hacer un procesamiento preliminar defectuoso. La mayoría de los pasos no son muy difíciles dado que por un lado el paquete de computo así lo permite y por otro lado los parámetros de filtros y editado no cambian demasiado.

Sin embargo, una parte clave del control de calidad es el análisis de velocidades. En esta parte se escoge la velocidad de apilamiento la cual se utiliza para hacer la corrección NMO y obtener la sección apilada. La velocidad seleccionada debe ser la adecuada, si se toma una velocidad menor el resultado de la corrección NMO es como se muestra en la figura 4.12, por otra parte, si se selecciona una velocidad mayor, el efecto en la hipérbola es mostrado en la figura 4.13. La selección de las velocidades correctas es muy importante (Fig 4.14). Si se utilizan los valores inadecuados esto se va reflejar en las secciones apiladas y en el cubo apilado.

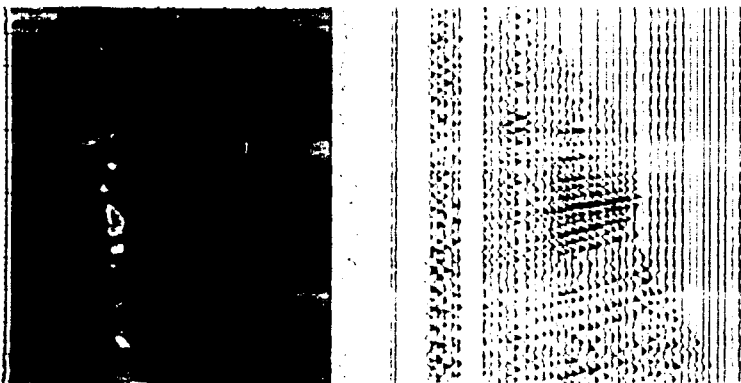


Fig 4.12

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

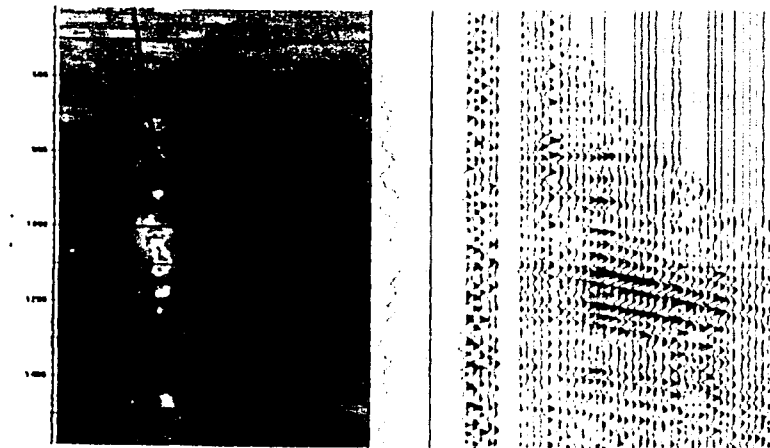


Fig. 4.12

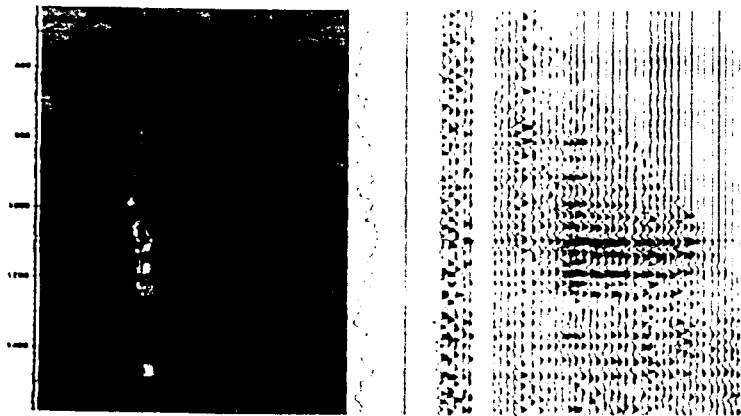


Fig. 4.14

Figs. 4.12, 4.13 y 4.14 - Son los espectros de semblanzas con sus respectivas correcciones por NMO. La figura 4.12 muestra una elección de una velocidad menor a la adecuada, la figura 4.13 muestra una sobre valoración de la velocidad de apliamento y la figura 4.14 muestra el efecto de escoger correctamente la velocidad de apliamento

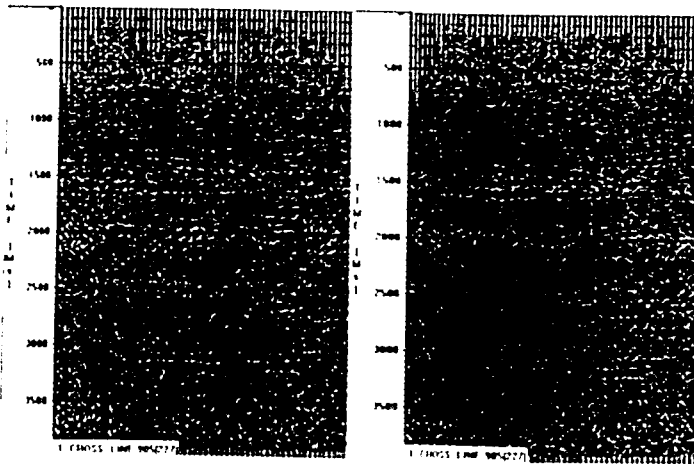


Fig 4.15

Fig. 4.15.- Comparación entre una sección aplada con velocidades erróneas (lado izquierdo) contra una sección aplada con velocidades correctas. Nótese que en la sección del lado izquierdo se pierde información, mientras que del lado derecho aparece la información con mayor nitidez.

V. PROCESAMIENTO PRELIMINAR, COMO CONTROL DE CALIDAD

V.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESAMIENTO PRELIMINAR

El procesamiento preliminar es la última etapa del control de calidad de los datos sísmicos, este paso llega a ser lo que se llamó en párrafos anteriores como un control de calidad total, ya que engloba la administración de la calidad de las áreas adicionales que conforman la brigada (topografía, observación y gestoría) y la parte del diseño. Es importante señalar que control de calidad no realiza nuevamente el trabajo de las demás áreas para revisar y en su caso validar la calidad de la información, existen métodos específicos para valorar la calidad de forma global, con la ventaja de reconocer los errores e identificar de que tipo son.

Debido a la gran cantidad de datos que se adquieren en los actuales proyectos sísmicos 3D, es importante contar con métodos que rápidamente auxilien para identificar errores y/o datos de pobre calidad.

El control de calidad moderno utiliza los atributos de la traza sísmica en combinación con la información topográfica para crear nuevas medidas y gráficas de control de calidad. Dichas gráficas pueden rápidamente ubicar errores de geometría tanto en estaciones fuentes y receptoras.

El procesamiento preliminar es un método que permite realizar lo anteriormente dicho, ya que es la parte donde los datos topográficos, datos sísmicos y la labor de gestoría se unen para obtener el producto final.

Existen tres razones básicas para realizar el procesamiento preliminar.

1. - Verificar la exactitud de los encabezados de las trazas y sobre todo, revisar y corregir los errores de geometría que se presenten
2. - Obtener rápidamente cubos sísmicos preliminares de buena calidad e interpretables, que permitan modificar el programa de trabajo o bien auxilien en la ubicación de pozos a perforar.
3. - Ayudar para que el procesamiento de datos se realice más rápidamente con el envío de información en el formato deseado y con la geometría instalada en los encabezados

Cada área que conforma una brigada sísmica, por sí sola tiene su propio sistema de control de calidad, pero este hecho no asegura la calidad en el producto final, solamente contribuye. Se tienen que revisar todos los datos en conjunto por medio del procesamiento preliminar para tener la seguridad que se ha obtenido el resultado deseado, dicho en otras palabras, si el producto final (datos sísmicos 3D) tiene un nivel de calidad óptimo, implica que la labor de cada una de las áreas que conforman la brigada tiene la calidad deseada; pero si por separado, cada una de estas áreas aseguran su calidad, no implica necesariamente que el producto final vaya a tener la calidad deseada.

El procesamiento preliminar básicamente funciona como un sistema para mantener y monitorear el nivel de calidad adquirida, esta es la gran ventaja de trabajar de forma global con todos los datos, esto último se hace más patente al analizar el resultado final del procesamiento preliminar.

Como regla general, en todas las compañías dedicadas a la adquisición de datos sísmicos 3D exigen a su grupo de control de calidad registros de trazas apiladas y un cubo apilado en el rango del objetivo geofísico y geológico (ver la figura 5.1)

A continuación se mostrarán los resultados del procesamiento preliminar de dos grupos de datos correspondientes a un estudio sísmico 3D, adquirido en la zona noreste de México (Fig.5.2) El primer grupo de datos se utiliza para explicar los fundamentos geofísicos de cada etapa del procesamiento preliminar

Con el segundo grupo se exponen los pasos del mismo procesamiento preliminar pero de forma concisa, este ejemplo servirá para explicar la relación estrecha entre el control de calidad y el procesamiento preliminar.

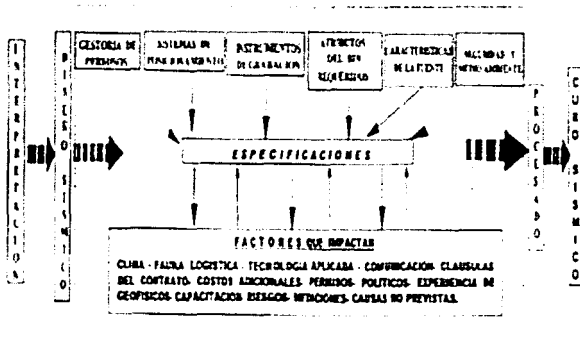


Fig. 5.1 - En la mayoría de los estudios 3D, el cubo sísmico es indispensable para observar la calidad de los datos

Como dato complementario, en este estudio se utilizó como fuente de energía vibradores con un sistema de grabación I/O. Los parámetros para el levantamiento del estudio son

| PARAMETROS | MEDIDA |
|---------------------------------------|---------|
| Distancia entre estaciones | 40 m |
| Distancia entre líneas fuente | 280 m |
| No. total de fuentes | 84,227 |
| Distancia entre estaciones receptoras | 40m |
| Distancia entre líneas receptoras | 240 m |
| No. total de receptoras | 98,407 |
| No. De canales activos por Pv | 1,200 |
| Roll | 1 salvo |
| No. de fuentes por roll | 7 |
| Tamaño de la celda | 20 x 20 |
| Apilamiento | 25 |
| Offset corto máximo | 358 m |
| Offset largo máximo | 2,596 m |
| Intervalo de muestreo | 2 ms |
| longitud de grabación | 6.144 s |

TABLA 5.2 - Parámetros que se utilizan en el estudio sísmico del ejemplo

V.2. DESCRIPCIÓN DE LA GEOLOGÍA DEL LUGAR

La Cuenca de Burgos se localiza en la porción occidental de la mega cuenca del Golfo de México al noreste del país abarcando los estados de Tamaulipas y Nuevo León. El tipo de roca en su mayoría consiste en areniscas, lutitas, conglomerados y arcillas. A la roca generadora se le considera de las formaciones del Paleoceno Midway depositadas en un ambiente nerítico externo a batial, mientras a la roca almacenadora se constituye por los horizontes arenosos productores del Eoceno Superior (Formación Jackson - Yegua) relacionadas a barras largas, con porosidad promedio de 19% y espesores máximos de hasta 25 m. la dificultad principal en este play es la distribución del hidrocarburo, ya que no es uniforme regionalmente y la porosidad como la permeabilidad es variable. La roca

sello está constituida por capas de lutita y limolitas con espesores que varían entre 5 y 200m. Las trampas son de tipo combinado (estructural-estratigráfico), desarrolladas durante la evolución de fallas normales y de crecimiento, generalmente con cierres de fallas. Se tiene la presencia de alineamientos estructurales con dirección N-S y NW-SE divididos en bloques de fallas maestras de crecimiento, que presentan su desplazamiento hacia el oriente. El modelo de depósito corresponde a sistemas trasgresivos de plataforma con facies proximales, distales. Este modelo y el enfoque principal del estudio es hacia la identificación de trampas estratigráficas, el rango de profundidad para los objetivos son de 1000 a 2000 m y para los objetivos someros de 550 a 1000 m, correspondiendo a un rango de tiempos de reflejo desde 1.4 hasta 3 seg. para cubrir ambos objetivos. Los espesores calculados son entre 5 y 25 m en su gran mayoría areniscas.



Fig 5 2.- Zona en donde se obtuvieron los datos sísmicos a preprocesar en este trabajo.

V.3. BREVE DESCRIPCIÓN DEL PAQUETE DE CÓMPUTO UTILIZADO PARA EL PROCESAMIENTO PRELIMINAR DE LOS DATOS SÍSMICOS

La versión del paquete de cómputo usado para el presente trabajo se llama *VISTA for windows 1.1* y es un programa diseñado para el procesamiento preliminar con algunas ideas sobre el control y aseguramiento de la calidad ^{5*}.

Las funciones más importantes que nos ofrece este paquete son:

- manejo de información sísmica 2D y 3D.
- manejo de información topográfica para crear la geometría del tendido
- graficación de datos
- pasos específicos del procesamiento

La información sísmica la guarda en un "proyecto" que en un espacio del disco duro especial para el almacenamiento de datos correspondientes a un periodo específico, en el "proyecto" se crean los procesos y la validación de geometría.

V.4. PROCESAMIENTO PRELIMINAR DE LOS DATOS SÍSMICOS APLICADOS AL 1º GRUPO DE DATOS

A continuación se muestra los resultados al primer grupo de datos, así como la justificación de cada una de las etapas del procesamiento preliminar. En cuanto al segundo grupo de datos, a estos se les aplican las mismas condiciones de procesamiento y de adquisición que tiene el primer grupo.

* Tutorial VISTA for windows 1.1

V.4.1. DEMULTIPLEXADO

Cuando se registra la señal sísmica en campo, esta llega a un mismo tiempo para diferentes canales, se dice entonces que los datos están multiplexados. Ordenados de esta forma no sirve de mucho para los futuros procesos que se quieran realizar. Un sísmograma tal como se conoce, son datos a diferentes tiempos para un mismo canal y se dice entonces que los datos están demultiplexados (Fig. 5.4).

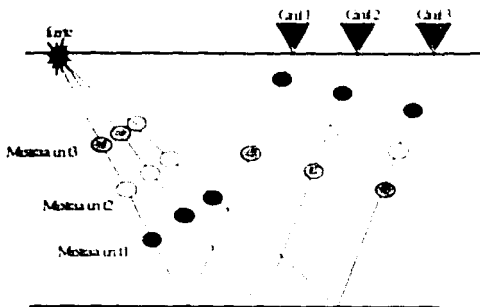


Fig. 5.3 - Esquematiza como el frente de onda, para diferentes tiempos llega con la información a cada uno de los canales. Nótese en la figura, que para un canal determinado se tienen varios tiempos de ambos.

Los datos tanto multiplexados como demultiplexados pueden ser ordenados en matrices. Para el caso multiplexado la matriz queda de la siguiente manera:

$$M = \begin{bmatrix} (1,1) \times (1,2) \times (1,3) \dots (1,j) \\ (2,1) \times (2,2) \times (2,3) \dots \\ (3,1) \times (3,2) \times (3,3) \dots \\ (i,1) \dots \dots \dots (i,j) \end{bmatrix}$$

donde:

i = número de canal

j = tiempo de la muestra

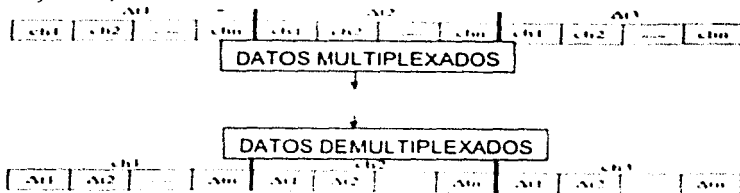


Fig. 5.4.-Un sísmograma representa información sísmológica detectada por un canal para varios tiempos.

Esta matriz representa que para un tiempo j le corresponde un canal i , si se calcula la matriz transpuesta del multiplexado, esta queda como:

$$M^T = \begin{bmatrix} (1,1) & (2,1) & (3,1) & \dots & (i,1) \\ (1,2) & (2,2) & (3,2) & \dots & \\ (1,3) & (2,3) & (3,3) & \dots & \\ (1, j) & \dots & \dots & \dots & (i, j) \end{bmatrix}$$

Como se observa de esta matriz, los datos son ordenados de tal forma que para un solo canal, este le corresponde varios tiempos, por lo tanto los datos están demultiplexados. En la adquisición cotidiana de datos sísmicos la operación de convertir del multiplexado al demultiplexado se hace de forma automática, de hecho algunos sismógrafos están adaptados para que los datos salgan siempre demultiplexados, este paso aún cuando en la práctica se lleva automáticamente y a veces pasa casi inadvertido, muchos autores (Yilmaz 1987, Liner 1999) lo consideran parte del procesamiento preliminar ya que no se puede negar su existencia como una forma de ordenar los datos de campo.

V.5.2. CARGADO DE LA GEOMETRÍA DEL TENDIDO EN LOS DATOS SÍSMICOS

Ambos grupos de datos que se van a utilizar del ejemplo para procesar originalmente son adquiridos en formato SEG-D debido que es el único formato que maneja el sismógrafo; llegando a la revisión de calidad estos se transforman en formato SEG-Y porque así exige el cliente que se le entregue la información.

Como antesala a la etapa de las correcciones de la onda dentro del procesamiento preliminar, primero se tiene que integrar la información topográfica con la información sísmica a esto se le llama "cargar la geometría del día".

Todo punto fuente-receptor tiene asignado una localización topográfica en coordenadas UTM y coordenadas en latitud y longitud, así como coordenadas basadas en un sistema de referencia arbitrario usado preferencialmente para facilitar la comunicación en campo (Fig. 5.5), este sistema funciona muy semejante al sistema cartesiano, cada línea receptora y línea fuente tiene asignado un número.

Es necesario integrar los datos sísmicos con la información topográfica de los puntos fuentes-receptores, para calcular entre otras cosas los atributos de cada uno de las celdas (porcentaje de apilamiento, *offset*, azimut, tamaño de la celda) y las correcciones estáticas.

Con el control de calidad supervisa que la información topográfica coincida con los puntos fuentes y puntos receptores medidos, de esta forma empieza a funcionar la calidad total al supervisar cada uno de los trabajos de las distintas áreas por medio de un método establecido. Es en esta parte donde se entiende mejor por que no es condición necesaria, para obtener datos de calidad con solo asegurar la calidad en los trabajos de cada uno de los grupos por separado, por ejemplo, topografía puede tener datos de excelente calidad, pero si estos no coinciden con la ubicación de los canales y/o de las fuentes la calidad del producto final se verá severamente afectada.

Se han presentado casos en que la brigada de topografía se ha salido del área de estudio y como observación no tiene en el momento de estar midiendo un control exacto de las dimensiones espaciales, las dos brigadas corren el riesgo de acabar midiendo en otras zonas que no son las planeadas dentro del diseño, esto aún cuando no sucede muy seguido, la posibilidad de cometer este error esta presente si no se integran los datos a diario.

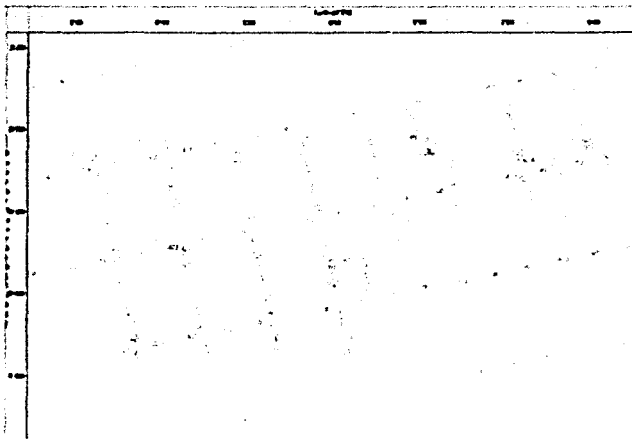


Fig 5.5 - Como se observa de la figura, al cargar la geometría la plantilla (en la figura solo se muestra parte de ella) tiene asignada una localización para las fuentes y los receptores en coordenadas tanto en el sistema UTM como en el sistema cartesiano diseñados para el estudio

Antes de que se utilice cualquier dato para el procesamiento preliminar es necesario que con el control de calidad total se revise el avance de la topografía y de la observación para que se esté seguro de que la información tenga la calidad deseada y corresponda a los puntos planeados (Fig 5.6); generalmente esta información se almacena en una base de datos para fines estadísticos

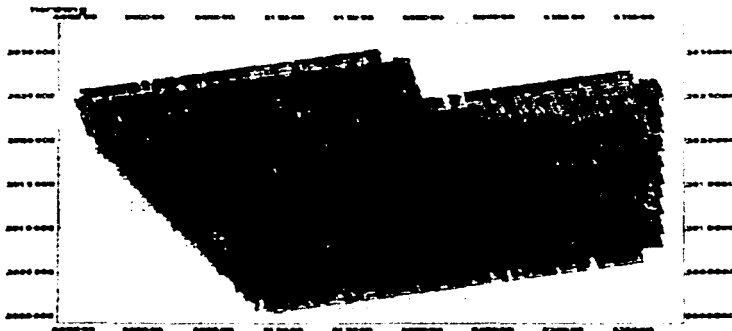
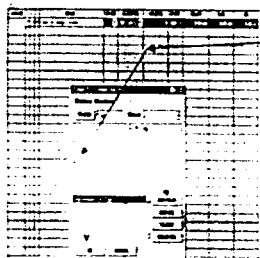


Fig 5.6 - La utilidad de una base de datos es poder tener una visión general del trabajo desarrollado

Para cargar la geometría se debe extraer la información sísmica de la carpeta respectiva al "proyecto" creado en el programa de cómputo VISTA. En este momento se pueden desplegar los datos sísmicos en pantalla (Fig. 5 7 y 5 8)

Ya que se tienen los datos sísmicos en formato SEG-Y es necesario "cargarles" los datos de la geometría (datos topográficos). Los datos topográficos que se van a mezclar con los datos sísmicos se encuentran en formato SPS convertidos de SP1, debido que el paquete de cómputo utilizado solo puede leer este formato.

La operación consiste en abrir la carpeta que contiene los archivos SPS correspondientes al día de la producción (Fig 5 9).



Especificar directorio donde se encuentran los archivos SEG-Y

Fig 5 7

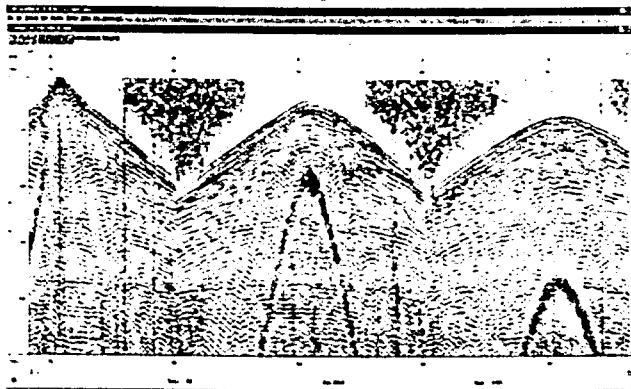


Fig 5 8

Estas figuras (5 7 y 5 8) muestran la transferencia de la información SEG-Y al "proyecto".

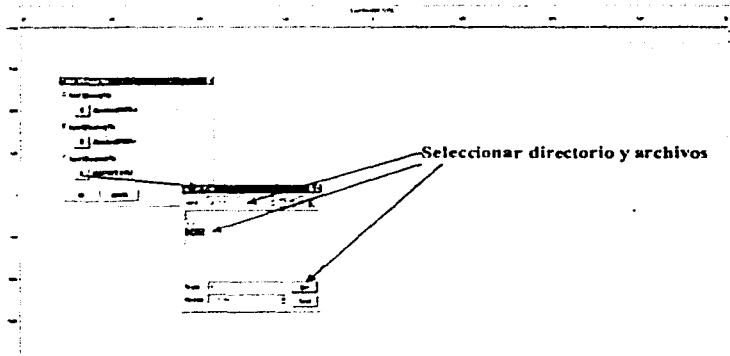


Fig. 5.9.-Se muestra la transferencia de datos SPS a los datos SEG-Y

En este momento los canales y los puntos vibrados que generaron los datos sísmicos están ubicados espacialmente. Un paso más es la introducción de las características de la celda usado para el estudio (Fig. 5.10). Para finalizar esta etapa del procesamiento preliminar es necesario calcular el porcentaje de apilamiento y el *offset* del tendido así como las correcciones estáticas (Fig. 5.11).

V.4.3. CORRECCIONES ESTÁTICAS

Tiene como objetivo aplicar correcciones a los tiempos medidos para referirlos a un mismo nivel de referencia y que se propaguen virtualmente en un medio de alta velocidad. Los efectos sísmicos originados en el estrato superficial son debidos a: variaciones de elevaciones de la fuente y detectores, variaciones de la velocidad en los estratos que provocan que los tiempos de arribo sean muy grandes, y variaciones en el espesor de la capa de baja velocidad

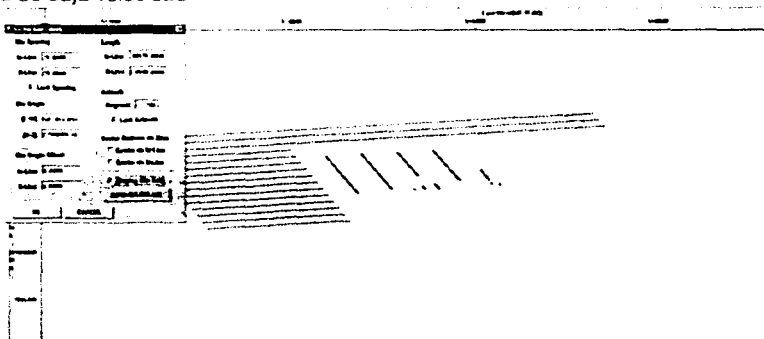


Fig. 5.10.- Datos de la celda del estudio que se introducen al paquete de cómputo.

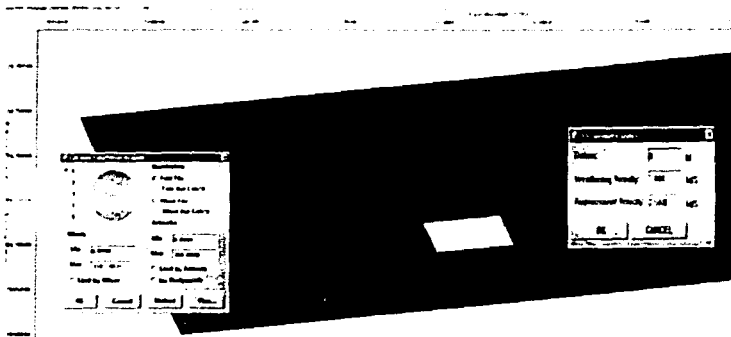


Fig. 5.11 - Se muestra la introducción y cálculo del *offset* y corrección estática

El nivel de referencia es normalmente seleccionado unos pocos metros abajo de la elevación promedio del área, por debajo de la capa de baja velocidad o de intemperismo, que regularmente esta al nivel del mar.

El conocimiento de las velocidades cercanas a la superficie y del espesor del estrato intemperizado son necesarios para el cálculo de la corrección estática es decir, desplazar en milisegundos hacia arriba o hacia abajo cada una de las trazas del sismograma. La fórmula para calcular la corrección es

$$C_s = \frac{\text{Elevación } N R - \text{Elevación Estación}}{V_1}$$

Cuando se utilizan fuentes superficiales para la generación de ondas sísmicas como es el caso de este estudio, los arribos refractados, al menos en teoría se pueden utilizar para calcular las correcciones estáticas y pasar los datos a un mismo nivel. De la teoría de la sísmica de refracción se sabe que en la gráfica de tiempos de primeros arribos contra *offset*, el inverso de la pendiente de la línea asociada con los arribos de la onda refractada es igual a la velocidad de la capa de alta velocidad (V_B). Mientras que el inverso de la pendiente de la línea asociada a la onda directa es igual a la velocidad de la capa intemperizada (V_w). Con estos datos se puede calcular a que profundidad acaba la capa intemperizada Z_w .

$$Z_w = \frac{V_1 V_2 I_1}{2(V_B^2 - V_w^2)}$$

Considerando que siempre la V_B es mayor que V_w y después de calcular todas las Z_w , las correcciones estáticas se pueden calcular a partir de la siguiente expresión:

$$t_0 = \frac{2Z_w}{V_1} + \frac{2(E_D - E_s + Z_w)}{V_1}$$

E_D elevación del dato

E_s elevación de la superficie

Es necesario hacer las correcciones estáticas para el procesamiento preliminar sobre todo en la parte de la validación de la geometría y en el análisis de velocidades, lo cual se explicara mas adelante

En el paquete de computo usado para procesar los datos las correcciones estaticas se calculan para el nivel mar, y los datos de entrada son la velocidad de la capa intemperizada y la velocidad de la primera capa de nuestro interes (Fig 5 11)

Se escoge una velocidad de la capa de interés de 2500 m/s porque los primeros objetivos se encuentran entre los 2600 m/s y los 2900 m/s asi que de esta forma se asegura la ventana que se desea observar en los registros subsiguientes. La velocidad 1000 m/s de la capa intemperizada se encontro por un analisis de refraccion previos al estudio. Al momento de acabar de cargar la geometria se ha podido calcular

- ┆ El templete para cada punto vibrado
- ┆ El porcentaje de apilamiento
- ┆ El azimut
- ┆ El *offset*
- ┆ Las correcciones estaticas
- ┆ La ubicacion de la celda

Cuando se calcula el valor de la celda es necesario localizar la celda que presenta mayor apilamiento, ya que en este va ser el lugar donde se va a realizar el analisis de velocidades, teóricamente se tendria que hacer a cada celda pero esto seria demasiado caro (mayor renta de equipo) y tardado, por lo que para esas celdas el paquete automáticamente los calcula interpolando con las celdas calculadas manualmente. Es importante hacer notar que los datos que se estan mostrando tienen un alto porcentaje de apilamiento 2600%, con respecto al azimut, este tiene una distribucion correcta (cubre toda el area de la celda) y existen pocos puntos desplazados (Figs 5 12 5 13 5 14)

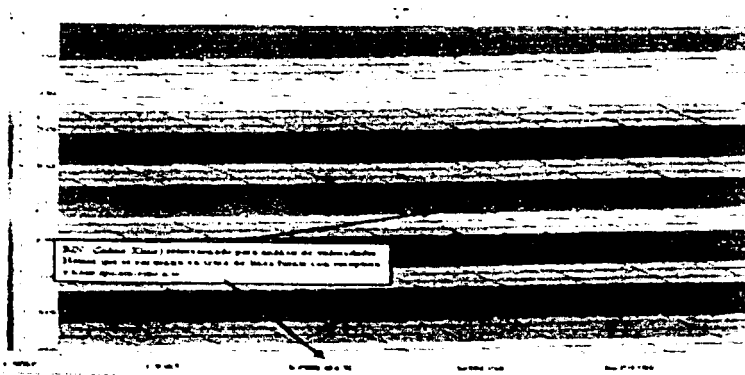


Fig 5 12 -Como se observa en la figura de acuerdo con estos datos el valor del porcentaje de apilamiento es de 2600% lo cual es un valor aceptable

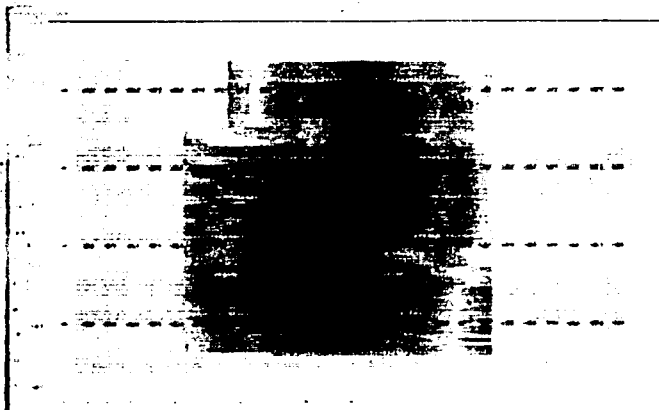


Fig. 5.13 - En esta gráfica se muestra el *offset* y se observa que en la parte central se tiene *offsets* cortos y en la parte de las onllas *offsets* lejanos

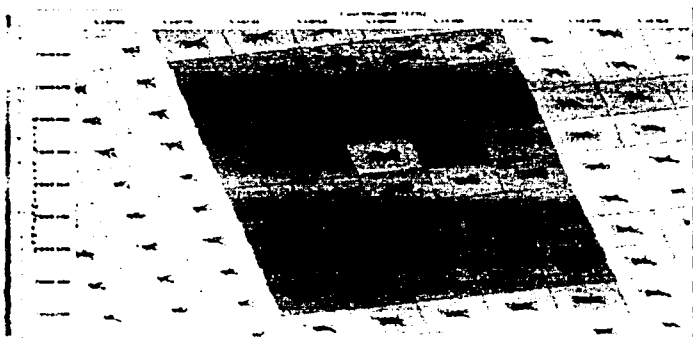


Fig 5.14 -En esta gráfica se muestra el azimut de la señal y como se observa el azimut cubre toda el area de la celda

Para este estudio en especial el cliente exige que se le entreguen solamente los datos sísmicos mezclados con la información topográfica debidamente validada la geometría del tendido, todo el procesamiento preliminar que se hace a partir de esta etapa se hace con el objeto de mantener la calidad

V.4.4. VALIDACIÓN DE LA GEOMETRIA

Antes de proseguir con el procesamiento preliminar se debe de validar la geometría cargada a los datos sísmicos que consiste en verificar si las coordenadas asignadas a

estaciones fuentes y receptoras son correctas o incorrectas, ejemplos ahí comunes de geometría incorrecta ocurren cuando los vibradores se ubican en una estación diferente a la que se asigna en el sísmógrafo o por alguna razón el punto vibrado se tiene que desplazar sin que el grupo de topografía tenga medido el punto desplazado. De ahí que es recomendable que al enviar los *script files* al observador, se acompañen con planos de ubicación de los puntos vibrados, tanto para el observador como para el guía de los vibradores.

Existen dos métodos que se deben de realizar para validar la geometría, el primero consiste en observar que el LMO (linear move out) se lleve a cabo adecuadamente en todo el sísmograma. El otro método consiste en comparar los primeros arribos de la señal de campo con los primeros arribos teóricos.

Antes de iniciar el procedimiento de validación de geometría se debe de generar una función de velocidades que va servir para el LMO y para la comparación de los primeros arribos. Ordenando los datos por *offset* es más fácil visualizar los primeros arribos de la señal y calcular las velocidades de los primeros arribos (Fig 5.15).

En este momento se tienen las coordenadas de los puntos fuentes y de los puntos receptores además de un modelo de velocidades de los primeros arribos, es decir, se tiene la velocidad y el *offset* medido por el grupo de topografía por lo que se puede calcular el tiempo del primer arribo teórico.

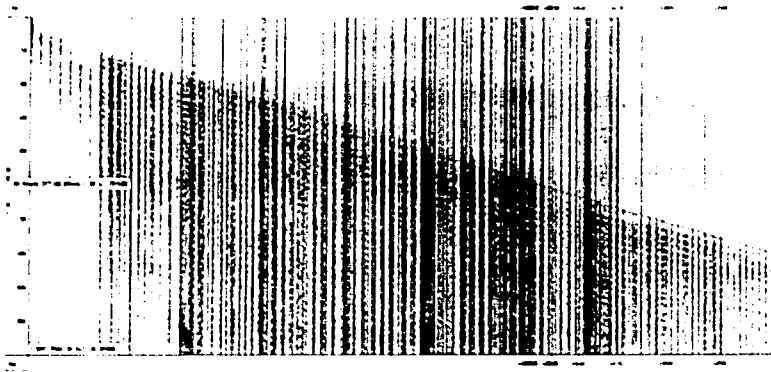


Fig 5.15 - Antes de hacer el LMO se tiene que crear un modelo de velocidades para los primeros arribos

Por otro lado se han cargado al "proyecto" los datos sísmicos que muestran los tiempos correspondientes a los primeros arribos de la señal.

Si la ubicación de los puntos fuentes y receptores ubicados por el grupo de topografía están correctos los arribos teóricos y los de campo deben casi coincidir ya que esto significa que el *offset* para los dos casos es el mismo (fig 5.16)

La segunda comprobación consiste en aplicar el LMO, este funciona aplicando un desplazamiento a cada traza por medio de la siguiente expresión:

$$D = \frac{Offset}{V}$$

D : cantidad de desplazamiento estático.

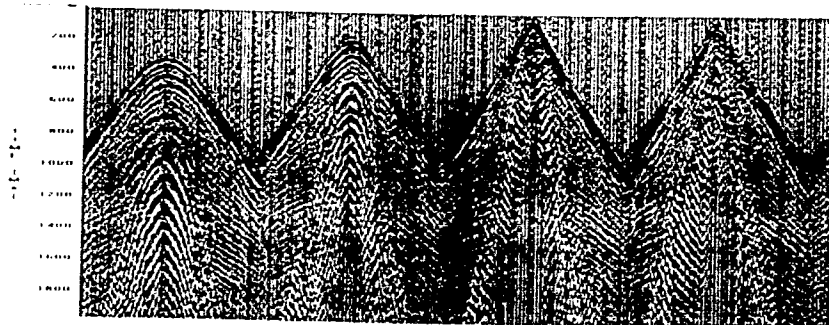


Fig 5.16 -La curva que está en rojo son los primeros arribos teóricos, como se observa estos coinciden con los arribos de campo.

LMO alinea solo arribos lineales, es decir primero arribos que son la onda directa y la onda refractada. LMO puede confundirse con la corrección dinámica pero la diferencia está en que la corrección dinámica funciona para las ondas reflejadas. La geometría está correcta si todas las trazas se alinean a un tiempo, esto es porque el *offset* medido por topografía (la ubicación de cada uno de los canales y fuentes) debe de producir un desplazamiento constante a cada uno de los primeros arribos dado que el modelo de velocidad no sufre cambio alguno durante el proceso (Fig 5.17)

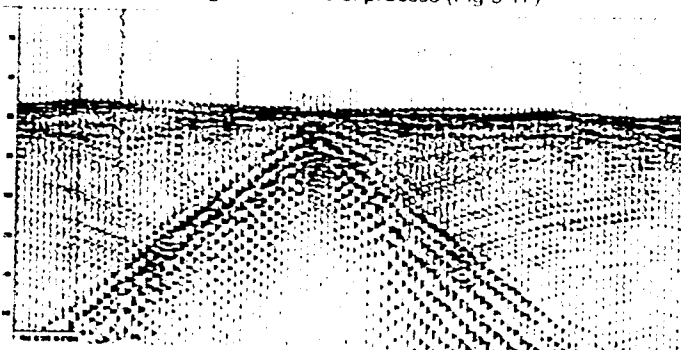


Fig 5.17 -Al aplicar el LMO los primeros arribos tienden a alinearse.

Un sismograma con error de geometría se muestra enseguida

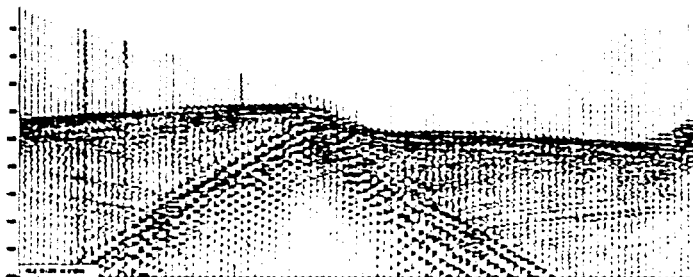


Fig 5 18 -Al aplicar la corrección LMO a este sismograma, los primeros arribos no tienden a alinearse lo cual significa que la geometría es errónea

Como se observa de la figura anterior el alineamiento no es consistente debido a que el primer arribo con el *offset* de campo, no coincide con el *offset* medido por el grupo topografía. Si la validación de geometría no presenta ningún problema podemos asegurar la calidad topográfica en los datos, pero aún falta asegurar la calidad en los datos sísmicos que se hará en las etapas posteriores.

V.4.5. CREACIÓN DE UN CUBO SÍSMICO CON TRAZAS APILADAS

En un estudio sísmico 3D la validación de los datos sísmicos se hace por medio de las secciones apiladas que forman un cubo sísmico y para obtenerlo se siguen los siguientes procedimientos:

V.4.5.1. APLICACIÓN DE GANANCIAS

La ganancia es un tipo de escalamiento en el tiempo donde la función está basada en criterios particulares. La ganancia se aplica de diferentes formas: una forma es cuando se aplica a los datos para ser desplegados y la otra para correcciones de divergencia esférica.

V.4.5.1.1. CORRECCIÓN POR DIVERGENCIA ESFÉRICA

Un registro de campo representa la transmisión de una onda esférica que se genera por una fuente puntual. La tierra tiene dos efectos que actúan en la propagación de ondas en un medio homogéneo: la densidad de energía que decae proporcionalmente al inverso del radio de la onda al cuadrado y las altas frecuencias que son más rápidamente absorbidas que las bajas frecuencias. Otro factor importante que hay que considerar en la divergencia esférica es que la velocidad aumenta con la profundidad lo cual contribuye para que la amplitud de la onda decaiga más rápidamente con la distancia.

La divergencia esférica es una pérdida de energía y por consecuencia de amplitudes debido al hecho de que el área del frente de ondas crece con el tiempo. La energía de la onda se esparce sobre todo el frente de onda en un medio homogéneo en una superficie esférica y por tanto la energía por unidad de área decrece.

La corrección de la divergencia esférica en parte corrige la señal atenuada, pero la señal de altas frecuencias en ocasiones no llega a reestablecerse por completo, aunado de que después de la corrección las bajas frecuencias se hacen más fuertes como son la onda de aire y la onda superficial (*ground roll*), para corregir este efecto la deconvolución es el proceso que se recomienda como paso posterior a la corrección esférica.

La reflexión también decrece con la energía y la amplitud de la onda; esto es cuando una onda es separada en una onda reflejada y en una refractada obviamente la energía se tiene que dividir también.

Las amplitudes de los datos reales son atenuadas también por otros factores tales como la absorción y dispersión. La absorción se puede entender como una pérdida de energía debida a la fricción en el subsuelo, estas fuerzas de fricción entre partículas y fluidos se convierte en energía calorífica, mientras la dispersión es el cambio de la forma del tren de ondas debido a la variación de la velocidad con la frecuencia. En las figuras 5 19 y 5 20 se presenta el resultado de aplicar la corrección esférica a los datos después de una primera etapa de remuestreo a 4ms

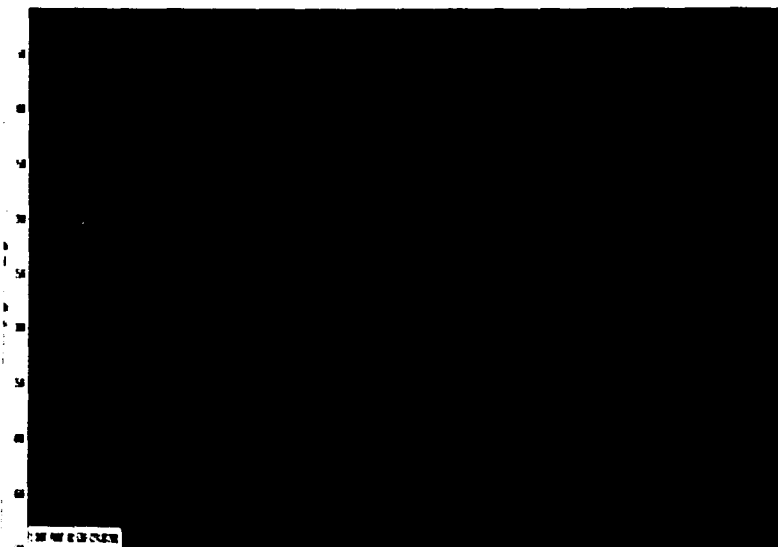


Fig 5 19 - Muestra parte del sismograma que se está procesando antes de aplicarle la corrección por divergencia esférica

El programa utiliza una función de velocidades para hacer la corrección por divergencia esférica la cual está descrita por parejas de tiempo y velocidad (Fig 5 21). Para una velocidad constante la amplitud perdida es proporcional a la distancia a la fuente. Para una solución precisa se toman en cuenta las velocidades verdaderas de la zona de estudio basándose en la siguiente ecuación:

$$CD = \frac{t^2}{4R_{MS}}$$

donde:

CD : corrección por divergencia esférica

V₁ : velocidad del primer estrato

t : tiempo doble

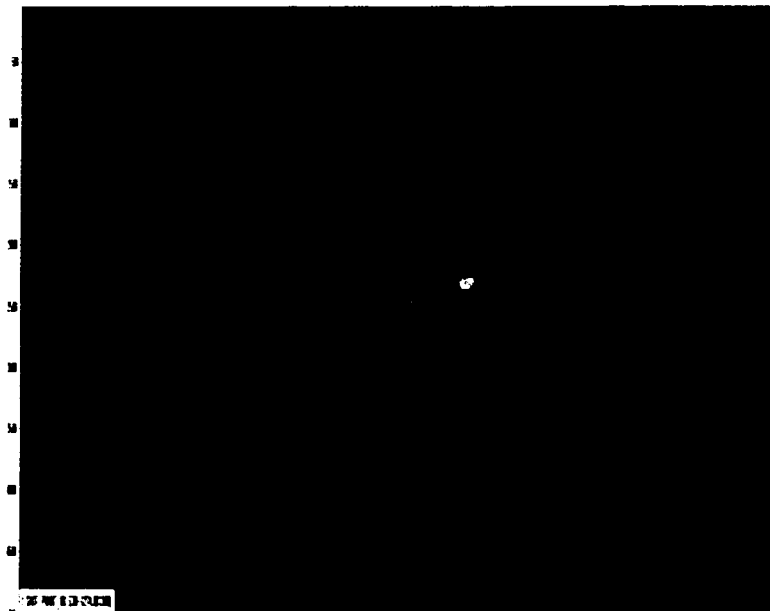


Fig. 5.20.- Al aplicar la corrección por divergencia esférica corrige las amplitudes atenuadas, pero al mismo tiempo aumenta la amplitud de otras ondas que no interesan

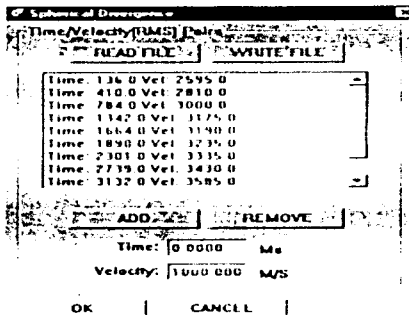


Fig. 5.21.- Muestra las parejas de tiempos y velocidades que se utilizan para la corrección de divergencia esférica.

V.4.5.1.2. MULTIPLICACIÓN POR UNA POTENCIA DE TIEMPO

Es una función de ganancia de la forma:

$$A' = A \cdot t^X$$

Donde A' es la nueva amplitud, A la amplitud original, t el tiempo y X un escalar. Este escalar debe ser elegido hasta observar que la amplitud sea balanceada.

V.4.5.1.3. FUNCIÓN DE GANANCIA EXPONENCIAL

Este tipo de ganancia esta dado por

$$A' = A \cdot e^{kt}$$

Donde las variables son las mismas de la ecuación anterior solo que se tiene la función exponencial.

V.4.5.1.4. MULTIPLICACIÓN POR UN ESCALAR

Multiplicando los datos por un escalar solo cambian los valores de la amplitud absoluta

V.4.5.1.5. CONTROL AUTOMÁTICO DE GANANCIA

Esta es la ganancia más comúnmente usada. El control automático de ganancia (AGC) esta controlado automáticamente y es independiente de los demas canales. El AGC trabaja calculando el promedio absoluto de la amplitud de todas las trazas en una ventana en "movimiento". La muestra en el centro de cada ventana es luego multiplicada por el valor fijo. Todo el proceso se mueve desde la primera muestra hasta el ultimo dato a lo largo de toda la traza evitando las áreas con borrado, de hecho los calculos empiezan siempre con el primer valor de la traza diferente de cero. La ecuación utilizada es:

$$OS = \frac{SF \cdot IS_i}{\sum_{i=1}^{W_{AGC}} IS_i}$$

Donde:

OS = muestra de salida

SF = factor de escala

IS = muestra de entrada

W_{AGC} = ventana de tiempo

Cuando se utiliza el AGC, se puede crear la llamada zona oscura (*shadow zone*) en trazas con grandes amplitudes, por ejemplo los primeros quiebres, por eso es siempre recomendable hacer antes el borrado. La ventana típica utilizada para las ganancias AGC es alrededor de 0.5 a 1 seg. Nunca se usa una ventana menor a la frecuencia dominante. El valor utilizado en el procesamiento preliminar es de 0.5 seg. porque en el ejemplo este dio mejores resultados. En este procesamiento preliminar AGC se utiliza antes de apilar para reforzar la señal (Fig. 5.22 y 5.23).

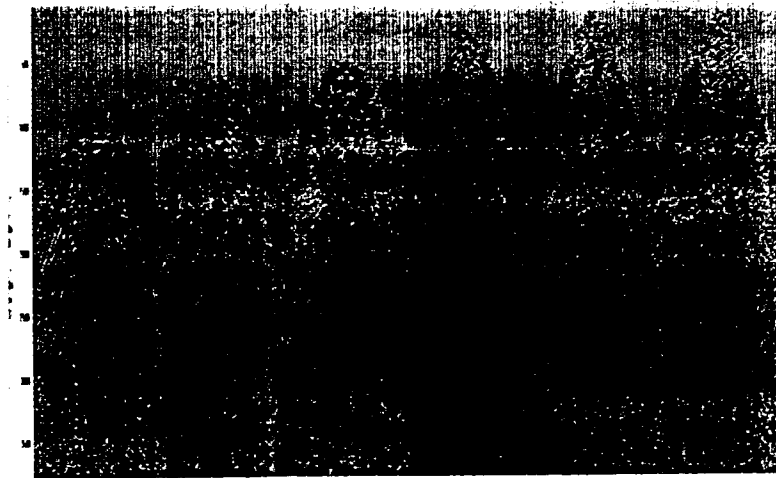


Fig 5 22 - Sección corregida por NMO, sin aplicarle ninguna ganancia AGC pero como se observa ya tienen el borrado

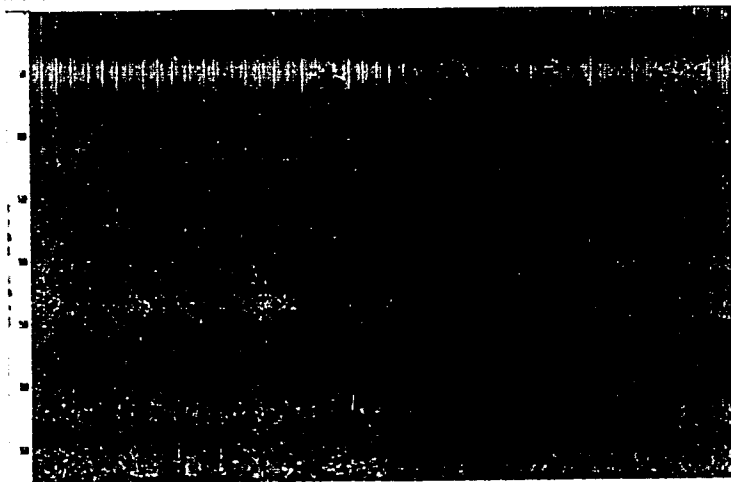


Fig 5 23 - Sección corregida por NMO, aplicándole una ganancia AGC antes de aplanar

V.4.5.1.6. BALANCEO DE TRAZAS POR VALORES RMS

La ganancia por raíz cuadrática media (RMS) trabaja por medio de la siguiente fórmula:

$$RMS = \frac{SF \cdot IS}{\sqrt{et - st} \cdot \sum IS}$$

RMS: ganancia RMS

SF factor de escala

IS muestra de entrada

et : tiempo final de la ventana

st : tiempo inicial de la ventana

Es una ganancia de amplitud RMS con exclusivamente una ventana aplicada en toda la traza. Este balanceo no cambia la amplitud como función del tiempo (tal como se dijo en la multiplicación de un escalon), pudiendo ser una parte importante para la consideración de amplitudes verdaderas. La ventana de utilizar una ganancia RMS es que las altas amplitudes las disminuye y las bajas amplitudes las aumenta (Fig. 5 24 y 5 25)

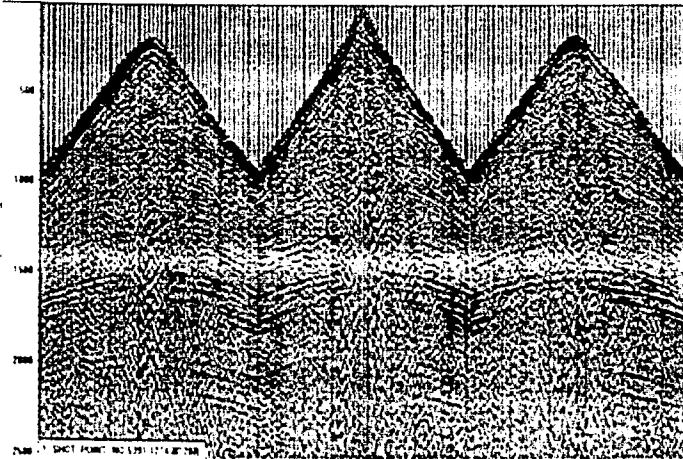


Fig 5 24 - Sección corregida pasada por un filtro Ormsby sin aplicar ninguna ganancia.

V.4.5.2. ANÁLISIS DE RUIDOS

Se entiende como ruido a toda señal que no se tiene interés de detectar y que de algún modo esta disminuyendo la presencia de la señal principal. Existen dos tipos de ruidos: el ruido coherente y el incoherente. La principal característica del ruido coherente es que es conocido su comportamiento, mientras que el ruido incoherente es totalmente aleatorio y su mayor fuente proviene del medio ambiente. La tabla V.3 muestra los diferentes tipos de ruidos más comunes que se pueden encontrar en la información sísmica.

Hay diferentes herramientas para cada clase de ruido y son las que se tratarán en esta parte. Se debe tomar en cuenta que en el procesamiento preliminar de datos no se puede eliminar completamente el ruido, sino que el objetivo es incrementar la relación señal-

ruido ($\frac{\sigma}{A}$) y hacerlo tan claro como sea posible. La relación señal ruido ($\frac{S}{A}$) depende generalmente de la frecuencia

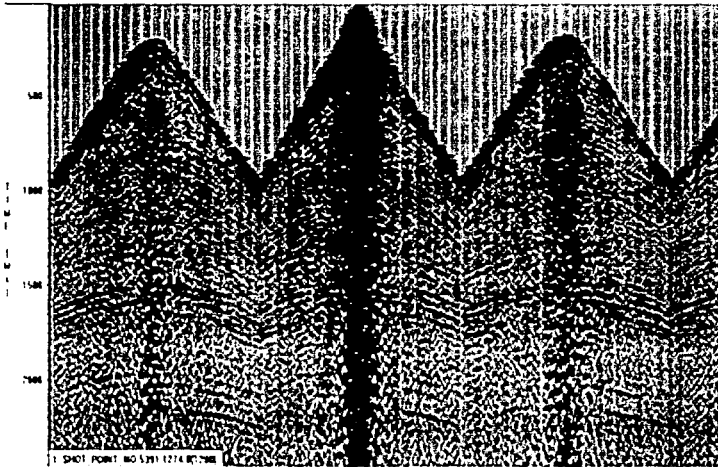


Fig 5 25 -Sección despues de aplicarle el filtro Ormsby y una ganancia RMS.

| Ruido Coherente | Ruido Incoherente |
|--------------------------------|--------------------------------|
| Onda superficial (ground roll) | Equipo de Registro |
| Onda Directa | Mal funcionamiento de geofonos |
| Reverberaciones o multiples | Spikes |
| Onda de aire | |

Tabla V.3 Diferentes tipos de ruidos

Si el ruido tiene apreciable energía fuera de la principal gama de frecuencias de la señal, los filtros actúan ventajosamente. Las componentes de frecuencia muy baja, tales como las ondas superficiales, se pueden filtrar muy fácilmente durante el registro inicial ya que estas bajas frecuencias se separan suficientemente de las frecuencias de reflexión. Sin embargo, en la mayoría de las veces esto no puede ser ya que el ruido traslapa la frecuencia de la señal y entonces el filtrado está limitado al momento de eliminar la señal.

V.4.5.2.1. RUIDO COHERENTE

Considerando una fuente localizada en la superficie de un medio elástico isotrópico, donde las velocidades de la onda P y S son constantes se generan cinco ondas (tabla V.4 y figura 5 26)

| Tipo de onda | Frecuencia (Hz) | Amplitud | Velocidad (m/s) |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------|-----------------|
| Onda de aire | 10-80 | Moderada | 300 - 340 |
| Onda <i>ground roll</i> | 10-50 | Moderada-alta | 600 - 1,200 |
| Múltiples | | Alta | |
| Onda directa P | 10-40 | Alta | 1,200 |
| Onda refractada | 10-100 | Alta | 2,500 |
| Onda reflejada | depende de la geología y del objetivo | | |

Tabla V 4

En el caso de este estudio, la velocidad de la onda reflejada para formaciones del Terciario con intercalaciones de lutitas y arenisca es de aproximadamente de 3000m/s, y para rocas cretácicas como son dolomias, caliza y sal son del orden de 4500m/s a 5000 m/s

V.4.5.2.1.1. ONDAS DIRECTAS

El término de onda directa es usado para el tipo de onda que viaja por la capa más somera y por lo tanto por la trayectoria mas corta (Fig.5 27).

Otras ondas que viajan por trayectorias más largas pero con velocidad mayor pueden llegar antes que la onda directa porque esta tiene menor velocidad de propagación. Debido que viaja por la capa somera, la información obtenida es de gran valor para la técnica de refracción y reflexión. Generalmente este tipo de ondas se notan en trazas cercanas a las fuentes en los primeros arribos de la señal

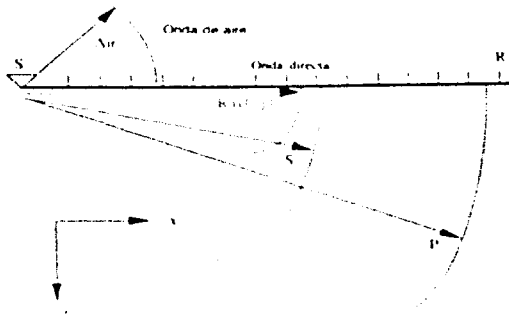


Fig. 5 26 -Esta figura muestra los medios por los que viaja la señal

En los datos a procesar en este trabajo la onda directa no es tan fácil de ver debido que la onda se traslapa con las ondas refractadas.

Como se ve en la figura 5.28, la onda directa con los primeros arribos tienen frecuencias que varían entre los 0 a 100 hz con una alta amplitud, esto es comprensible ya que se generan estas ondas cercanas a la fuente

Las velocidades para los primeros arribos es de aproximadamente de 2453 m/s esto es cerca de 2500 m/s valor de la velocidad de reemplazamiento que se utiliza en la correcciones estáticas (Fig 5 29) De esta forma se conoce la velocidad de la capa siguiente a capa de baja velocidad

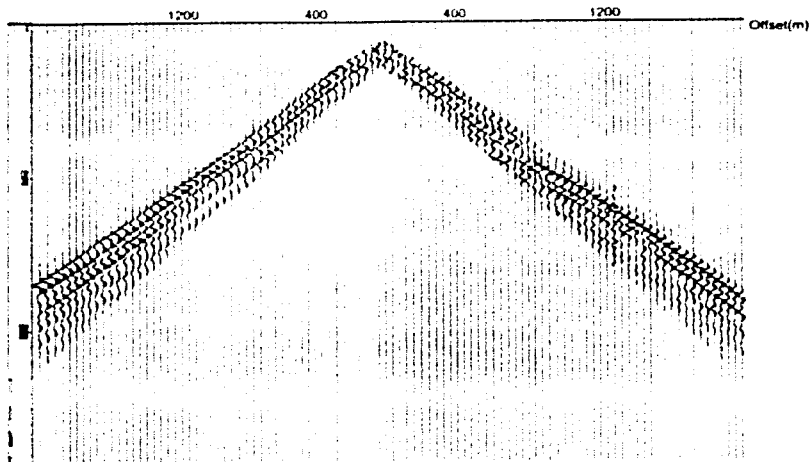


Fig. 5.27.- Onda refractada aislada de las demás ondas.

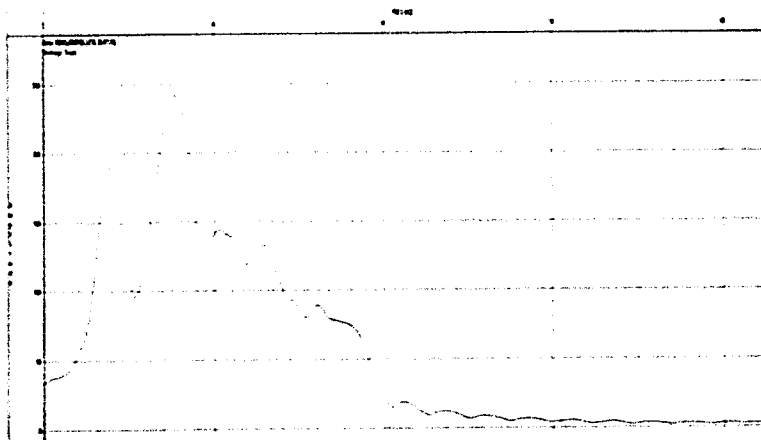


Fig. 5.28.- Este es el espectro de amplitud de la onda directa con los primeros arribos.

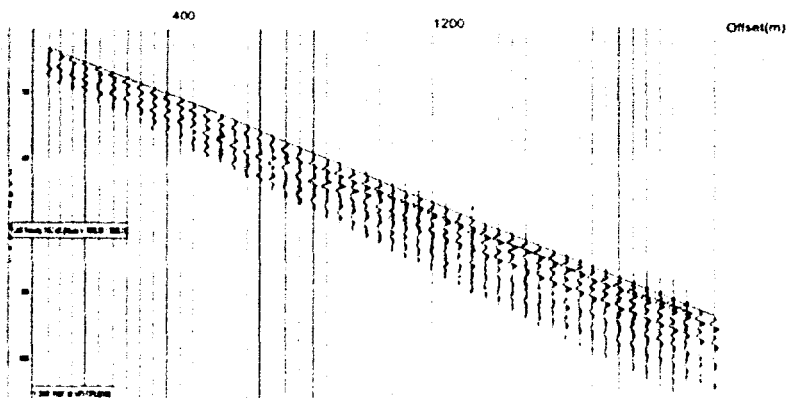


Fig. 5.29.- La onda directa con la onda refractada ordenada por *offset*. Con los datos desplegados de esta forma es más fácil visualizar sus velocidades.

V.4.5.2.1.2. ONDAS DE AIRE

Esta onda viaja sobre la interfase superficie-aire y su mayor característica es que viaja casi a la misma velocidad que el sonido, como se nota en la figura 5.30 tomada de datos reales. De igual forma que la anterior esta se hace notar más en *offsets* cortos. Su forma en un sísmograma es casi siempre la misma, como se muestra en la figura 5-31. Estas ondas tienen una alta amplitud con frecuencias entre los 10 a los 80 Hz (Fig 5.32).

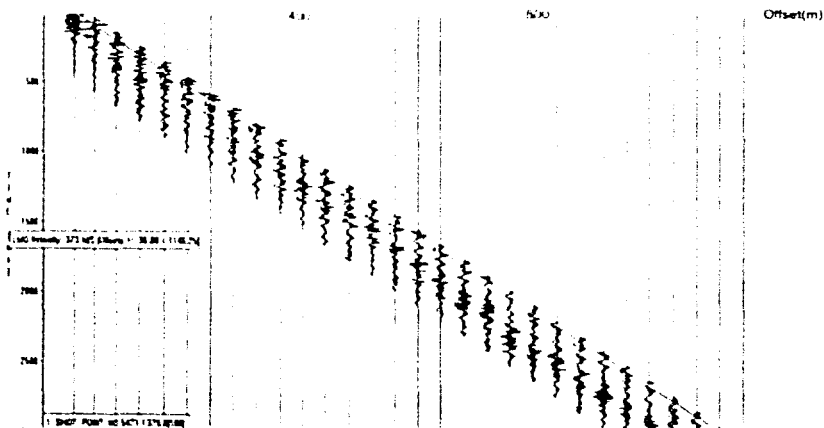


Fig. 5.30.- Al ordenar la onda de aire por *offset* se puede obtener su velocidad promedio, encontrando que es aproximadamente igual a la velocidad del sonido

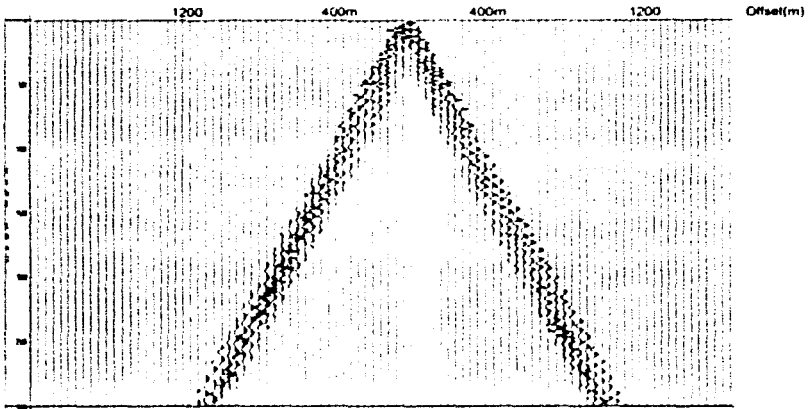


Fig. 5.31.- Se muestra la onda de aire ordenada por disparo, esta es la representación más común para poder identificar a la onda de aire

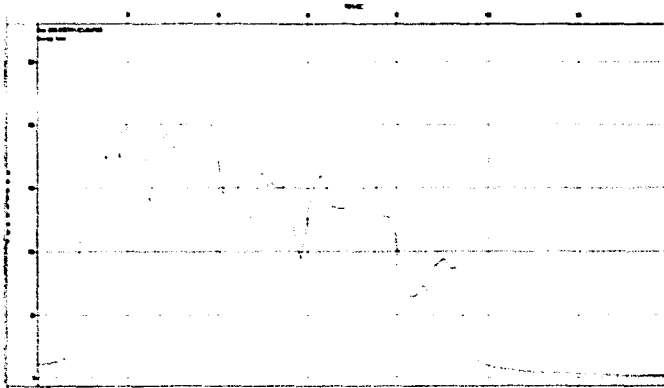


Fig. 5.32.- Espectro de amplitud de la onda de aire

V.4.5.2.1.3. ONDA SUPERFICIAL (GROUND ROLL).

Es una onda que viaja a través o cerca de la superficie de la capa de intemperización. Se caracteriza por baja frecuencia y alta amplitud (Fig. 5.33).

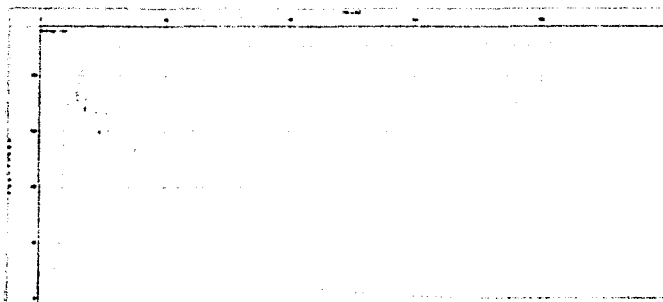


Fig. 5.33.-Espectro de la onda de amplitud de la onda superficial (*ground roll*).

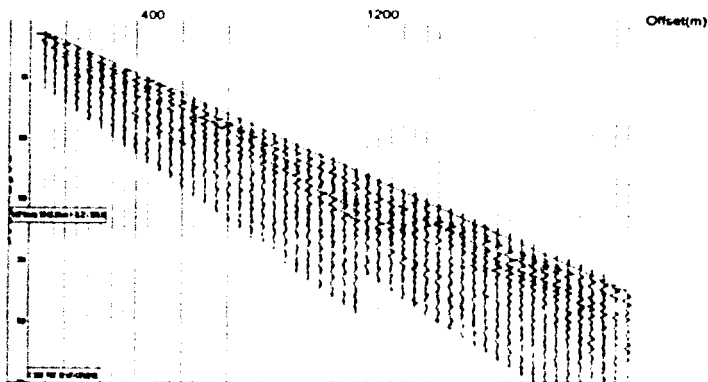


Fig. 5.34 -La onda de superficial ordenada por *offset*

La velocidad de esta onda solo para este caso es de 939 m/s como se ve en el sismograma ordenado por *offset* (Fig 5.34) La onda superficial tiende a enmascarar a las reflexiones. El diseño de campo, el filtrado y el apilamiento son algunas de las técnicas usadas para disminuir su presencia en la señal. Esta onda a veces es llamada también como Rayleigh. En la figura 5.35 se muestra la onda ordenada por *diparo*.

V.4.5.2.1.4. MÚLTIPLES

Los múltiples son considerados como ruido coherente. Estos llegan a ser difíciles de reconocer en un registro de campo ordenados por *diparo* o por *offset*, son más distinguibles en secciones corregidas por sobretiempo normal (normal move out: NMO) y se pueden eliminar con el proceso de apliamento.

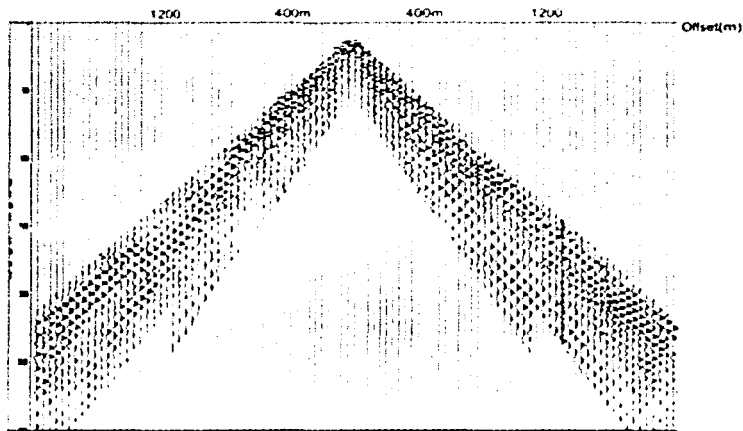


Fig 5-35 - La onda superficial ordenado por disparo.

El análisis de velocidades es otro medio por el cual se pueden reconocer, pero se pueden confundir con una inversión de velocidades, esto va depender del conocimiento de la Geología.

V.4.5.2.2 ONDAS REFLEJADAS

Para la industria de la exploración petrolera las ondas reflejadas son las que mayor interés tienen y por lo tanto se considera como señal no ruidosa. Las ondas reflejadas se reconocen por sus trayectorias hiperbólicas. Si el reflector es horizontal entonces el vértice de la hipérbola coincidirá con el *offset* cero.

V.4.5.2.3 BREVE ANALISIS DE LOS DIFERENTES RUIDOS PRESENTES EN EL EJEMPLO

En la figura 5 36 se muestra parte de un sismograma que ejemplifica la señal y los ruidos más comunes en la región estudiada.

- 1.-onda directa
- 2.-onda superficial (*ground roll*)
- 3.-ruido aleatorio
- 4.-onda de aire
- 5.-onda refractada

Al obtener el espectro de amplitud de la señal anterior se nota que tiene mezclado todas las características de los ruidos antes explicados (Fig 5.37). Si este sismograma se ordena por *offset* se notan con mayor claridad los distintos ruidos (Fig 5.38).

Lo que vuelve más interesante esta figura es la presencia de ruido aleatorio la cual esta presente en todo el tiempo de grabación (Fig. 5.39).

Comparando la señal ruidosa incoherente con la onda sísmica se notará la gran diferencia (Fig. 5.39 y Fig 5.40).

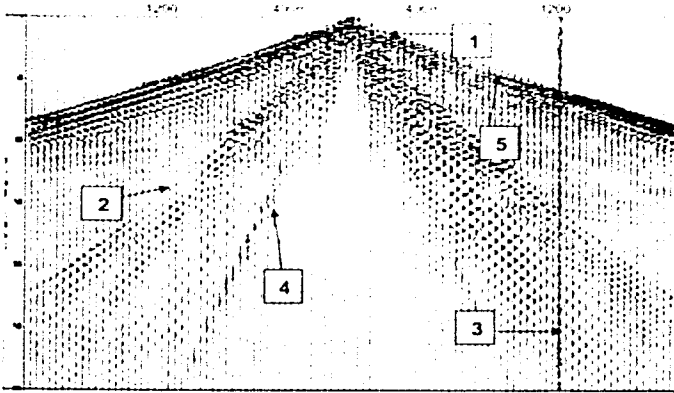


Fig. 5.36.-En esta imagen se muestran todas las ondas que se generan en un sismograma.

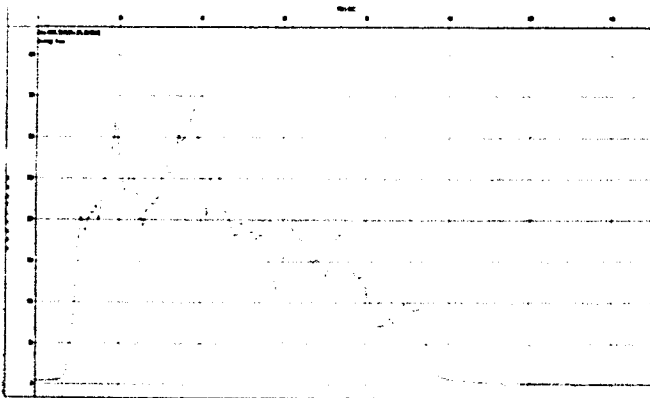


Fig. 5.37.-Espectro de amplitud del sismograma de la figura 5-36.

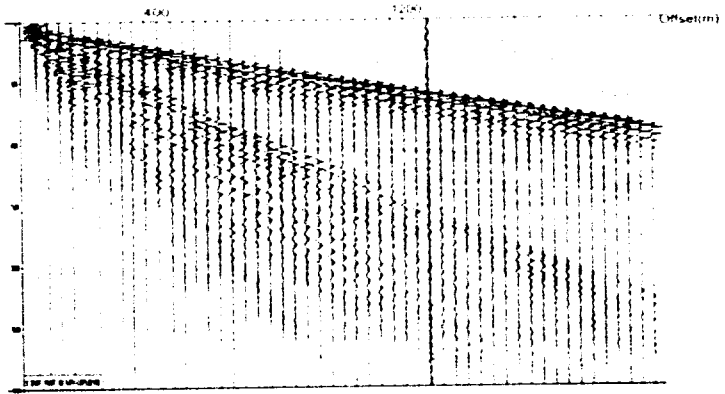


Fig. 5.38 - Sismograma de toda la señal ordenado por *offset*.

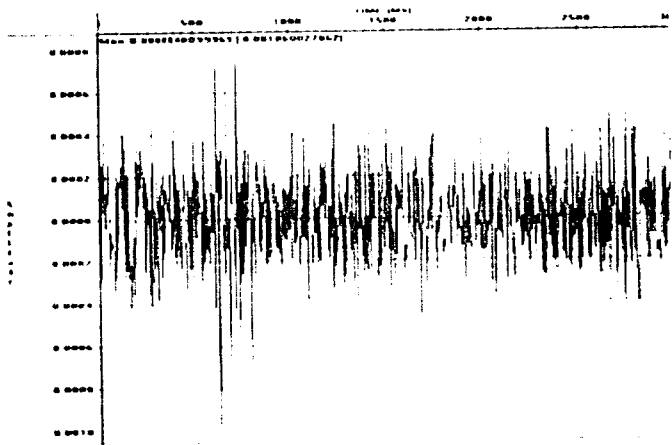


Fig. 5.39.-Traza con ruido aleatorio.

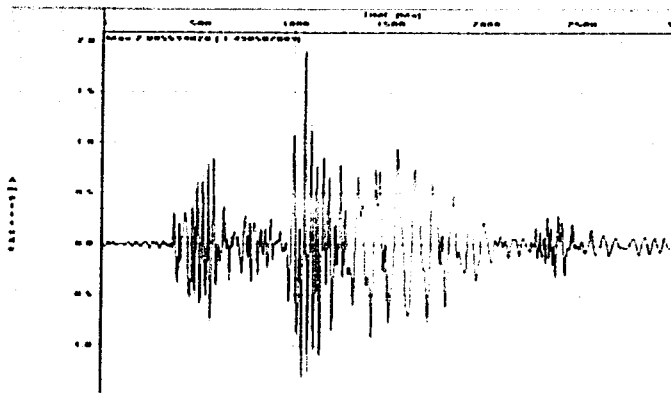


Fig. 5.40.-Traza sin ruido tomado del sismograma de la figura 5-34.

V.4.5.3. TÉCNICAS USADAS PARA ATENUAR RUIDO EN EL PROCESAMIENTO PRELIMINAR

La atenuación de ruido empieza con un buen arreglo de geófonos. En el estudio que se realizó se tomaron los datos donde se conserva el arreglo lineal de 6 geófonos por estaca (canal), están espaciados a una distancia de 5m aproximadamente.

Los programas actuales cuentan con filtros que eliminan algunos ruidos. En el caso de la primera parte del procesamiento preliminar se utilizan dos filtros Ormsby, antes y después de la deconvolución básicamente sirven para ayudar a quitar el ruido coherente y parte del ruido incoherente que tenga la señal reforzando posteriormente a esta con el apilamiento. El filtro Ormsby calcula la transformada de Fourier rápida a cada traza, las muestras de frecuencia son entonces multiplicadas por la función de transferencia que se ve muestra en la figura 5.42

Después de esta multiplicación el resultado es pasado a través de una transformada de Fourier inversa para obtener las trazas filtradas en tiempo. La introducción de las frecuencias es un paso fácil en el programa VISTA como se ve en la figura 5.43.

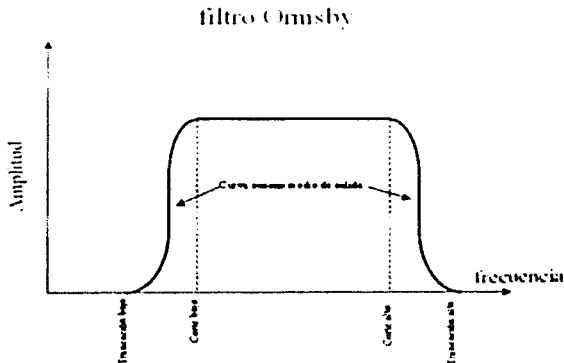


Fig 5.42.-Funcion de transferencia del filtro

Ormsby Band Pass Filter

| | |
|-----------------------|----|
| Low Truncation Freq: | 4 |
| Low Cut Freq: | 8 |
| High Cut Freq: | 80 |
| High Truncation Freq: | 96 |

OK CANCEL

Fig 5.43.-Ventana para introducir las frecuencia del filtro.

Enseguida se muestran dos secciones (Fig. 5 44 y 5 45) una antes de aplicarle el filtro Ormsby y uno después de ello, la mejora de la calidad si bien no es total se supera bastante

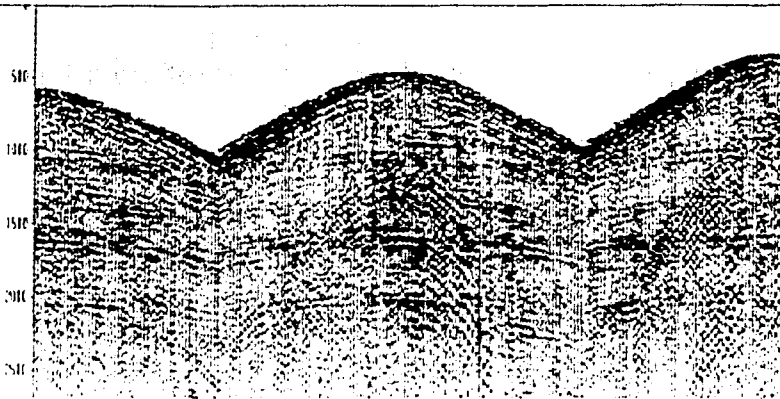


Fig 5 44 -Sismograma antes de aplicarle el filtro

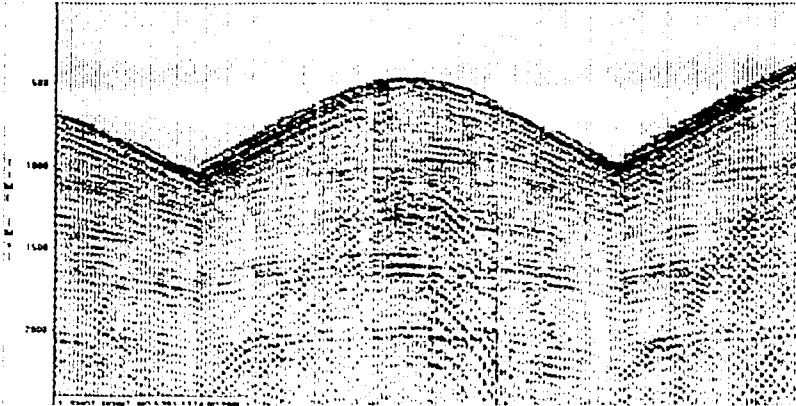


Fig 5 45 -Sismograma después de aplicar el filtro

V.4.5.3.1. BORRADO

El borrado (*mute*) convierte en cero los valores de las trazas en una ventana específica. El mute se puede utilizar en cualquier momento del procesamiento preliminar, en este caso se utiliza para borrar la onda directa y las ondas refractadas en la primera fase del procesamiento preliminar, antes del análisis de velocidades y para obtener la sección apilada.

A continuación se muestra el resultado de aplicar el mute a los datos después de la corrección de divergencia esférica

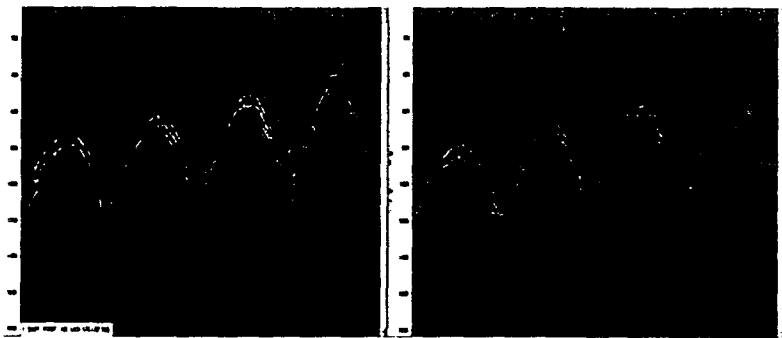


Fig. 5.46 -La figura de la izquierda es un sismograma sin borrado, mientras que el de la derecha es aplicando el borrado

En este procesamiento preliminar el mute también se utiliza, en un paso después de la corrección por divergencia esférica

A manera de resumen de esta primera parte (ganancias y análisis de ruidos) se puede decir que la corrección por el efecto de la divergencia esférica es aplicado para compensar la amplitud perdida de las reflexiones correspondientes a tiempos mayores, pero esta operación trae implícito que el ruido coherente e incoherente eleve su amplitud. Dado que se conoce el rango de las frecuencias de los ruidos coherentes es necesario hacer pasar un filtro pasabandas (por eso se hace pasar un filtro Ormsby) y así mismo el mute, y de esta forma implícitamente se está quitando parte del ruido incoherente.

V.4.5.4. DECONVOLUCIÓN

La deconvolución es un proceso que mejora la resolución temporal de los datos sísmicos, la cual comprime una ondícula y puede remover energía múltiple de la sección. Este proceso generalmente se aplica antes del apilado, aunque se tiene la posibilidad de aplicarse a datos apilados.

De esta manera se han creado diferentes tipos de deconvolución:

Deconvolución determinística Utiliza un tipo de onda conocida y tiene la capacidad de transformar la onda de la fuente en spike, pero no puede corregir cambios en la forma de la onda de la fuente. Esto nos recuerda que la forma de la ondícula cambia durante su propagación.

Filtro Wiener (Wiener predictive error filtering o statistical deconvolution): estima este sistema de ondas mediante el uso de un autocorrelograma, el cual es un análisis de la traza sísmica, y se necesita conocer las características de una de las señales

Dentro de este tipo de deconvolución existen dos técnicas: La deconvolución predictiva y la deconvolución impulsiva en donde este es un caso especial de la primera. Para entender un poco más estos dos tipos de deconvolución, se debe explicar antes cual es el fin principal de la deconvolución Wiener. El objetivo es mejorar la resolución y remover ruidos en la información como son múltiples. La alta resolución se obtiene transformando el sistema de ondas a un impulso que contenga altas frecuencias, entonces transforma las ondículas a un impulso, y a la traza sísmica, en conjunto de series de reflectividad, de

esta forma pueden remover reverberaciones o múltiples. Un múltiple ocurre cuando una onda se refleja en un mismo, o en diferentes reflectores dos o más veces antes de salir a la superficie.

Se requieren variables para la deconvolución en este sistema de ondas, lo cual se realiza por medio de un autocorrelograma como se muestra en la figura 5.48. Para hacer la deconvolución en el paquete de cómputo que se está utilizando, el usuario debe especificar la longitud del operador y la distancia predictiva. (figura 5.47)

The screenshot shows a window titled "Deconvolution" with a sub-header "Decon Parameters". The parameters are as follows:

- Decon Type: Predictive Decon
- Operator Length: 240.0000 Ms
- Pre-Whitening(P): 0.5000
- Prediction Lag: 30.0000 Ms
- Apply Taper: checked
- Length: 20.0000 Ms
- Save Decon Operator: unchecked
- Op. Name: Decon Operator Name

Buttons for "OK" and "CANCEL" are visible at the bottom.

Fig 5.47.-Ventana del paquete de cómputo para la introducción de valores de la deconvolución predictiva

En donde la distancia predictiva se debe tomar desde el inicio del autocorrelograma, este valor casi se aproxima a la longitud del sistema de ondas.

Entonces cuando la distancia predictiva es igual al intervalo de muestreo, se tiene una deconvolución impulsiva, y por lo tanto la deconvolución predictiva tendrá más grande el valor de la distancia predictiva.

La ventaja que tiene la deconvolución impulsiva es que maximiza la resolución (su contenido de frecuencias) pero es menos efectiva en la eliminación de múltiples.

En la figura 5.49 se utiliza la deconvolución predictiva con los valores con una distancia predictiva de 30 ms y una longitud del operador de 240 ms. estos valores se obtuvieron básicamente por la experiencia en el ensayo de prueba y error.

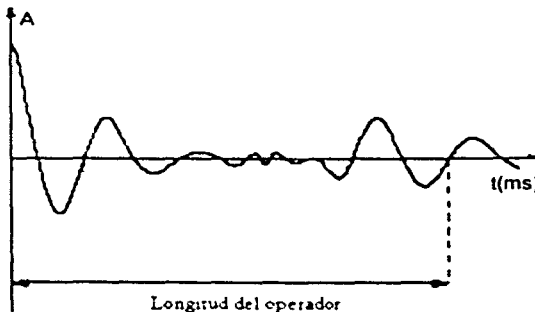


Fig. 5.48.-Autocorrelograma para el análisis de la deconvolución

Como se ve de la figura 5 49 antes de hacer la deconvolución la onda de aire y la onda superficial (*ground roll*) están presentes en el sismograma, después de hacer la operación de deconvolución estas ondas se atenúan bastante, es importante resaltar que todavía no están totalmente aminoradas por lo que es recomendable utilizar posteriormente un filtro. En este trabajo, el filtro que se propone es un pasabandas tipo Ormsby el resultado se observa en la Fig. 5 50

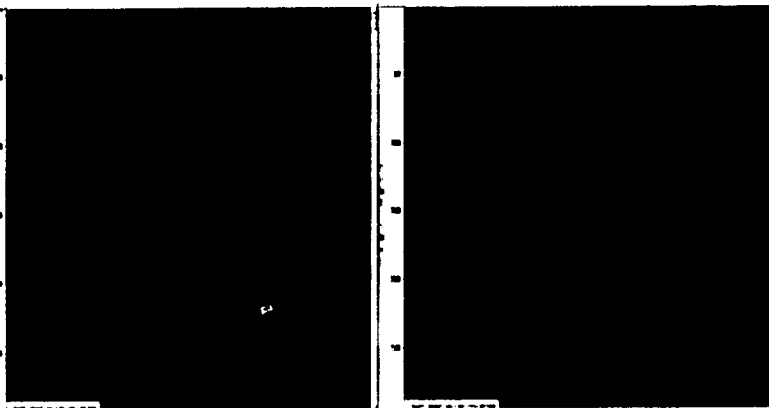


Fig 5 49 -La figura de la izquierda es el sismograma sin la deconvolución, lo único que se le aplicó es la corrección esférica. La figura de la derecha es el mismo sismograma pero con la deconvolución predictiva aplicada. Nótese que en este sismograma se ven mejor las reflexiones y se ve la señal con menos ruido

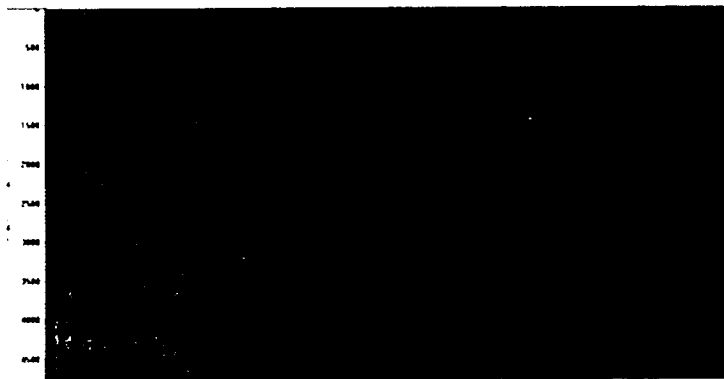


Fig 5 50 -Este sismograma es tomado de los datos de la figura 5 49 pero aplicándole un filtro pasabandas, como se ve el ruido aleatorio y coherente han disminuido bastante.

V.4.5.5. ANÁLISIS DE VELOCIDAD

Este análisis es una parte importante del procesamiento, ya que si no se obtienen los valores de la velocidad de apilamiento no se puede continuar con el análisis de calidad a los datos. En el trabajo de sismología de reflexión hay varios tipos de velocidades definidas, aunque además de estas se conocen otros tipos, pero en este trabajo solo se mencionan las más importantes

Velocidad de Intervalo. Es la velocidad dentro de un medio homogéneo delimitado por dos reflectores donde ambos son horizontales y la trayectoria de la energía es vertical. También es llamada velocidad de Dix

Velocidad RMS Es una ecuación matemática que se aproxima a la trayectoria curva de la energía sísmica Suponiendo capas horizontales y la trayectoria vertical.

Velocidad NMO. Es la velocidad para la corrección dinámica en el límite en que la distancia fuente receptor se hace más pequeño. Para capas horizontales isotrópicas la $V_{NMO} = V_{rms}$

Velocidad de Apilado Este tipo de velocidad es determinada por el análisis de velocidades y es el valor usado para hacer el apilado. En el límite tanto el *offset* se aproxime a cero esta velocidad se aproxima a la velocidad NMO.

Como se sabe, los registros de puntos medio común, contienen trazas del mismo punto reflector pero con diferentes trayectorias de viaje y tiempo, entonces utilizando esta información de tiempo y distancia, podemos estimar la velocidad del medio de acuerdo con la definición de velocidad

De esta manera las velocidades de apilado son las que se obtienen por medio de un análisis de velocidades; la idea de la técnica del análisis de velocidad es tratar de encontrar los valores de velocidades que pongan de una manera horizontal a la hipérbola que aparece en el punto medio común. El registro de PMC indica un registro con trazas que tienen en común un punto de reflejo. Una sección apilada se puede interpretar como la energía contenida en un evento después de juntar todas las trazas del registro de PMC. Para obtener una sección apilada se inicia con el análisis del picado de velocidades en el espectro de semejanza. Esta es la forma más común de obtener los valores de velocidades en los paquetes comerciales

Cada celda tiene su espectro de semejanza, y su respectivo análisis, pero como en todo estudio de sísmica 3D se obtienen desde cientos hasta miles de celdas sería imposible terminar de hacer todos ellos, entonces este se debe realizar de acuerdo con la información de los datos, a un cierto intervalo para interpolar los valores de velocidad con las celdas que no fueron tratados. Esta técnica es una de las más sencillas para obtener las velocidades ya que actúa como si los reflectores fuesen horizontales. Hay otras técnicas más elaboradas para la obtención de velocidades pero son más complicadas y se utilizan para procesos más especializados

Al momento de efectuar el análisis de velocidad de preferencia se debería realizarse con varias herramientas. Es necesario utilizar por lo mínimo dos formas ya que de esta manera se puede comparar la calidad de los valores obtenidos. Lamentablemente para este trabajo se limitará solamente a una herramienta por falta de otro paquete de cómputo. Este paso se puede suplir con el análisis de cada una de las secciones apiladas.

En sísmica 3D, estrictamente está mal decir que el análisis de velocidades se realiza en un punto medio común, es más correcto decir que se hace a cada celda, en la práctica la sección apilada que se obtiene del análisis siempre se le va asociar físicamente con el punto medio de la celda por lo que es ahí que se justifica la presencia de un CMP en la sísmica 3D.

Una de las principales cosas que se deben tomar en cuenta al momento de terminar el análisis de las velocidades es que si los valores de velocidad de apilado obtenidos son muy bajos la información aparecerá en forma de U, esto quiere decir que hubo una falta

de correccion en los datos y si esta es muy alta esta se vera en forma de U invertida y hara falta una correccion mas precisa (Fig 4 12 4 13, 4 14 pag 38 y39) esto sucede si en el momento del analisis no se sigue la tendencia que la semblanza indica (5 51)

V.4.5.6 SEMBLANZA

La semblanza despliega la respuesta del apilado como una funcion del tiempo y la velocidad. La semblanza es una medida de la similitud de una traza con otra. una maxima semblanza representa entonces, la maxima coherencia que es la forma cuantitativa de medir la semblanza.

Para obtener la semblanza de una traza para una velocidad especifica todas las trazas de un registro de PMC se corrigen por su desfaseamiento de tiempo o por arribos retrasados. Esta corrección mueve estos retrasos hacia arriba hasta ponerlos horizontalmente, y a esto se le conoce como la correccion NMO. Todas estas trazas se suman y se calcula la semblanza de acuerdo con la siguiente ecuacion:

$$\text{Semblanza} = \frac{\text{Amplitud de la traza apilada}}{\text{Suma de la Amplitud de la traza no apilada}}$$

Los eventos mejor alineados o sumados con la velocidad aplicada se despliegan en la semblanza en tiempo contra velocidad.

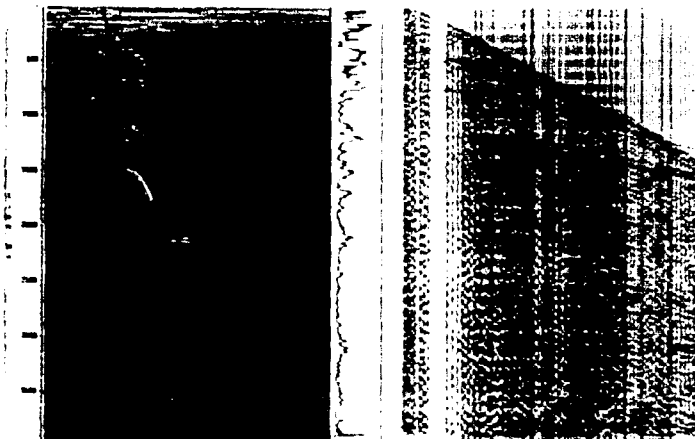


Fig 5 51 - Lo que la figura muestra en el lado izquierdo el espectro de semblanza y en el lado derecho las trazas de PMC. además notese que las trazas en conjunto forman la llamada hipérbola.

V.4.5.7. CONTROL DE VELOCIDAD DE APILAMIENTO (CVS)

El registro de velocidad de apilamiento constante (CVS) muestra diferentes paneles de varios puntos medios comunes apilados después de aplicar la correccion por NMO. Cada panel se crea utilizando una velocidad constante en un cierto rango de tiempo. Entonces esta velocidad es utilizada para una cierta correccion de sobre tiempo normal del punto medio comun elegido y los que junto a este se encuentran. Las trazas de cada registro de

PMC son apiladas y estas son las que se muestran en pantalla, de esta forma se puede obtener una idea de cómo sería el apilado final de la sección. Se debe entender que cada panel solo representa los datos con una ley de velocidad, esto quiere decir que los mejores picados de velocidades no están en un solo panel. En la figura 5 52 se muestra un ejemplo

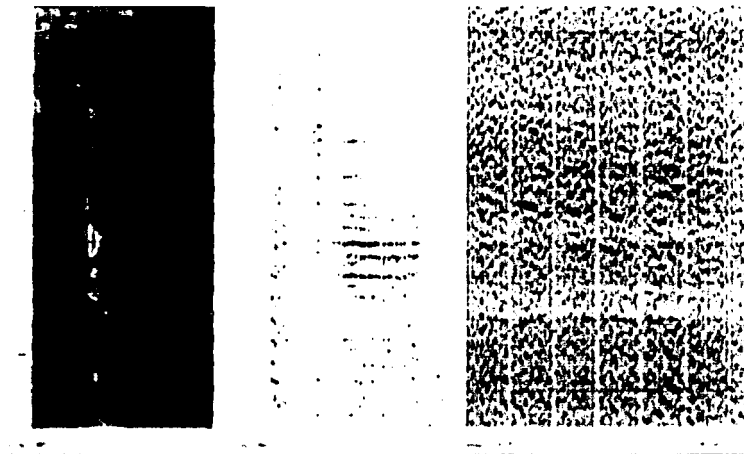


Fig. 5 52 -La gráfica del lado izquierdo es el espectro de semejanza, el del centro es el registro de punto medio común y el del lado derecho es el espectro de CVS

V.4.5.8. CONTROL DE CALIDAD DESPUÉS DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD

La Semejanza, el CVS y el registro de CMP son herramientas que ayudan a decidir cuáles son las velocidades más razonables. Sin embargo, si se ejecuta un control de calidad de estos valores se tendrá una mejor aproximación a la realidad, lo cual se puede hacer de una manera muy sencilla y además que es muy esencial.

En este trabajo se utilizan dos maneras donde se puede realizar el control de calidad, uno de estos es un perfil o gráfica de la distancia contra tiempo, esta gráfica debe incrementar con la profundidad sin disminuciones drásticas (Fig. 5 53) en sus velocidades. Cuando se presentan estas disminuciones de velocidades son llamadas inversiones de velocidad que ocurren cuando la velocidad de un medio es más baja que el medio anterior conforme la profundidad es mayor.

En el lugar donde se tomaron los datos sísmicos, no se descarta que exista una inversión de velocidades pero ésta si se presenta, no debe ser drástica ni tampoco frecuente, debido que la geología del lugar no es compleja, por eso se hace tanto hincapié en el conocimiento de la geología del lugar ya que sin ella el control de calidad de la señal pierde validez.

Para la segunda herramienta se tiene un CMP corregido con NMO después de realizado el picado, esto indicará que si las velocidades están correctas los reflectores deben estar en forma aproximadamente horizontal, sin que se tenga las formas cóncavas mencionadas anteriormente.

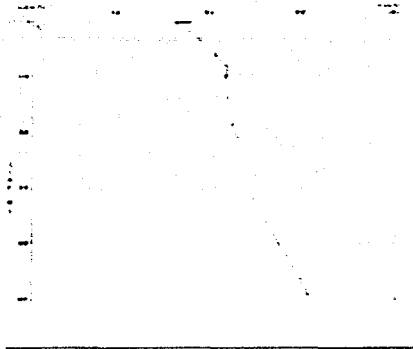


Fig. 5.53.- Este es el modelo de velocidades para la figura 5.50, como se ve en ese modelo no tiene inversiones de velocidades

V.4.5.9. SOBRETIEMPO NORMAL (NMO)

En la figura 5.54 se tiene una representación de una fuente de energía con sus respectivos receptores en donde la línea superior es la superficie de adquisición y la inferior es el reflector. Los puntos marcados sobre el reflector son los puntos de reflexión. En la parte media de cada fuente y receptor se encuentra un punto dentro de la celda llamado punto medio común (common midpoint) los cuales se muestran sobre la línea de adquisición. Considerando que el reflector es horizontal los puntos medios están directamente sobre el punto de reflexión. Si el *Offset* aumenta entonces el tiempo de viaje entre la fuente y el receptor también. Entonces esta característica de retardo en el tiempo con respecto al *offset* se le conoce como sobretiempo normal o *Normal Moveout*.

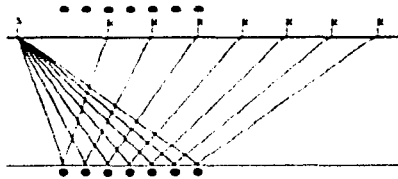


Figura 5.54.-Figura que muestra la fuente, receptores, trayectorias de los rayos, reflexiones, y puntos de reflejo común. El incremento del tiempo con el *offset* (distancia fuente-receptor) es el efecto del Normal Moveout

Por otra parte se define también al NMO como un paso en el procesamiento de datos que alinea las hipérbolas de un PMC para después ser apilado. La idea tradicional del NMO es que el punto de reflexión está bajo el punto medio a un tiempo dado por la ecuación del NMO que dice:

$$t_r^2 = t_n^2 + \frac{x^2}{v^2}$$

$t_r = 2L/V$ tiempo total de la reflexión
 $t_n = 2D/V$ tiempo NMO
 V velocidad

La interpretación geométrica de esta ecuación con velocidad constante en un cierto medio es que la trayectoria total puede ser dividida en dos trayectorias de igual longitud L y hay un reflector horizontal imaginario a una profundidad d debajo de la superficie

La corrección de NMO se aplica a las trazas en un registro de PMC y corrige las trazas a un valor de *offset* cero. El concepto de *offset* cero se refiere a la idealización de colocar la fuente y el receptor en la misma posición. De esta manera se puede registrar la información sísmica desde el mismo punto que fue generada, para después mover el receptor y la fuente y repetir el procedimiento. En la práctica esta forma de colocar la fuente y el receptor es imposible de realizar pero bien se puede aproximar con la corrección de NMO.

V.4.5.10. APILAMIENTO

En los últimos pasos del flujo de procesamiento se encuentra el apilamiento y es la parte donde todas las trazas son sumadas. Para esto se debe tener todos las reflexiones corregidas por sobre tiempo. Al momento de apilar, el ruido no se suma uniformemente como pasa con la información coherente provocando que el valor de la señal-ruido aumente. Después de que todos los puntos medios comunes han sido apilados, es decir reducidos a una sola traza, la traza resultante de cada punto se puede ver cerca de la otra, y a esto es a lo que se le llama sección apilada o apilamiento. Las imágenes del apilamiento se muestran en la figuras 5 55 y 5 56



Fig. 5 55- Sección apilada en dirección de la línea receptora



Fig 5 5 6 -La seccion apilada en direccion de la linea fuente

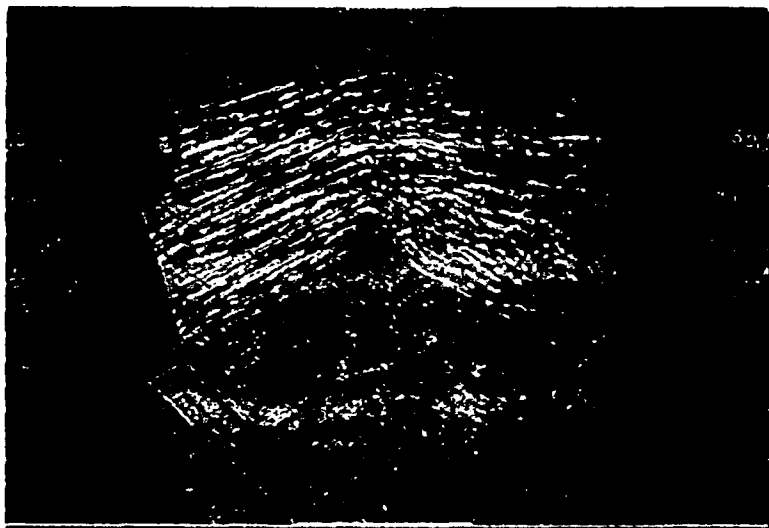
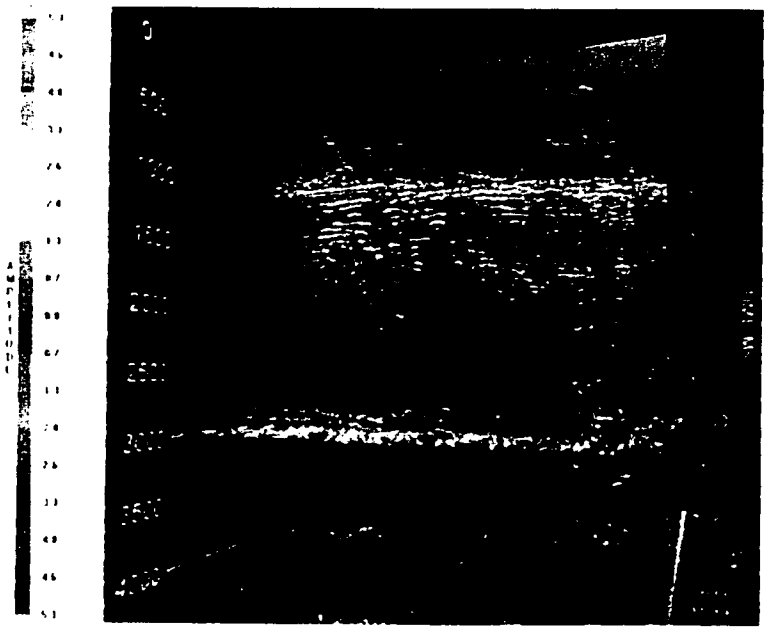


Fig 5 5 7- Se muestra el cubo sismico formado por secciones en direccion de una linea fuente, una linea receptora y una horizontal (time slice) aproximadamente en 16 seg



Figs. 5-58 Se muestra una sección en dirección de línea fuente y una sección horizontal (*timeslice*) a 3 seg

A continuación a manera de resumen, en un diagrama de flujo se mencionan cada uno de los pasos que forman el procesamiento preliminar

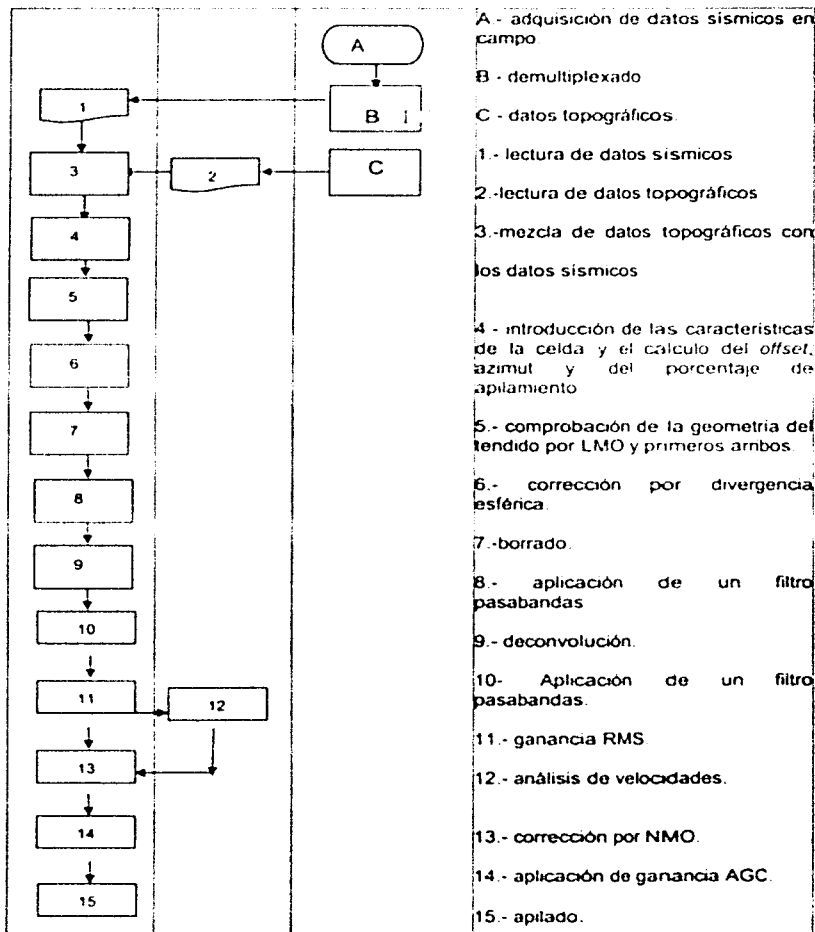


Tabla V.5
Diagrama de flujo para control de calidad en el procesamiento preliminar.

V.5. PROCESAMIENTO PRELIMINAR AL SEGUNDO GRUPO DE DATOS

En seguida se muestran los resultados del proceso al segundo grupo de datos.

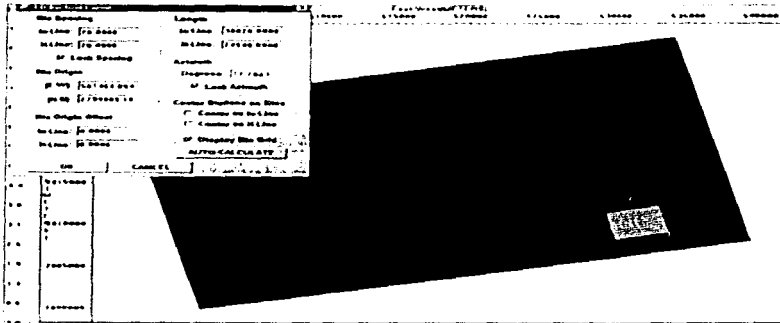


Fig 5 57 - Introducción de las características de la colda usado

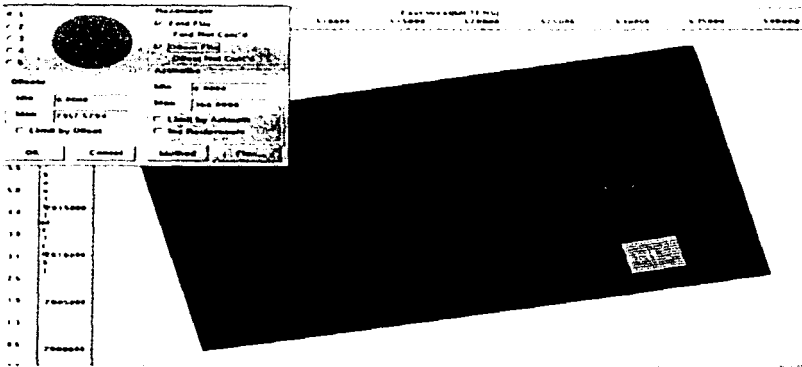


Fig 5 58 - Cálculo del porcentaje de apilamiento y offset

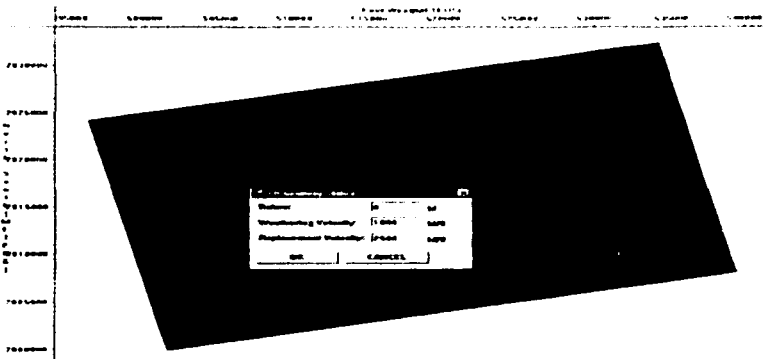


Fig 5 59 - Introducción y cálculo de la corrección estática

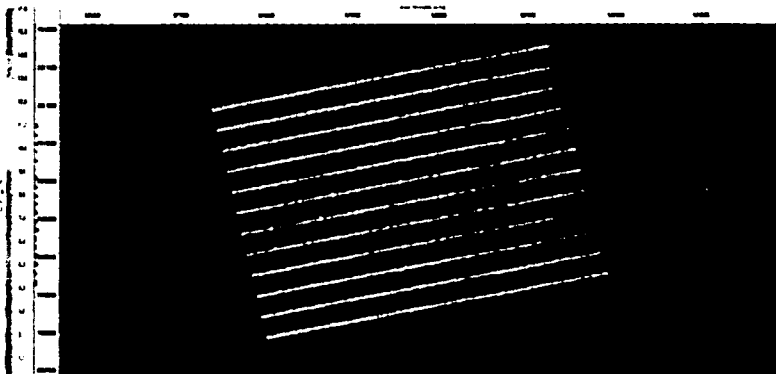


Fig 5 60 -El porcentaje de aplamiento para este grupo de datos es de 1700, valor inferior al grupo anterior

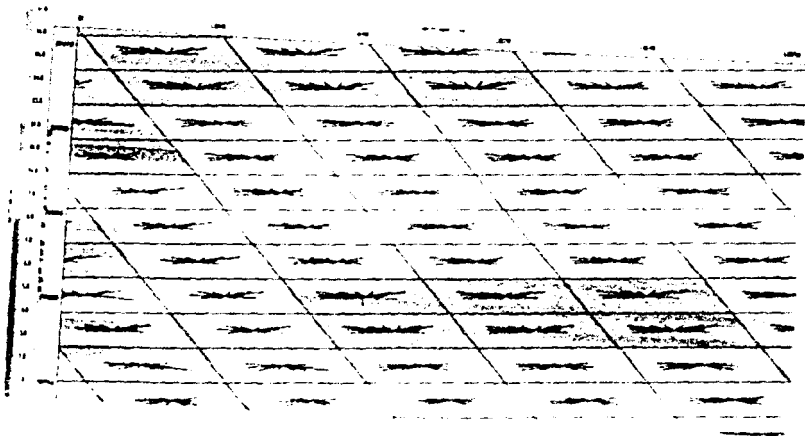


Fig 5 61 - Se muestra la distribución que tiene el azimut



Fig 5 62- Los datos sin aplicarte ningun proceso salvo la introducción del SPS

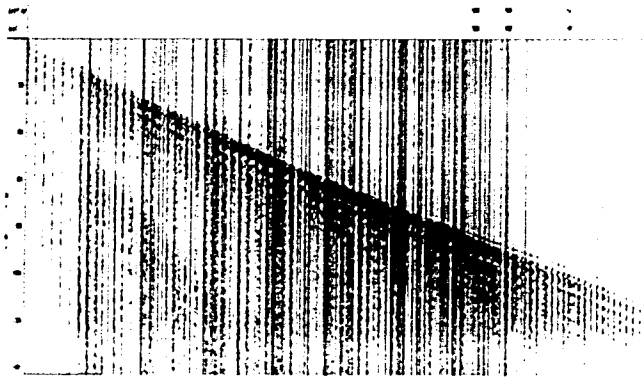


Fig 5.63 - Los mismos datos pero ordenado por *offset* para encontrar las velocidades para la corrección LMO y la comprobación de la geometría



Fig 5 64 - Los datos topográficos concuerdan con las posiciones de fuentes y receptores dado que al aplicar el LMO no sufre ningún salto



Fig. 5.65 - Comprobación de los primeros arribos. Los datos sísmicos no tienen ningún problema de geometría



Fig. 5.66 - A los datos se le aplica la corrección por divergencia

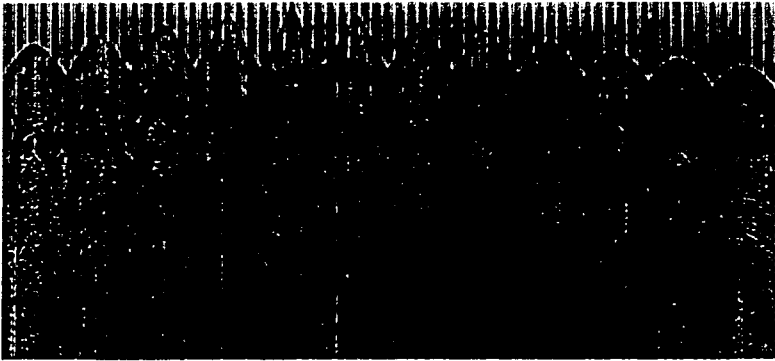


Fig. 5.67 - Se aplica el mute para quitar la onda directa y la onda refractada



Fig. 5.68 - Se aplica un filtro pasabandas con los mismos valores de frecuencia de corte que el grupo de datos anterior

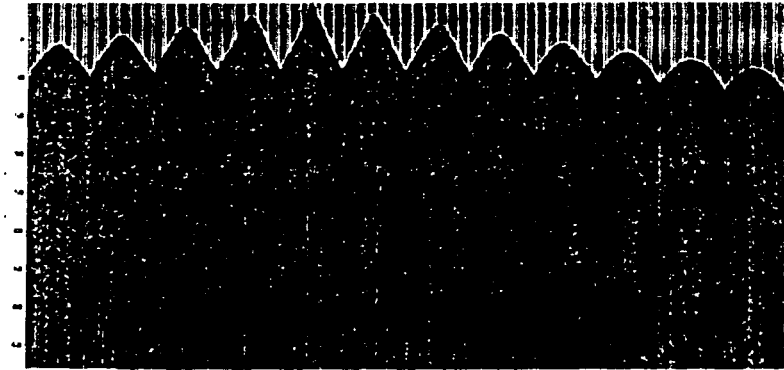


Fig 5 69 - Al aplicar la deconvolución el ruido coherente disminuye considerablemente

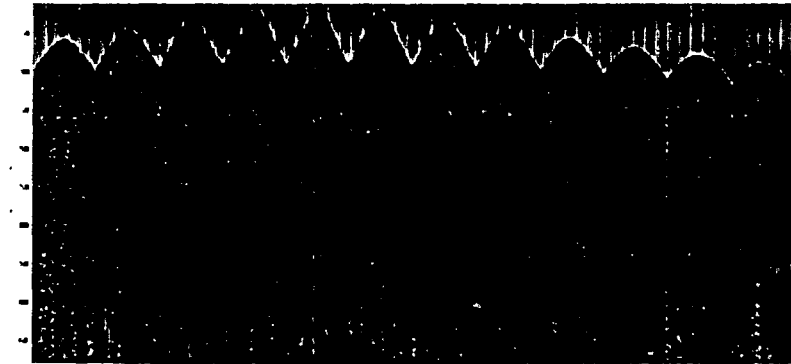


Fig 5 70 - Se vuelve aplicar el filtro pasabanda con las mismas características que se aplico al grupo de datos anterior

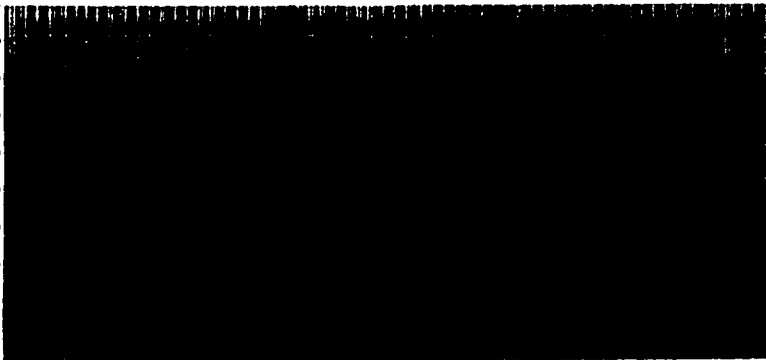


Fig 5 71 - A la sección anterior se aplica una ganancia RMS

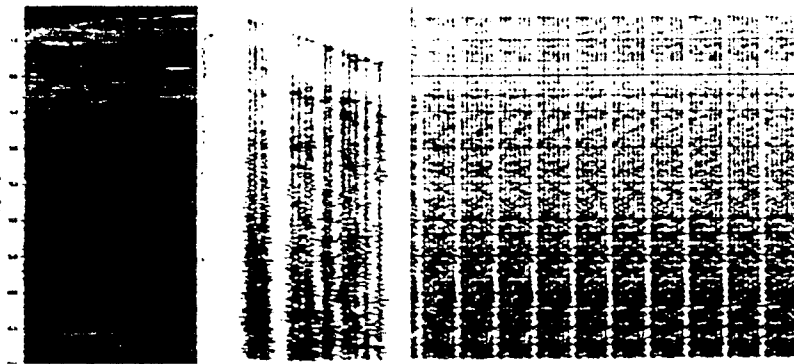


Fig 5 72 - Se realiza el analisis de velocidades teniendo las consideraciones artes mencionadas

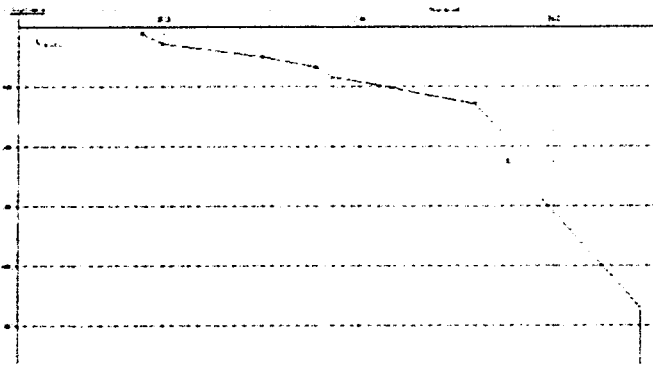


Fig. 5.73 - Se muestra el modelo de velocidades obtenido a partir del análisis de velocidades.



Fig 5.74 -Se realiza la correccion por NMO

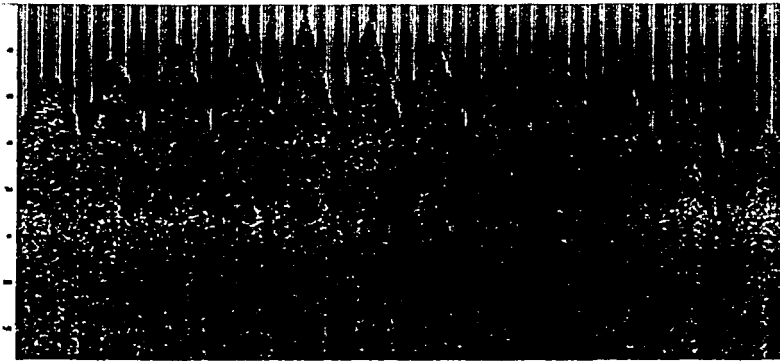


Fig. 5.75 - Se aplica una ganancia tipo AGC a la sección por NMO. Notese que las reflexiones se alinearon, lo cual se indica que el modelo de velocidades es el correcto

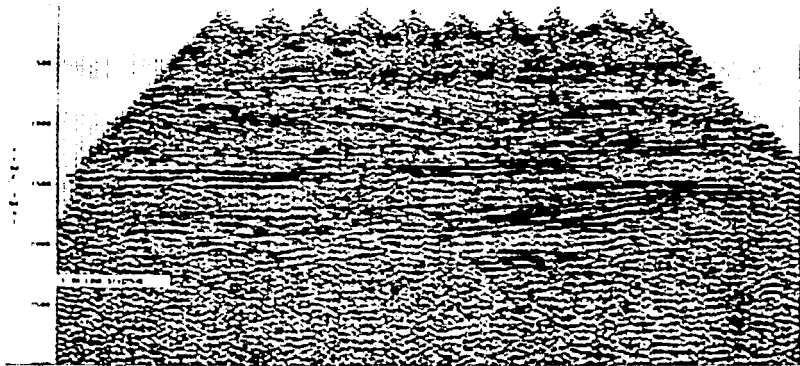


Fig. 5.76 - Se presenta la sección aplada en dirección de la línea receptora



Fig 5 77 - Se presenta la sección apilada en dirección de la línea fuente

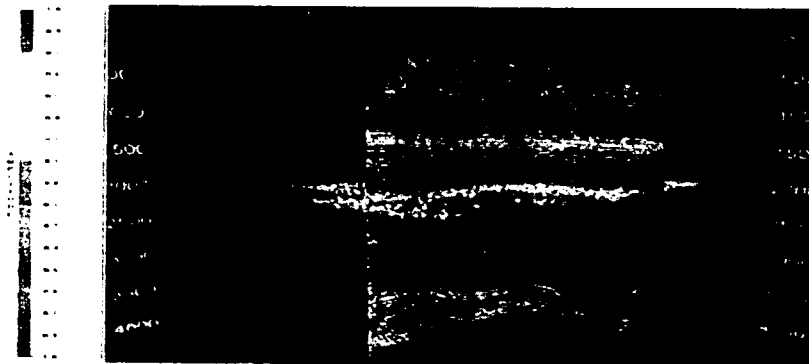


Fig 5 78 - se muestran las secciones en dirección de la línea receptora la línea fuente y la sección horizontal (hmeslice) en 2 seg



Fig. 5.79 - El mismo cubo visto desde otro angulo y la seccion horizontal en 1.5 seg

V.6. DISCUSIÓN ENTRE LOS RESULTADOS DE LOS PROCESOS A CADA GRUPO DE DATOS.

Como se mencionó en párrafos anteriores cuando se llega a la sección aplada es hasta entonces en que se puede determinar de forma más concisa la calidad de la señal adquirida en campo.

En los dos ejemplos que se mostraron los datos son adquiridos casi en las mismas condiciones, los datos de campo presentan la misma cantidad de ruido y aparentemente no hay mucha diferencia entre sí y sin embargo, la calidad de las secciones apladas difieren mucho.

Para las secciones apladas del primer grupo de datos los reflectores se ven con facilidad además de que las trazas son continuas mientras que el resultado del segundo grupo, si bien se ven reflejos, las trazas se ven discontinuas, y presentan falta de información.

Este hecho no se puede achacar a un mal proceso o un mal análisis de velocidades por que en las imágenes se demuestran que estos están correctos, ni tampoco se puede culpar que el proceso es inadecuado ya que los dos grupos son tomados en un mismo estudio respetando los mismos parámetros y variando los modelos de velocidades según las condicionantes que obligan los datos.

La diferencia entre estos dos grupos son el *offset*, el porcentaje de apilamiento y el azimut.

Como se ven en las figuras, 5.12, 5.13, 5.14 el primer grupo tiene un mayor porcentaje de apilamiento y el azimut cubre toda el área de la celda, así como los puntos desplazados son realmente pocos, afectando por lo tanto muy poco al *offset*, caso contrario sucede con el segundo grupo de datos.

La falta de información que se ve en las secciones apiladas del segundo grupo es debido básicamente al poco porcentaje de apilamiento y si agregamos que no se tiene una buena cobertura del azimut en la celda es lógico pensar que la señal aun cuando en campo se "vea bien" va presentar una mala calidad.

Ahora el lector puede imaginar la misma señal del segundo grupo con ruido y sin las consideraciones del control de calidad de cada área, posiblemente lo que se obtendría sería unas secciones con poca o nada de información.

Tomando en cuenta lo anterior, la calidad de la información se puede predecir desde que se conocen el azimut, el porcentaje de apilamiento y el offset.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de lo desarrollado la calidad de la señal esta básicamente controlada por la celda. Hablando solamente del porcentaje de apilamiento, este valor va influir en la cantidad de información que se puede obtener en las secciones apiladas. En la medida que se tenga mayor porcentaje de apilamiento la calidad de la información va aumentar. Sin embargo en la practica no es posible obtener el máximo porcentaje planeado por el preplot dado los puntos fuentes desplazados que lo disminuyen aunado que en campo se tengan trazas muertas o trazas de mala calidad en primera instancia (con excesivo ruido).

Por eso es necesario definir desde el comienzo del estudio cual va ser mínimo porcentaje de apilamiento que se debe de aceptar para que la señal pueda tomarse en cuenta. Este mínimo porcentaje de apilamiento se llama *porcentaje de apilamiento nominal*, la selección de este factor va estar influenciado básicamente por la experiencia, así como por el objetivo del estudio.

Por otra parte, el *offset* como se sabe, determina la profundidad de estudio, por eso es de gran importancia tener este parámetro lo más cercano al valor del diseño, en la mayoría de las veces esto no sucede por la planeación y obstáculos en campo que van saliendo, pero aún así, es siempre recomendable no modificar mucho la distancia entre receptor y fuente porque se estará afectando la calidad. El azimut es otro factor geofísico que influye en la calidad de la señal, es de suma importancia para la calidad de la señal ya que este indica la distribución que tiene el porcentaje de apilamiento en la celda. Para estar en posibilidades de obtener la calidad deseada, con lo que respecta al azimut, este debe cubrir toda el área. Por último la relación señal-ruido es otro factor de suma importancia para la calidad de la señal, lamentablemente este factor es difícil de controlar en campo aunado que en cierta medida siempre esta presente en la señal.

Antiguamente el procesamiento preliminar servía solo para eliminar señales no deseadas y entregarle al cliente una señal mejorada lista para seguir con el procesamiento. Actualmente el procesamiento preliminar debe de funcionar, además de lo mencionado, como una forma para monitorear la calidad de los datos. En este sentido se considera como una buena meta llegar a la sección apilada ya que ofrece un panorama rápido de toda la señal, sin verla de forma aislada.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS UTILIZADOS EN EXPLORACIÓN SÍSMICA 3D ARREGLO DE GEÓFONOS

Hay muchos tipos de arreglos que se pueden hacer en un estudio sísmico, la decisión se toma a partir del tipo de terreno y la disposición del equipo. La figura 1 ilustra los diferentes tipos de arreglos de geófonos que pueden ser usados

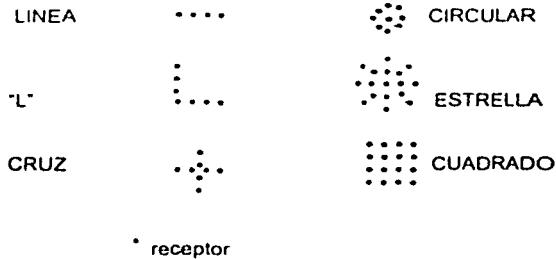


Fig 1.- Diferentes tipos de arreglos

El ruido más común en un sismograma es el generado por la propia fuente sísmica que se mueve en una dirección horizontal. El ruido se propaga en un rango de velocidades y disminuye en tiempo y distancia dependiendo de que tan lejos se disperse.

Un solo geófono, no es suficiente para diferenciar entre a) la energía que se refleja una sola vez en la estructura geológica (reflexión primaria), y b) la energía que es reflejada varias veces. Pero varios geófonos dispersos espacialmente y conectados al mismo cable pueden diferenciar entre las dos energías. Las reflexiones viajan siguiendo la ley de Snell, detectando una señal en cada uno de los geófonos, por lo que la calidad del arreglo para suprimir el ruido depende de su posición espacial.

Las características principales que se distinguen en un arreglo son

La forma del arreglo

El número total de geofonos en el arreglo

El número de elementos en el arreglo

Cálculo de la distancia entre las líneas fuentes que se expresa de la siguiente manera:

$$SLS = \frac{nr \times GI}{apil.} \dots\dots\dots(12)$$

nr. es el número de receptores

GI grupo de intervalo

apil. el apilamiento

AZIMUT

Es el ángulo formado por el norte y la línea que va de la fuente al receptor. Su importancia recae en que es un indicador de la cobertura de la señal en la celda

CELDA

Para el caso del procesamiento en un estudio sísmico 2D, los datos son agrupados en función de los puntos medios comunes para formar los registros PMC. En el procesamiento de los datos 3D las trazas o los puntos medios son agrupados en una área común, llamada celda para formar un registro de puntos medios comunes. Las celdas son definidos dimensionalmente por la línea receptora y por la línea fuente. El fold de cada celda es el número de trazas capturadas dentro de su área, como se muestra en la figura 2a y la relación matemática entre estos dos parámetros se muestra en la figura 2b.

La forma preferida de una celda es cuadrada, (Fig 3) pero a veces se utiliza rectangular cuando las características geológicas así lo determinan, este se usa generalmente cuando la resolución deseada en una dirección es diferente a la resolución en la otra dirección

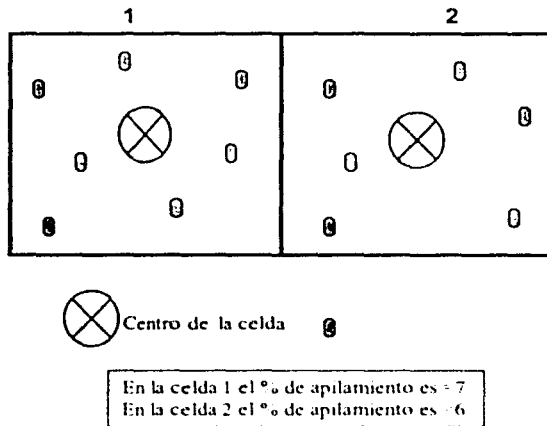


Fig. 2a.- Muestra un ejemplo de diferentes valores de fold en dos celdas adyacentes.

CÁLCULO DEL TAMAÑO DEL CELDA

Después de apilar, la traza resultante se le asocia físicamente al centro geométrico de la celda, esta consideración produce errores debido que las trazas no tienen el mismo punto medio, pero esos errores (amplitud y tiempo de viaje) son despreciables si el tamaño de la celda es el apropiado. La condición general para el tamaño de la celda es:

$$bin \leq \frac{\lambda}{4 \sin \theta} = 4 f_{\max} \frac{V_{rms}}{\sin \theta} \dots \dots \dots (5)$$

- V_{rms} velocidad media cuadrática
- θ es el echado máximo anticipado
- λ longitud de onda

siendo técnicamente correcto, la velocidad que se tiene que usar es la que esta asociada a la interfase del reflector, pero considerando una longitud de onda grande (aproximadamente de 66m), la velocidad de intervalo se aproxima muy bien a dicha velocidad media cuadrática. La variable θ , es frecuentemente usada para justificar una

celda no cuadrada donde los echados que se esperan están en una sola dirección, sin embargo es necesario considerar las difracciones que pueden aparecer como eventos de 90° .

Un parámetro que está directamente relacionado con el tamaño de la celda es el fold, si el área aumenta, es decir el tamaño de la celda aumenta, el fold lo hace también, esta relación se entiende mejor cuando se piensa en la definición de la celda como el área donde se agrupa un cierto número de trazas (Fig. 2b).

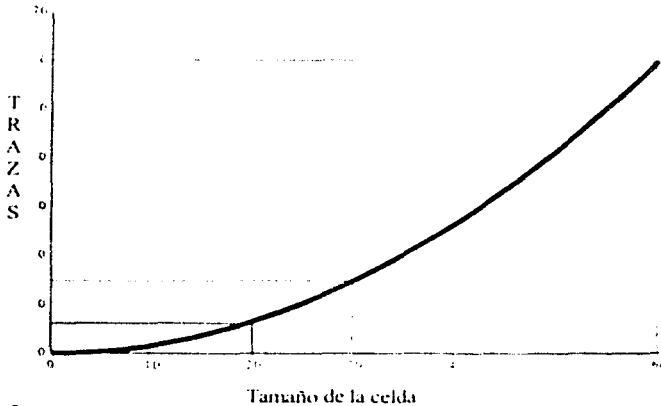


Fig. 2b.- La figura muestra la relación entre el porcentaje de apilamiento y el tamaño de la celda.

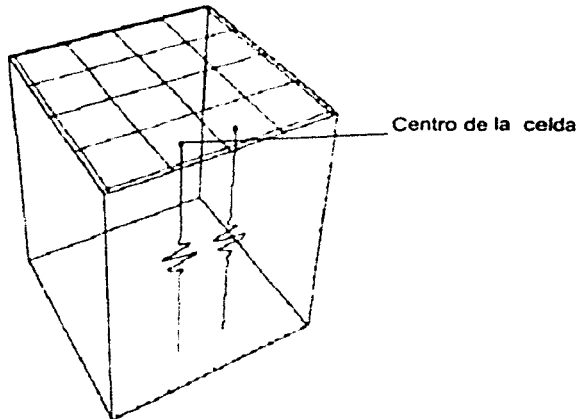


Fig. 3.- Cada traza en sus respectivas celdas representa una traza apilada

Un caso importante sucede cuando el echado es cero, según la fórmula (5), el tamaño de la celda se hace infinito; desde un punto de vista de aliasing espacial, si no hay echado entonces la distancia entre las trazas adyacentes pueden ser tan grandes como uno quiera. En la practica, inclusive para echados bajos es deseable tener trazas cercanas para asegurar una imagen que dé la mayor resolución.

La regla más segura para encontrar el tamaño de la celda es ignorar el echado, y solo considerar el tamaño de la celda como un mínimo o igual a un cuarto de la longitud de onda.

$$b_{un} \leq \frac{\lambda}{4} - \frac{V_x}{4 \int_{n_{ax}}^{\dots}} \dots \dots \dots (6)$$

esto asegura que los datos no sufrirán de un aliasing y que las trazas en una celda son similares y al apilar no van a propiciar la cancelación de información importante. Si la celda se toma lo bastante grande, el procesamiento preliminar y el procesamiento se verán afectados, e incluso el cubo final migrado será una imagen sin calidad para los fines que se buscan en el trabajo, aunando que esto afectará a la interpretación y por lo tanto en la decisiones que se lleguen a tomar

SOBRETIEPO DE ECHADO (DIP MOVEOUT)

Es la diferencia en tiempo de llegada, debido al echado del reflector, a diferentes posiciones de los detectores

PORCENTAJE DE APILAMIENTO (FOLD)

El porcentaje de apilamiento (fold) es el número de trazas que se apilan para obtener una traza de una sección apilada, es una función que depende del intervalo entre fuentes, intervalo entre líneas fuentes, intervalo entre líneas receptoras, número de canales vivos en la dirección x y número de canales vivos en la dirección y. Se puede calcular el porcentaje de apilamiento 3D f_x, f_y en términos de un porcentaje 2D en cada dirección

f_x, f_y , con la siguiente relación

$$f_x, f_y = f_x, f_y \dots \dots \dots (1)$$

donde el porcentaje de apilamiento individual es calculado por:

$$f_x = \frac{n_x r_x}{2s_x} \dots \dots \dots (2)$$

$$f_y = \frac{n_y}{2} \dots \dots \dots (3)$$

n_x : número de canales vivos en la dirección x

n_y : número de canales vivos en la dirección y

r_x : intervalo entre líneas receptoras

s_x : intervalo entre fuentes

el número total de canales de registro n requeridos son:

$$n = n_x, n_y \dots \dots \dots (4)$$

LÍNEA RECEPTORA (*IN-LINE*)

Es la línea en la que se encuentran todos los receptores.

LÍNEA FUENTE (*CROSS-LINE*)

Es la línea en la que se encuentran todas las fuentes.

OFFSET

offset es la distancia entre la fuente y el receptor

RELACIÓN SEÑAL – RUIDO (S/R)

En cualquier estudio sísmico lo más recomendable es tener un alto valor en la relación señal – ruido, pero para obtenerlo se debe involucrar el valor del porcentaje de apilamiento, el tamaño de la celda y la resolución.

Entre la relación señal/ruido y el porcentaje de apilamiento resalta una característica importante: El porcentaje de apilamiento es proporcional a la relación señal/ruido, creciendo más rápidamente el primero que el segundo (Fig. 4), esto, por lo tanto trae como consecuencia que el tamaño de la celda cumpla también con esta condición (Fig.5). De lo anterior, podría pensarse que lo más recomendable es tener una celda grande porque aumenta la relación señal-ruido y aumenta el porcentaje de apilamiento pero esto no es recomendable de hacer porque entre la resolución y el tamaño de la celda existe una relación inversamente proporcional. Como se aprecia el diseñador debe analizar con cuidado cada uno de los parámetros y tomar en cuenta todos los aspectos del estudio (económico, operacional y geofísico) antes de tomar una decisión.

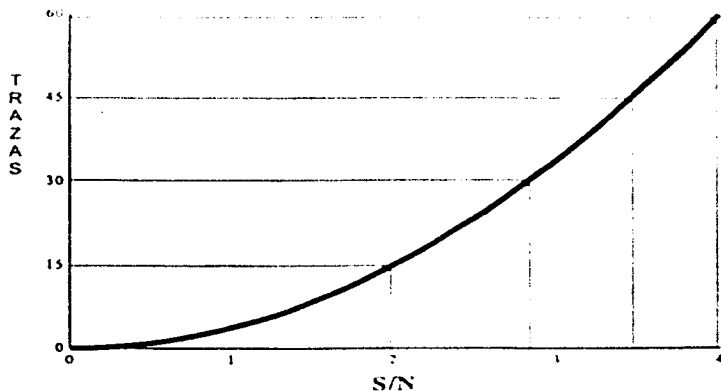


Fig.4.- Gráfica que muestra la relación entre el porcentaje de apilamiento y la relación S/R.

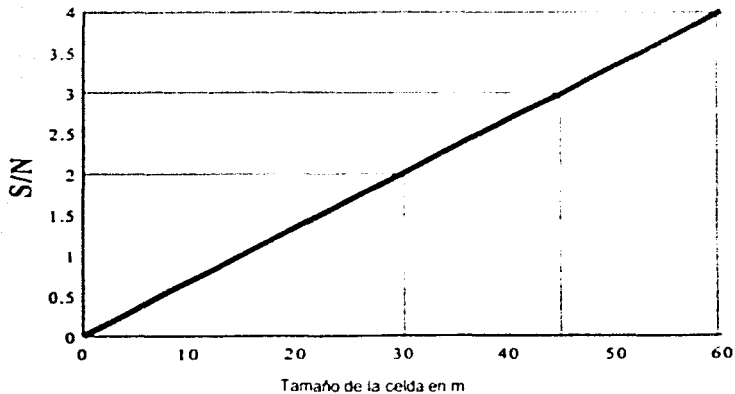


Fig. 5.- Grafica que muestra la relacion entre el tamaño de la celda y la relacion S/N

SALVO

Es la linea fuente limitada por dos líneas receptoras como se representa en la figura 6. Según el tipo de diseño una templeta le corresponde un salvo o grupo de salvos, esto va depender de lo rápido que se quiera avanzar en el estudio, tener un grupo de salvos para una sola templeta ofrece una mayor rapidez porque hay que mover menos veces la templeta.

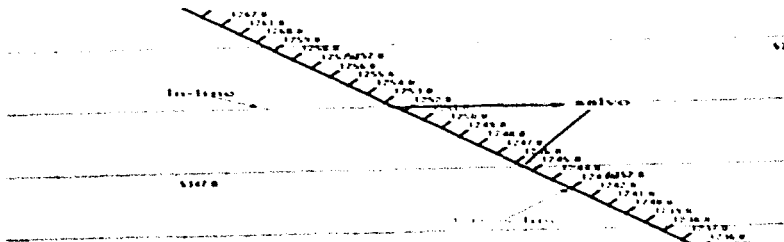


Fig. 6.- Como se muestra en la figura un salvo queda definido por dos líneas receptoras

SCRIPT FILE

Los ingenieros geofísicos especializados en el control de calidad con ayuda de ingenieros topógrafos diseñan lo que se llama el *script file*, esta es una malla de puntos fuentes y receptoras medidos topográficamente creada para que en campo se obtengan, de esos puntos, los datos sísmicos correspondientes; en el *script file* se consideran tanto puntos originales al diseño como puntos desplazados. Estos puntos se desplazan la mayoría de las veces por una razón de índole operacional por lo tanto tienen que moverse a un radio cercano al punto teórico, es aquí, donde es importante la opinión del ingeniero geofísico de control de calidad ya que el tiene que decidir en que lugar se debe de poner el punto con la condición de perder la mínima cantidad de información de la celda, y al mismo tiempo no afectar ningún aspecto operacional.

El *script file* generalmente está diseñado para que observación pueda trabajar por espacio de 5 días, mientras tanto el siguiente *script file* tendrá que estar preparándose.

FORMATOS DE SOPORTE PARA PROCESAMIENTO (SPS, SP1: Shell Processing Support, Shell Processing Support One)

Estos son formatos para ordenar datos topográficos, su utilidad recae en que en campo es necesario localizar cada uno de los puntos que forma la plantilla (tanto receptores como fuentes). Existen varios tipos de formatos para el mismo fin, la decisión de trabajar con uno en especial, básicamente va estar en función del programa de cómputo que se vaya a utilizar en el estudio.

El archivo SP1 se compone de dos subarchivos uno para los puntos fuentes y otro para puntos receptores.

Independientemente al subarchivo SP1 que se refiera siempre este contiene la siguiente información:

- La elevación y las coordenadas geográficas y en UTM, de la ubicación del punto correspondiente.
- Los números de líneas que forman al punto.
- Año, día y hora en que se midió topográficamente el punto.

El formato SPS y SP1 son muy parecidos por el tipo y el acomodo de la información la primera diferencia se encuentra en que el formato SPS está conformado por 3 subarchivos uno para las fuentes, otro para las receptoras y otro llamado relacional o X que contiene la información de las líneas que conforman la plantilla para cada disparo. Un ejemplo de cada uno de los subarchivos SPS se encuentran en las figuras 9-A-B-C.

De la figura 7-A, la primera columna de este archivo corresponde a la letra identificadora que en este caso es R para las receptoras, los cuatro últimos dígitos de la primera columna y la segunda columna corresponden a las líneas que se intersectan para formar el punto receptor, y por último las tres últimas columnas son las coordenadas en UTM de los puntos receptoras X, Y y la elevación respectivamente de cada punto.

La figura 7-B es un ejemplo de un SPS para puntos fuentes de energía, al igual que el caso anterior, la primera columna corresponde a la letra identificadora S, los cuatro últimos dígitos de la primera columna y la segunda columna son las líneas que se intersectan para formar el punto fuente, y la tres últimas columnas corresponden a las coordenadas, X, Y y la elevación respectivamente del punto.

| | | x | y | z | |
|-------|---------|----------|-----------|-------|---------|
| P1414 | 5442101 | 523438.8 | 2821550.8 | 124.6 | 1000001 |
| P1414 | 5443101 | 523475.9 | 2821559.3 | 124.1 | 1000001 |
| P1414 | 5444101 | 523515.0 | 2821567.7 | 124.4 | 1000001 |
| P1414 | 5445101 | 523554.2 | 2821576.2 | 124.8 | 1000001 |
| P1414 | 5446101 | 523593.2 | 2821584.7 | 125.0 | 1000001 |
| P1414 | 5447101 | 523632.4 | 2821593.1 | 125.3 | 1000001 |
| P1414 | 5448101 | 523671.4 | 2821601.6 | 125.5 | 1000001 |
| P1414 | 5449101 | 523710.5 | 2821610.1 | 124.7 | 1000001 |
| P1414 | 5450101 | 523749.7 | 2821618.5 | 125.4 | 1000001 |
| P1414 | 5451101 | 523788.6 | 2821627.0 | 126.8 | 1000001 |
| P1414 | 5452101 | 523827.7 | 2821635.5 | 124.7 | 1000001 |
| P1414 | 5453101 | 523866.6 | 2821643.9 | 127.0 | 1000001 |
| P1414 | 5454101 | 523905.1 | 2821652.1 | 127.3 | 1000001 |
| P1414 | 5455101 | 523945.0 | 2821660.9 | 127.7 | 1000001 |
| P1414 | 5456101 | 523984.2 | 2821669.2 | 128.1 | 1000001 |
| P1414 | 5457101 | 524023.2 | 2821677.7 | 128.8 | 1000001 |
| P1414 | 5458101 | 524062.3 | 2821686.3 | 129.0 | 1000001 |
| P1414 | 5459101 | 524101.4 | 2821694.8 | 129.7 | 1000001 |
| P1414 | 5460101 | 524140.6 | 2821703.1 | 129.9 | 1000001 |
| P1414 | 5461101 | 524179.7 | 2821711.6 | 130.1 | 1000001 |

Fig. 7A.-Ejemplo de un SPS para receptoras.

En la figura 7-C se muestra parte de un archivo relacional, la primera columna tiene el código identificador del archivo, nótese que a diferencia de los otros archivos en que su identificador era nada más una letra, en este archivo el identificador se compone de una letra y de un número, los primeros tres dígitos de la segunda columna corresponde al número de file en que se guardaron los datos sísmicos y los cuatro últimos dígitos de dicha columna como los cuatro primeros dígitos de la tercera columna son las líneas que se intersectan para formar el punto fuente, los últimos cuatro dígitos de la quinta columna corresponden a cada una de las líneas receptoras que conforman el tendido. La cuarta columna y los primeros tres dígitos de la quinta columna corresponden al número de canales "vivos*", por último, la sexta y séptima columna indican las líneas limitantes de la plantilla

* Este término es muy usado en la bragadaz y se refiere a los canales que deben de estar encendidos en la plantilla.

| | | x | y | z |
|-------|---------|----------|-----------|----------------|
| S5474 | 14531V1 | 524333.8 | 2823351.7 | 153.6214094330 |
| S5474 | 14521V1 | 524342.3 | 2823322.6 | 153.6214094609 |
| S5481 | 14461V1 | 524666.8 | 2823147.4 | 157.3214101139 |
| S5491 | 14471V1 | 524658.3 | 2823186.4 | 157.7214101459 |
| S5481 | 14481V1 | 524649.8 | 2823225.6 | 158.6214101756 |
| S5481 | 14491V1 | 524641.4 | 2823264.6 | 159.3214101954 |
| S5468 | 14221V1 | 524361.7 | 2822099.0 | 135.3214102405 |
| S5481 | 14501V1 | 524632.9 | 2823303.8 | 160.0214102827 |

Fig. 7B.-Ejemplo de un SPS para fuentes de energia

| | | | | | | |
|------|-----------|-------|-----|----------|------|-------|
| X719 | 605115474 | 14531 | 101 | 20011421 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 201 | 30011428 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 301 | 40011435 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 401 | 50011442 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 501 | 60011449 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 601 | 70011456 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 701 | 80011463 | 5422 | 55211 |
| X719 | 605115474 | 14531 | 801 | 90011470 | 5422 | 55211 |

Fig. 7C -Ejemplo de un SPS relacional

SWATH Y ZIPPER

La adquisición de los datos 3D son comúnmente llevados por medio de *swath* que consiste en cubrir el área de estudio paralelamente a la dirección *in-line*. Cada vez que la fuente sísmica acabe de utilizar su respectiva templete esta se "mueve" a lo largo de la dirección *in-line*. Después de que un *swath* se completa se empieza otro paralelo al que se ha acabado, este procedimiento es repetido hasta cubrir toda el área del estudio. El método de *swath* produce un gran número de *azimuts*, pero es más tardado si no se tiene el material suficiente, además de que es frecuente que se mueva el sísmógrafo produciendo tiempo muerto en la producción.

El diseño del *swath* es operacionalmente simple sobre una gran área y este generalmente requiere un alto grado de número de canales.

Cuando se dice que se trabaja por medio *zipper*, la templete se ahora paralelo a la línea *cross-line*, generalmente este llega a ser más rápido, con la desventaja que la brigada

destinada a colocar y quitar los cables de los canales se esfuerza más por lo que es mucho más cansado, cuando no se llega a dominar totalmente esta técnica el observador tiende a tener un mayor número de errores dado que se le puede olvidar disparar algunos PV's.

Los procedimientos de campo y arreglos en campo son siempre sujetos a la optimización, debido a que siempre existe el deseo de optimizar la calidad de los datos a un bajo costo. Varios métodos sísmicos 3D han sido desarrollados en los recientes años con varios objetivos siendo uno de ellos la optimización en la calidad de los datos en términos de los atributos sísmicos

TEMPLETA

Hasta este momento hemos considerado que en el área de estudio todos los canales cubren toda la superficie y además de que estos están funcionando o están vivos, este caso se cumple en la realidad cuando el área de estudio es pequeña. Para grandes áreas generalmente solo parte de los receptores están vivos para un disparo específico o para un grupo de disparos dependiendo esto del diseño que se haya adoptado. Si solamente una parte de todos los receptores están vivos se dice que se está trabajando por cableado y si se utilizan siempre todos los canales para todos los disparos se dice que se está trabajando de forma estática.

Trabajar por cableado es muy usual y beneficioso por tres razones. La primera, es por que casi todos los sistemas de registro tienen un número finito de canales para recibir los datos, la segunda es porque por medio de este método es más fácil controlar y ajustar los parámetros más importantes del estudio como son el apilamiento, el *offset* y el azimut y la tercera es porque el trabajo se vuelve más eficiente.

Al área en la cual los canales están vivos se llama *templeta*, fuera de esa área los canales están muertos. La *templeta* es generalmente cuadrada, pero puede ser rectangular (ver figura 8), circular o algunas veces de formas más complicadas.

Cuando es rectangular casi siempre la fuente o el grupo de fuentes para dicha *templeta* se encuentra en el centro, pero en ocasiones la fuente puede estar localizada en las esquinas de la *templeta*.

Conforme los disparos van avanzando la *templeta* se "va moviendo" es decir se van activando algunos canales y se van desconectando otros conservando siempre el mismo número de canales en la *templeta* conservando de esta forma el *offset*.

Debido a que el tamaño de la *templeta* es un parámetro del diseño, varios tamaños pueden ser probados; existen algunos programas de cómputo que pueden hacer simulaciones para encontrar la mejor *templeta* que se ajuste a los atributos de la celda.

VIBROSEIS

Un método sísmico en el que se utiliza un vibrador hidráulico como fuente de energía para generar un tren de ondas de frecuencias controladas.

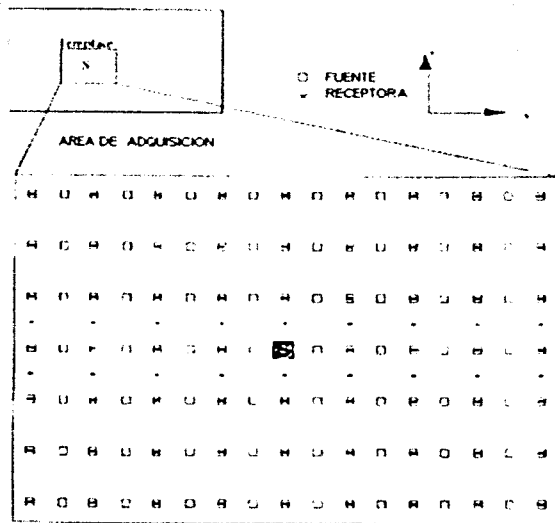


Fig. 8. - Ejemplo de una plantilla.

TABLA DE ABREVIATURAS.

| ABREVIATURA | TÉRMINO EN INGLÉS | TÉRMINO EN ESPAÑOL |
|---------------|---|--|
| AGC | Automatic Gain Control | Control de ganancia automático |
| ALX | Advance line extended | Unidad de extensión avanzada |
| | Bin | Celda |
| | Mute | Borrado |
| CCU | Central Control Unit | Unidad de |
| PMC | Common Midpoint | Punto medio común |
| CRS | Central Recording Station | Estación central de registro |
| CRU | Central Recording Unit | Unidad central de registro |
| CSU | Crossing Station Unit | Unidad alimentación cruzada |
| CVS | Constant Velocity Stack | Apilado de velocidad constante |
| DMO | Dip moveout | Sobre tiempo por inclinación |
| | Fold | Porcentaje de apilamiento |
| Ganancia RMS | Amplitude RMS | Ganancia raíz media cuadrática |
| | Ground roll | Onda superficial |
| I/O | Input/output | |
| LIM | Line Interface Module | Módulo de interfase |
| LMO | Lineal move out | Sobre tiempo lineal |
| LTU | Line Tape Unit | Unidad de cinta lineal |
| MRX | Miniature Remote Signal Conditioner-Extended Range | Unidad de señal remota |
| NMO | Normal move out | Sobre tiempo normal |
| | offset | Distancia fuente - receptor |
| Pv | | Punto vibrado |
| RAM | Remote Acquisition Module | Módulo de adquisición remota |
| RSC | Remote Signal Conditioner | |
| RTU | Radio Telemetry Unit | Unidad radio telemétrica |
| RU | Remote Unit | Unidad remota |
| S/R | | Relación señal - ruido |
| SAR | Seismic Acquisition Remote Unit | Unidad remota de adquisición |
| SCM | System Control Module | |
| SU | Station Unit | Unidad de estación |
| SEG-D | Society of Exploration Geophysicists -D | Sociedad de Geofísicos de Exploración - D |
| SEG-Y | Society of Exploration Geophysicists-Y | Sociedad de Geofísicos de Exploración - Y |
| | Script files | Archivo de trabajo |
| | Shot | Fuente de energía o disparo |
| SP1 | Shell processing support one | Hoja de soporte de procesamiento 1 |
| SPS | Shell processing support | Hoja de soporte de procesamiento |
| | Swath | |
| | Templete, Patch | Templata, tendido |
| Velocidad NMO | | Velocidad de sobre tiempo normal |
| Velocidad RMS | | Velocidad media cuadrática |
| | Vibroseis | Vibroseis |
| | Zipper | |
| 3 D | 3-D seismic | Sísmica tridimensional |

La tabla esta ordenada alfabéticamente por los nombres más comunes los cuales se indican por la celda sombreada.

Referencias

Bertelli L., Mascarín B. y Salvador L. *Planning and field techniques for 3d land adquisition in highly trilled and populated areas -Today s Results and Future Trends "*, first break 11, n°1 (enero de 1993) pp 23-32.

Cordson, A. P. *Seismic Data Aquisition Planning and Operating a land 3D Seismic Survey*, Curso de educación presentado para COMESA, Marzo 2000.

Domingo A. S. *Reporte final de asesoria geofisica en el control de calidad de los datos sismicos en brigadas sismológicas terrestres tridimensionales* edit PEMEX 2000.

Hernández Calderón G. y González Covarrubias, G. *Aseguramiento de Calidad, Factor Importante en la Confiabilidad en la Adquisición Sismica Tridimensional* AMGE, VII Simposium de Geofisica. Veracruz, México, 1998.

Liner L. C. *Elements of 3-D Seismology* edit PennWell Publishing, EUA, 1999

López R. *Geología de Mexico*. Tomo II. 2ª Edición. Edit Tesis Resendiz, S. A. 1979

Mamdouh R. G. *Geophysics in non technical language*, edit PenWell Publishing, EUA, 1994.

Montaño, D., F. *Procedimiento diano de revisión de geometria con programa vista field-3D.*, 2001

Rajni K. V. *Offshore Seismic exploration Data acquisition-processing interpretation*, edit Gulf Publishing Company Book, Houston, USA, 1986.

Sherff R. E., & Geldart, L. P., *Exploración sismologica Volumen I y II Historia, teoria y obtención de datos*, Edit Limusa, México 1era edición, 1991

Sheriff, R. L. *Terms used in Geophysical Exploration*, English-Spanish, edit Society of Exploration Geophysicists, USA, 1973

Schuster, T. G. *Stanford Mathematical Geophysics Summer School Lectures. Basics of Exploration Seismology and Tomography*, edit University of Utah, USA, 1998
<http://utam.gq.utah.edu:stanford/standford.html>

Yilmaz, O., *Seismic Data Processing*, edit Society of Exploration Geophysicists, EUA 1987

Plan Regional de Calidad PEP Fase II edit. GENECADE (Capacitación y Consultoria en Calidad y Desarrollo Empresarial), México 1999

VISTA for Windows 2.5, 3D Seismic Processing Flow Charts, edit Seismic Image Ltd. A Fairfield Company, 1999