

13



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ASPECTOS BASICOS DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE INFORMACION SISMICA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE: INGENIERO PETROLERO PRESENTAN JAVIER GUZMAN CALDERON RIGOBERTO SAUL VILLALOBOS LUNA



DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F.

SEPTIEMBRE DEL 2001.



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-938

SR. JAVIER GUZMAN CALDERON
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ASPECTOS BASICOS DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE INFORMACION SISMICA

- RESUMEN
- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS BASICOS DE SISMICA
- II OBTENCION DE DATOS SISMICOS
- III PROCESADO DE DATOS SISMICOS
- IV ASPECTOS IMPORTANTES PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS
- V CARACTERIZACION GEOLOGICA-PETROFISICA DE YACIMIENTOS CON BASE EN INFORMACION SISMICA
- VI CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA
- GLOSARIO

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

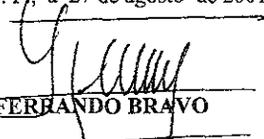
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de agosto de 2001

EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

~~GFB*RELR*gtg~~





FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-937

SR. RIGOBERTO SAUL VILLALOBOS LUNA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ASPECTOS BASICOS DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE INFORMACION SISMICA

RESUMEN

INTRODUCCION

- I CONCEPTOS BASICOS DE SISMICA**
- II OBTENCION DE DATOS SISMICOS**
- III PROCESADO DE DATOS SISMICOS**
- IV ASPECTOS IMPORTANTES PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS**
- V CARACTERIZACION GEOLOGICA-PETROFISICA DE YACIMIENTOS CON BASE EN INFORMACION SISMICA**
- VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**
- GLOSARIO**

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.

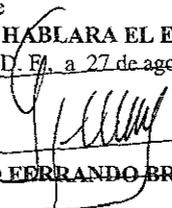
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de agosto de 2001

EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*RLLR*gtg

PP

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

"ASPECTOS BÁSICOS DE CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS
PETROLEROS A PARTIR DE INFORMACIÓN SISMICA "

PRESENTADA POR:

JAVIER GUZMÁN CALDERÓN
RIGOBERTO SAÚL VILLALOBOS LUNA

8411912-8
8602077-0

DIRIGIDA POR:

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL

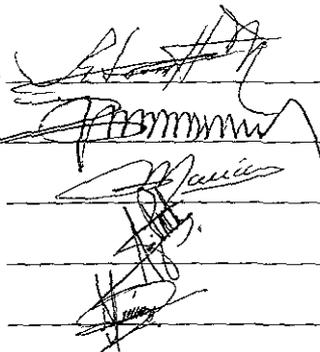
PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

1ER. SPTE.: M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

2DO. SPTE.: ING. OSWALDO HERNÁNDEZ MENA



Handwritten signatures of the jury members: Eduardo G. Loreto Mendoza, Manuel Villamar Viguera, Salvador Macías Herrera, José Martínez Pérez, and Oswaldo Hernández Mena.

AGRADECIMIENTOS JAVIER:

A MIS PADRES: Martín Guzmán O. , Maria Elena Calderón C. Con todo cariño, que me apoyaron incondicionalmente en todos los aspectos y que gracias a sus consejos, confianza regaños, estímulos y ejemplos, me empujaron para terminar

¡ Gracias Papás !

A MIS HERMANOS: Miguel Guzmán, José C. Guzmán, Maria Elena Guzmán, Eva Guzmán. Por su apoyo tanto moral como económico para que continuará estudiando. Y por que gracias a ustedes aprendí a respetar la vida y lograr la unión familiar que no se puede encontrar en ningún otro lado, espero que nuestra relación que como hasta ahora ha sido posible, no cambie por ningún motivo

A MIS AMIGOS: Pedro Martínez, Martín Baeza, Javier Calderón, Alberto López, y todos mis otros amigos de Iztapalapa, así como mis amigos de la facultad Fidel, Marcelino, Omar, Emilio, . etc , gracias por hacer que la vida sea más divertida y por darme animo para acabar mi carrera.

AGRADECIMIENTOS SAÚL

A DIOS

Por permitirme llegar a estos momentos en compañía de todos mis seres queridos.

A MIS PADRES

Alfredo y Alejandra

A ustedes que son los verdaderos Ingenieros, ya que con su amor, apoyo, consejos y dedicación, lograron hacer de mí un hombre de bien. Espero nunca defraudarlos

A MIS HERMANOS

Miguel Ángel, Alfredo, Angélica, Lidia Alejandra, Yanet Guadalupe

Por todo el apoyo que me han brindado.

A LA UNIVESIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

Gracias por brindarme la oportunidad de estudiar y llegar a ser Ingeniero, prometo si esta a mí alcance seguir apoyando a otros, para que tengan las mismas posibilidades que tuve yo.

AL INGENIERO MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Por brindar todo sus conocimientos, apoyo y comprensión para la realización de esta tesis

A MIS AMIGOS

Nombrar alguno en especial seria injusto para aquel que se me olvidara en estos momentos. Gracias a todos por el cariño y comprensión durante todos estos años de amistad.

A TI

Que siempre estuviste a mi lado, gracias por creer en mí.

*A TODOS GRACIAS LOS QUIERO MUCHO
SAÚL*

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

RESUMEN

Pag's

I	CONCEPTOS BÁSICOS DE SÍSMICA.	1
1.1	Teoría de la elasticidad	1
1 1 1	Esfuerzo	1
1 1 2	Deformaciones	2
1 1 3	Ley de Hooke	3
1.2	Principio de Huygens	5
1.3	Principio de Fermat	6
1.4	Ley de Snell	7
1 4 1	Primera ley de Snell ó de la reflexión	7
1 4 2	Segunda ley de Snell ó de la refracción	8
1.5	Elementos que afectan la velocidad de propagación de las ondas elásticas en un medio	10
1 6	Tipos de ondas	10
1 6.1	Ondas internas	11
1 6 2	Ondas superficiales	14
1.7	Método de refracción sísmica	17
1 7 1	Parámetros esenciales en la sismología de refracción	18
1 7 2	Refracción total	18
1.8	Método de reflexión sísmica	21
1.9	Diferencia entre ambos métodos	23
II	OBTENCIÓN DE DATOS SÍSMICOS.	24
2.1	Explosivos	26
2.1.1	Cordón explosivo	27
2 1.2	Cargas dirigidas	29
2.2	Sistemas mecánicos	31
2.2.1	Caída de pesas	31

2.2.2	Explosión de gases confinados	31
2.2.3	Cañones neumáticos	32
2.2.4	Vibrosismos	33
2.2.5	Chispas eléctricas	35
2.3	Instrumentación utilizada en la prospección sísmica	36
2.3.1	Geófonos	36
2.3.2	Amplificadores y filtros	40
2.3.3	Oscilógrafo	41
2.3.4	Equipo de registro magnético	42
2.3.5	Sistemas auxiliares	43
2.3.6	Tipos de tendidos	44
2.4	Operaciones de campo en la sismología de reflexión	46
2.4.1	Trabajo previo al levantamiento sísmico	48
2.4.2	Pruebas sísmológicas	50
2.4.3	<i>Secuencia de operación en el campo para la grabación de la señal sísmica</i>	60
2.4.4	Datos que se pueden ver en el monitor	61
III	PROCESADO DE DATOS SÍSMICOS.	62
3.1	Características de la adquisición sísmica en campo	62
3.2	Generalidades del procesado de datos	64
3.2.1	Como definir la secuencia de procesado	65
3.2.2	Esquema de la secuencia de procesado	67
3.3	Geometría de adquisición	70
3.4	Acondicionamiento de los datos	71
3.4.1	<i>Información de campo necesaria en el procesado de datos</i>	71
3.4.2	Corrección por divergencia esférica	72
3.4.3	Editado	73
3.5	Procesos consistentes con la superficie	75
3.5.1	Procesamiento por ondícula	77
3.5.2	Deconvolución	78
3.5.3	Compensación de amplitudes	80
3.5.4	Estáticas residuales	81
3.6	Corrección estáticas y dinámicas	83
3.6.1	Análisis de velocidades	85
3.6.2	Corrección NMO	87
3.6.3	Corrección por echado dip moveout (DMO)	89
3.6.4	Apilado	91

3.7	Filtrado de la información	92
3.7.1	Filtrado en frecuencia	92
3.7.2	Filtro paso de banda	94
3.8	Migración	95
3.9	Secciones sísmicas	97
3.9.1	Obtención de una sección sísmica	99
3.9.2	Presentación de una sección sísmica	101
3.9.3	Escalas de una sección sísmica	108
3.9.4	Ejemplos de secciones sísmicas	110
IV	ASPECTOS IMPORTANTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.	113
4.1	Aspectos geológicos	113
4.1.1	Geología estructural	113
4.1.2	Geología estratigráfica	131
4.2	Aspectos petrofísicos	134
4.2.1	Porosidad	134
4.2.2	Permeabilidad	139
4.2.3	Saturación de fluidos	141
4.2.4	Presión hidrostática	143
4.2.5	Presión de sobrecarga	144
4.2.6	Presión de formación	145
4.2.7	Presión de fractura	147
4.3	Caracterización de yacimientos	148
4.3.1	Tipos de caracterización	148
4.3.2	Escalas de caracterización de yacimientos	154
V	CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA-PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS CON BASE EN INFORMACIÓN SÍSMICA.	162
5.1	Ejemplos de caracterización megascópica	162
5.1.1	Geometría del yacimiento	162
5.1.2	Estratigrafía secuencias y sistema de depósito	165
5.1.3	Configuración de yacimientos afallados	170
5.1.4	Estudio sismológico-estructural	180
5.2	Ejemplos de caracterización macroscópica	184
5.2.1	Plegamientos	184
5.2.2	Anticlinal	186
5.2.3	Sinclinales	187

5.2.4	Domos salinos	188
5.2.5	Variación de facies	191
5.2.6	Fallamiento	195
5.2.7	Arrecifes	198
5.2.8	Discordancias	201
5.3	Ejemplos de caracterización mesoscópica	202
5.3.1	Perfil sísmico vertical (VSP)	202
5.3.2	Planeación de la perforación a partir de la sismología	216
5.4	Ejemplos de caracterización microscópica	236
5.4.1	Cuantificación de la porosidad la saturación y fracturamiento	236
IV	CONCLUSIONES	249

BIBLIOGRAFÍA

GLOSARIO

RESUMEN

La importancia que ha adquirido actualmente la integración de grupos multidisciplinarios, para realizar la caracterización integral de yacimientos petroleros obliga al Ingeniero Petrolero, a tener conocimientos de otras disciplinas. Por tal razón, este trabajo hace referencia, en su parte inicial, a conceptos básicos de sísmica, como lo son: esfuerzo, la deformación, tipos de ondas entre otros. Además, se hace referencia a la obtención de datos sísmicos, describiendo desde cómo se origina un microsismo artificial hasta cómo es registrada y procesada la información generada por tal vibración. Por otra parte se señalan algunos aspectos importantes para poder hacer una mejor caracterización geológico-petrofísica de yacimientos petroleros, con ayuda de información sísmica. El trabajo muestra algunos ejemplos de secciones reales, en las que se indican aspectos de interés para el Ingeniero Petrolero, como lo son: la identificación de características estructurales y estratigráficas, los elementos para delimitar yacimientos, la comparación de resultados obtenidos con registros geofísicos y secciones sísmicas, la relación entre atributos sísmicos y algunos datos petrofísicos, así como metodologías para realizar lo anterior.

Por ultimo, cabe señalar que aunque la mayor parte de los temas considerados en este trabajo se trataron en forma general a nivel básico y desde el punto de vista de Ingeniería Petrolera, se considera que puede servir de ayuda a estudiantes y profesionales de las tres disciplinas de Ingeniería que principalmente participan en la caracterización de yacimientos petroleros: geológica, geofísica y petrolera.

INTRODUCCIÓN

La actividad de la industria petrolera comienza con la exploración para localizar yacimientos de hidrocarburos, los que deben ser explotados de manera óptima. El Ingeniero Petrolero juega un papel muy importante en tal industria por lo que debe estar capacitado para planear, dirigir y supervisar las operaciones referentes a la extracción de los hidrocarburos (petróleo y gas) así como para conducirlos hasta su almacenamiento. Para llevar a cabo lo anterior, en la actualidad se ha desarrollado tecnología variada con miras a alcanzar en mejor forma los objetivos y metas trazadas dentro de la industria, sin perder vista la reducción de tiempos y costos de operación. Para aplicar las técnicas referentes a la caracterización de yacimientos es necesario formar grupos multidisciplinarios en los que intervienen Ingenieros Geólogos, Geofísicos, y Petroleros, entre otros. Ante esta integración, el Ingeniero Petrolero tiene más que la necesidad, la obligación y la responsabilidad de conocer, si no de una manera detallada, si de una forma básica, aspectos de geología y geofísica, por mencionar algunas disciplinas, que le permitan estar preparado para enfrentar tales nuevos retos. Por esta razón, el objetivo principal de este trabajo es proporcionar un panorama general a todos los estudiantes de ingeniería petrolera de cómo hoy en día se utiliza la sísmica en una parte de la industria petrolera. En este trabajo se hace referencia a conceptos básicos y elementales de sísmica, así como a la obtención de datos sísmicos y procesado de los mismos para que conjuntamente con los conocimientos de geología y petrofísica que se adquieren durante la carrera, los futuros Ingenieros Petroleros e inclusive los que ya lo son, puedan tener elementos básicos para poder entender la interpretación de una sección sísmica,

delimitar de una manera más exacta un campo nuevo o uno ya existente, tener criterio para identificar eventos estructurales y estratigráficos, poder relacionar resultados entre secciones sísmicas y registros geofísicos, así como también, poder correlacionar atributos sísmicos con datos petrofísicos, como lo son: la porosidad y la saturación de fluidos.

En resumen el contenido de este trabajo presenta un panorama general de cómo la sísmica ayuda al Ingeniero Petrolero en algunas áreas técnicas de su profesión.

CAPITULO I

CONCEPTOS BÁSICOS DE SÍSMICA

1.1 TEORIA DE LA ELASTICIDAD

1.1.1 ESFUERZO

El esfuerzo se define como fuerza por unidad de área. Así, cuando una fuerza se aplica a un cuerpo, el esfuerzo es la relación de la fuerza con el área sobre la que se aplica la fuerza, es decir, el esfuerzo caracteriza la intensidad de las fuerzas que causan el estiramiento, aplastamiento o torsión (fuerza por unidad de área). Si la fuerza es perpendicular al área, se dice que el esfuerzo es un esfuerzo normal (presión). Cuando la fuerza es tangencial al elemento del área, el esfuerzo es un esfuerzo cortante. Cuando la fuerza no es paralela ni perpendicular al elemento del área, ésta se puede dividir en componentes paralelos y perpendiculares al elemento Fig. 1 1, por tanto, cualquier esfuerzo se puede dividir en componentes normal y de corte

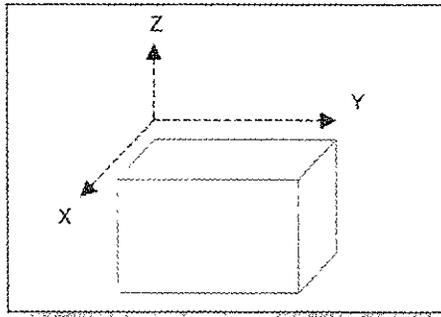


Fig. 1 1 Componente de esfuerzo para caras perpendiculares

DEFORMACIÓN

Se define como el cambio relativo que sufre un cuerpo en una dimensión o en varias, es decir, el cambio fraccionario en la forma de un cuerpo. Quizás, el tipo de deformación más simple sea el cambio de longitud, sin embargo también se tiene deformación por tensión. La relación de cambio de longitud a longitud original es la deformación por tensión. La deformación por compresión y la deformación por tensión se origina cuando se tira de los extremos de un cuerpo con fuerzas iguales pero de sentido opuesto. Ciertas fuerzas compresivas o de tensión pueden producir un cambio de volumen. La relación entre el cambio de volumen y el volumen original es la deformación por volumen. Por ejemplo en la Fig. 1.2 se define la deformación como el desplazamiento x dividido por la altura y .

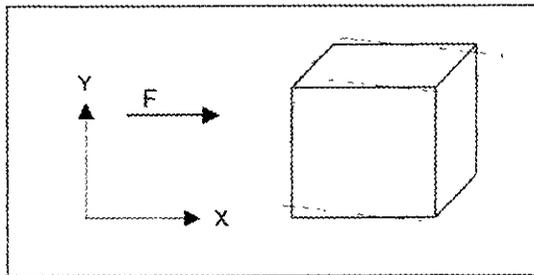


Fig. 1.2 Tensión deformante. Un bloque, que originalmente es un cubo se somete a una fuerza (F), que altera la forma del bloque.

1.2.3 LEY DE HOOKE

Esta ley establece que una deformación dada es directamente proporcional al esfuerzo que la produce, es decir, si se jala algo con mayor fuerza, se estira más, si se aplasta con mayor fuerza, se comprime más. Ahora bien, cuando a un cuerpo se le somete a una tensión y no se sobrepase el límite elástico de este (punto de ruptura), la deformación es proporcional a la tensión. Cuando existen varios esfuerzos, cada uno produce deformaciones independientes de los otros; por lo tanto la deformación total es la suma de las deformaciones producidas por los esfuerzos individuales. Esto significa que cada deformación es una función lineal de todos los esfuerzos y viceversa. En general, la ley de Hooke conduce a relaciones complicadas, pero una manera sencilla de representar esta ley es.

$$\frac{\text{Esfuerzo}}{\text{deformación}} = \text{modulo de elasticidad} \quad \text{Ec. (1.1)}$$

Aunque la ley de Hooke tiene una amplia aplicación, no se verifica para esfuerzos grandes. Cuando el esfuerzo aumenta más allá de un límite elástico, como se ejemplifica en la Fig.1.3, la ley de Hooke ya no se cumple y las deformaciones aumentan más rápidamente. Las deformaciones resultantes de esfuerzos que exceden este límite no desaparecen por completo cuando se eliminan los esfuerzos. Con mayor esfuerzo, se puede alcanzar un punto de deformación plástica en el que empieza el flujo plástico y la deformación plástica puede producir un decremento de la deformación. Algunos materiales no pasan por una fase de flujo plástico sino que se rompen antes.

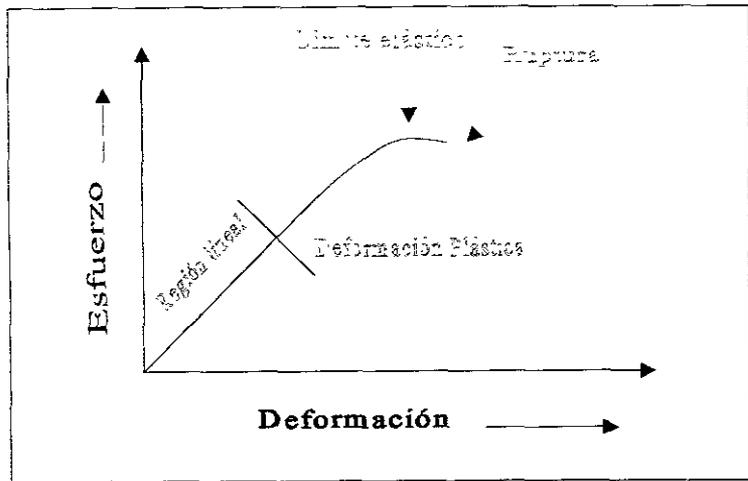


Fig.1.3 Relación de esfuerzo - deformación

Asimismo, algunos materiales tienen también un comportamiento al esfuerzo que depende del tiempo, como se muestra en la Fig. 1.4 donde cabe mencionar que la fluencia es el periodo donde inicia la deformación. Cuando se sujetan a esfuerzo fijo, estos materiales ceden hasta que eventualmente se rompen. La deformación plástica no desaparece si no se elimina el esfuerzo

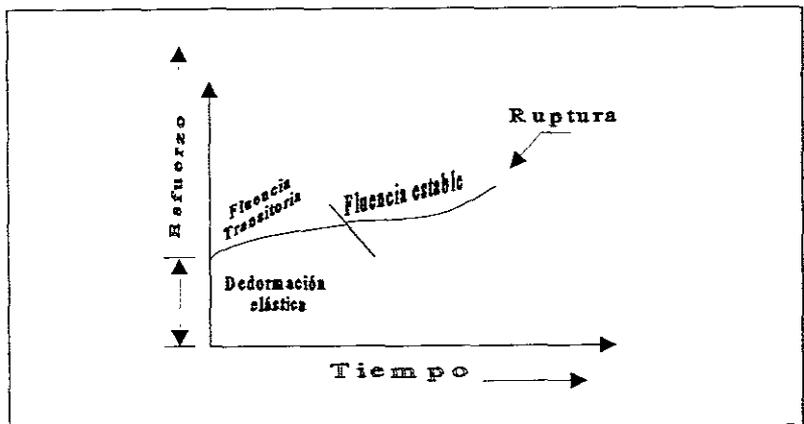


Fig.1.4 Relación deformación - tiempo

1.2 PRINCIPIO DE HUYGENS

Este principio menciona que todos los puntos de un frente de onda, pueden considerarse como centros de excitación de nuevas ondas. Siendo la envolvente común de estos puntos, la onda real o principal.

Ahora bien, es importante este principio para comprender el viaje de la onda y con frecuencia es útil para dibujar posiciones sucesivas de frente de onda. El razonamiento físico que respalda esto es que cada partícula situada sobre un frente de onda se ha movido de su posición de equilibrio aproximadamente de la misma manera que las fuerzas elásticas sobre las partículas circulantes por las que son cambiadas, y que la resultante de los cambios de fuerza debida al movimiento de todos los puntos sobre el frente de onda comienza así a producir el movimiento que forma el siguiente frente de onda. En forma práctica se podría decir que el principio de Huygens ayuda a explicar cómo se transmiten las perturbaciones sísmicas en la tierra a partir de la respectiva información. Específicamente, dada la localización de un frente de onda en cierto instante, es posible encontrar posiciones futuras del frente de onda considerando cada punto sobre el primer frente de onda como una nueva fuente de onda. Lo anterior se puede representar esquemáticamente como se muestra en la Fig. 1 5

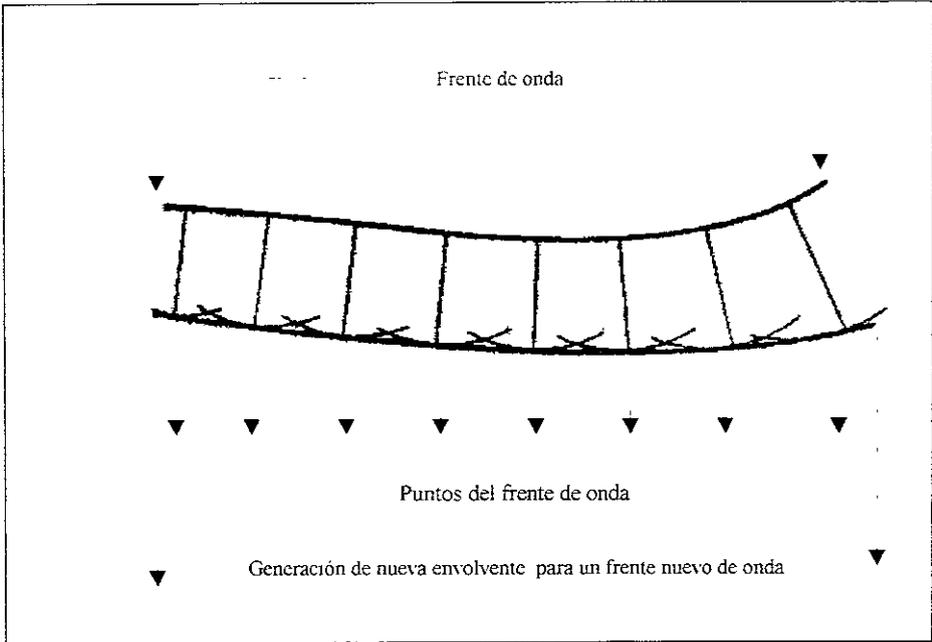


Fig. 1.5 Representación esquemáticamente del principio de Huygens

1.3 PRINCIPIO DE FERMAT

Las premisas de este principio son básicamente que la trayectoria entre dos puntos no necesariamente es una línea recta, ello solo es posible en un medio homogéneo e isótropo, y que para cualquier otro tipo de medio, la trayectoria seguirá por el camino de más alta velocidad, lo cual dependerá de la distribución de velocidades. Como se muestra en la Fig. 1.6

El principio de Fermat explica que todo rayo luminoso se propaga de manera tal que el tiempo de recorrido sea mínimo. Se considera una onda elástica que parte de un punto en la superficie y se refleja en el subsuelo, los

ángulos de incidencia y de reflexión serán iguales para que la trayectoria entre dos puntos sea la de tiempo mínimo. Para la mayoría de los casos la trayectoria del rayo implica el tiempo mínimo de propagación entre los puntos, es decir, que al viajar por cualquier trayectoria cercana tomará más tiempo.

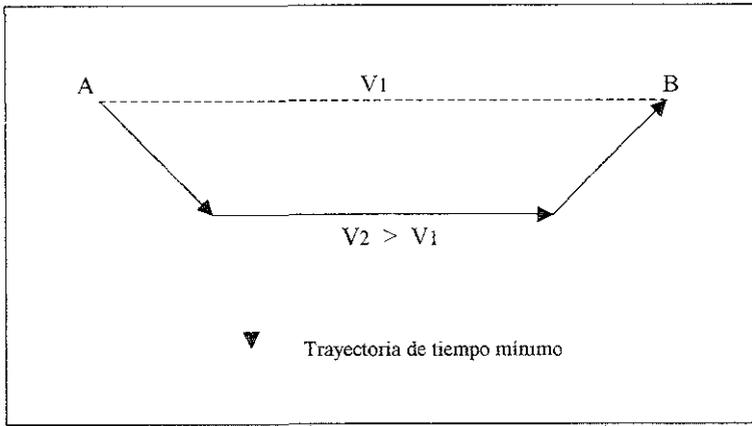


Fig. 1.6 Principio de Fermat

1.4 LEY DE SNELL

1.4.1 PRIMERA LEY DE SNELL O DE LA REFLEXIÓN

El ángulo de incidencia está en el plano definido por el rayo incidente y la normal a la superficie de incidencia y que es igual al ángulo de reflexión. Para que en la superficie de contacto entre dos medios exista una reflexión, se requiere que las irregularidades en la superficie de contacto sean menores que la longitud de onda del ángulo incidente.

Por lo tanto $\theta_i = \theta_N$, como se muestra en la Fig 1.7

Donde : θ_i ángulo de incidencia

θ_N ángulo de reflexión

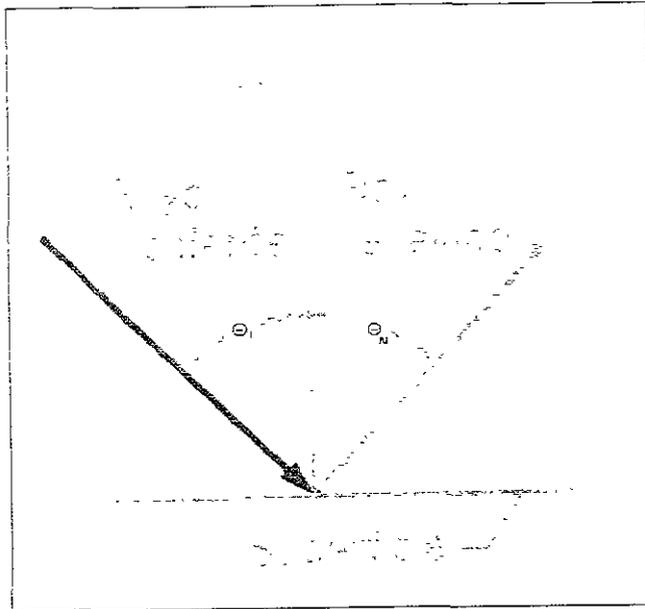


Fig.1.7 Representación de la primera ley de Snell (Reflexión)

1.4.2 SEGUNDA LEY DE SNELL O DE LA REFRACCIÓN

El ángulo de refracción ésta definido por el plano que forma el rayo incidente (plano de incidencia), así como la normal al mismo y se le relaciona por la expresión:

$$\frac{\text{sen } \theta}{\text{sen } \theta'} = \frac{v_1}{v_2} \quad \text{Ec. (1.2)}$$

Donde:

v_1 : Velocidad de propagación de la onda elástica en el primer medio

v_2 : Velocidad de propagación en el segundo medio

v_1 / v_2 : Índice de refracción entre los dos medios.

Si el ángulo del rayo incidente aumenta de manera que llega a un punto tal que sufre una refracción de 90° (por lo tanto habrá una refracción total), se le denomina ángulo crítico i_c , lo anterior queda representado matemáticamente por la ecuación

$$\text{sen } i_c = v_1 / v_2 \quad \text{Ec. (1.3)}$$

Donde:

v_1 : Velocidad de propagación de la onda elástica en el primer medio.

v_2 : Velocidad de propagación en el segundo medio.

i_c : Angulo de incidencia

1.5 ELEMENTOS QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS ELÁSTICAS EN UN MEDIO ELÁSTICO.

Al propagarse una onda en un medio elástico, se produce una serie de tensiones y compresiones en los frentes de onda. Las partículas que son afectadas por la energía transmitida, tendrán a desplazarse o a deformarse; después de pasar este efecto, las partículas tratarán de recuperar su posición y forma original. Esta serie de tensiones y compresiones serán generadas por las constantes elásticas.

1.6 TIPOS DE ONDAS

Una onda de cuerpo se define como una perturbación que viaja a través del medio. La manera más frecuente de originar una onda en un medio elástico, es mediante un punto vibrante el cual se encuentra en un medio cuyas partículas están entrelazadas entre sí. La energía del punto vibrante se transmite a los puntos que lo rodean haciendo que vibren. Entonces, otra forma de definir a una onda es como el fenómeno de propagación de vibraciones en un medio.

Las ondas más importantes y que además se estudian en sismología son: ondas elásticas que a su vez se dividen en internas y superficiales. Cada una de éstas representan diferentes velocidades, forma y medio de propagación.

A continuación se hace la clasificación de estas ondas como:

1.6 1. ONDAS INTERNAS

Son aquellas que viajan a través del interior de un medio elástico y se subdivide en

1 6 1 1 ONDAS LONGITUDINALES, DE COMPRESIÓN U ONDAS P

Son aquellas que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en dirección de la propagación de la onda, produciendo compresiones y dilataciones en el medio. Puede transmitirse a través de cualquier material sólido, líquido o gaseoso. Estas ondas mueven las partículas hacia atrás y hacia delante alternativamente, en consecuencia, los materiales en la trayectoria de estas ondas se comprimen y ramifican en forma alternativa, Fig 1 8

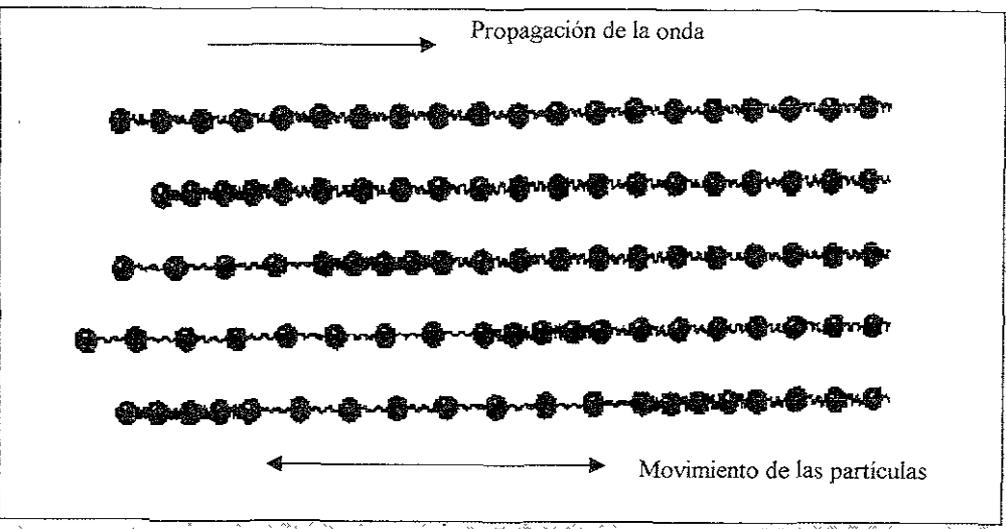


Fig. 1.8 En la fila superior, están en reposo todas las esferas conectadas con resortes. La segunda fila ilustra las condiciones después de que la esfera del extremo izquierdo ha sido empujada contra su vecina, iniciándose la compresión de la línea. Como cada esfera reacciona a este empuje, comprime el resorte siguiente y empuja a la siguiente esfera.

Asimismo, esta onda es la más veloz de todas las ondas sísmicas (más de 5 Km/s en las rocas graníticas cercanas a la superficie, y alcanza más de 11 Km/s en el interior de la tierra) y, por lo tanto, es la primera en llegar a cualquier punto, en ser detectada y en ser registrada en los sismogramas, por lo que se llamó onda primaria o primera y de allí el nombre de P (en inglés también con push que significa empujón o empujar)

1 6 1 2 ONDAS TRANSVERSALES O S

Las ondas S también llamadas ondas de corte, son aquéllas en las que las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación de la onda, por lo que están asociadas con deformaciones del terreno. Las ondas transversales sólo pueden propagarse a través de sólidos. Estas ondas sacuden las partículas, a lo largo de su paso, en ángulos rectos con relación a la dirección de su avance. Se les puede visualizar si se piensa en las ondas que viajan por una cuerda tensada a una pared. Si se sacude esta cuerda con la mano hacia arriba y hacia abajo de modo regular, se formará una serie de ondas que se propagan a través de la cuerda hasta la pared. Conforme cada onda se mueve hacia delante, las partículas de la cuerda lo hacen hacia arriba y hacia abajo, tal como lo hicieron las partículas que se tienen en la mano. Es decir, que las partículas se mueven en ángulos rectos en la dirección del avance de la onda, Fig. 1.9

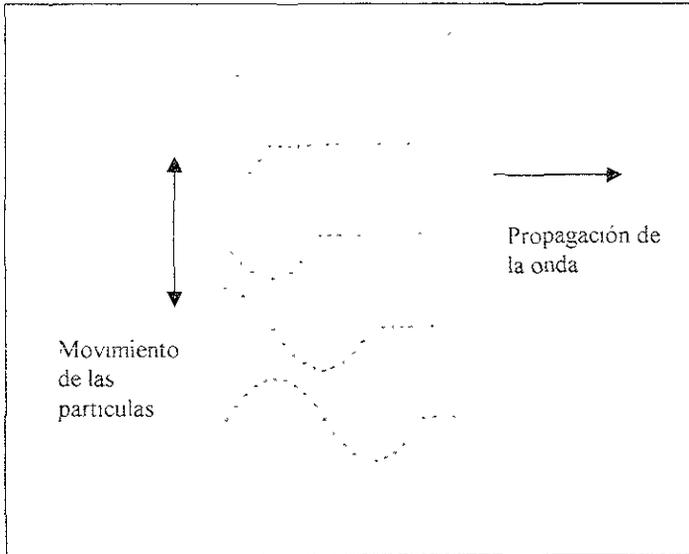


Fig 1 9 Ondas transversales

La onda S es más lenta que la onda P. En una amplia gama de rocas, su velocidad V_s , es aproximadamente igual a la velocidad de la onda P, V_p , dividida entre 0.7 (esta relación es conocida como condición de Poisson) Como la onda S es la segunda en llegar, se le llamó secundaria, y de allí su nombre (en inglés se asocia con shake, que significa sacudir)

Como los líquidos no pueden soportar esfuerzos cortantes, las ondas S no se propagan a través de ellos

El desplazamiento de las partículas en el terreno durante el paso de la onda puede ser en cualquier dirección perpendicular a la propagación; pero a veces, pueden desplazarse en una sola dirección, en cuyo caso se dice que las ondas están polarizadas.

1.6.2. ONDAS SUPERFICIALES

Son aquellas que existen en un medio elástico y que viajan por su superficie. Su amplitud es máxima en ésta y nula en las grandes profundidades.

Estas ondas pueden explicarse como causadas por la interferencia de las ondas de cuerpo (interacción de muchas de estas ondas que viajan en diferentes direcciones), y son más lentas que estas. En el caso de los telesismos (los que ocurren a más de 1000 Km de distancia del observador), las ondas superficiales llegan mucho después que las de cuerpo, y se puede apreciar que presentan dispersión; esto es, las ondas de diferentes frecuencias viajan con diferentes velocidades.

A continuación se indicarán los tres tipos principales de ondas superficiales y se explicarán algunas de sus propiedades.

1.6.2.1. ONDAS DE RAYLEIGH

Estas ondas denotadas usualmente por R, o LR cuando son de periodo muy largo, se deben a la interacción entre las ondas P y las S. El movimiento de cada partícula es retrógrado y elíptico, se propaga a lo largo de la superficie libre de un sólido, Fig. 1.10. Aunque una superficie libre signifique contacto con un vacío, las constantes elásticas y la densidad del aire son tan bajas en comparación con los valores de las rocas que la superficie de la tierra es aproximadamente una superficie libre. Son importantes en la sismología debido a que se propagan en la parte superior de las formaciones que afloran y que se encuentran generalmente alteradas (capa de intemperismo). Como consecuencia de esto, la velocidad de las ondas es baja.

Cuando el **disparo*** (que se detallará más adelante en el siguiente capítulo) se hace en la capa intemperizada se producen ondas de gran **amplitud** y baja **frecuencia**.

Ahora bien, son las ondas más lentas, con velocidades de grupo (la velocidad con la que viaja la energía) que van de 1 a 4 Km/s

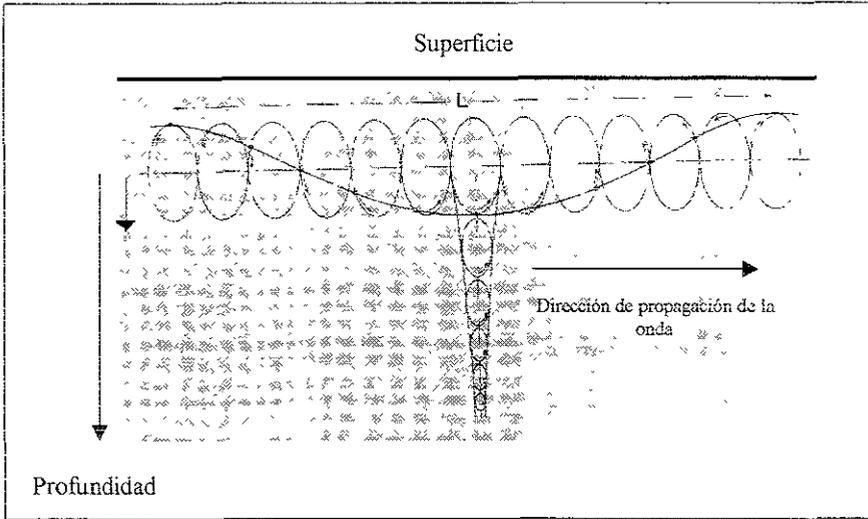


Fig. 1 10 Ondas Rayleigh

1.6.2 3 ONDAS LOVE

En inglés love waves, son las denotadas usualmente por L, G o LQ. si son de periodo muy largo. Se comportan de manera muy parecida a la descrita para las ondas de Rayleigh, el desplazamiento de partículas se hace en el plano horizontal normal a la dirección de propagación. Estas ondas se propagan rápidamente en superficies consolidadas. Su amplitud decrece con la profundidad y con la distancia recorrida. Su detección es difícil en la sismología porque los **detectores** responden únicamente a

*En lo sucesivo las palabras remarcadas, indican que se encuentran definidas en el glosario

movimientos verticales. Aunque más lentas que las ondas de cuerpo, las ondas Love tienen velocidades de 1 a 4.5 Km/s. son más veloces que las de Rayleigh

1.6.2.3 ONDAS GUIADAS

Cuando una capa o nivel de roca se encuentra rodeada de otras rocas con velocidades sísmicas superiores, algunas de las ondas que se encuentren dentro de ella no podrán escapar a los medios circundantes y serán transmitidas a lo largo de la capa con muy poca pérdida de energía. Este tipo de estructura es conocido como guía de ondas. Existen varios tipos de guías de ondas: podemos considerar que la superficie de la tierra es una guía de ondas para las ondas Rayleigh y Love. En el océano existe una capa de agua de baja velocidad, conocida como canal de sonar, que transmite ondas hasta grandes distancias. Si un sismo genera ondas que se transmiten por este canal (a la velocidad del sonido en el agua), al alcanzar la tierra firme serán registradas después de la llegada de las ondas P y S. por lo que son conocidas como ondas T (de "terceras").

Otro tipo de ondas guiadas son las ondas L_g que son ondas de periodo corto (1 a 6 seg.), predominantemente transversales, guiadas en la corteza terrestre y observadas solamente en trayectorias puramente continentales

1.7 METODO DE REFRACCIÓN SÍSMICA.

El método sísmico de refracción consiste, en generar ondas sísmicas en superficie y registrar las que experimentan la refracción total a lo largo de los contactos de velocidades distintas en los diferentes medios del subsuelo. Se estudian las ondas que experimentan la refracción total por ser las que proporcionan los recorridos de tiempo mínimo y, por tanto, las que se registran como primeras llegadas

Cuando se registra por refracción se detectan todas las ondas refractadas en los contactos de los distintos medios, todas las que vuelven a la superficie. Entre ellas están las que experimentan la refracción total y que, por tanto se propagan por los contactos. Como son las más veloces (suponiendo que la velocidad aumente con la profundidad) serán las que lleguen antes, es decir, las primeras llegadas, que precisamente por ello se distinguen perfectamente de las restantes

El equipo básico de registro de la refracción consiste en una serie de detectores o geófonos conectados al aparato registrador (que consta de amplificadores, filtros, galvanómetro y cámara). El movimiento del suelo en un instante dado se acusa por la señal eléctrica que el geófono envía al aparato registrador. Esta señal, convenientemente amplificada y filtrada, va al galvanómetro situado dentro de la cámara de registro. La señal se imprime fotográficamente sobre un papel sensible. Este registro es lo que se llama **sismograma**. A cada geófono o grupo de geófonos corresponde una traza del sismograma, que en general tiene 24, correspondientes a otros tantos circuitos o canales del sistema

1.7.1 PARÁMETROS ESCENCIALES DE LA SISMOLOGIA DE REFRACCIÓN.

- Tiempo transcurrido desde que se inicia el movimiento sísmico y es detectado en un sismógrafo.
- Distancia entre el punto de impacto y el sismodetector
- Se utiliza el primer arribo de energía sísmica que llega y corresponde a ondas longitudinales

1.7.2 REFRACCIÓN TOTAL

Cuando el ángulo de refracción es igual a 90°, el rayo refractado AB experimenta la refracción total, propagándose por el contacto de los medios como se muestra en la, Fig 1 11.

Sea OA un rayo incidente tal que se verifique $\text{Sen } i / \text{Sen } 90^\circ = V_1 / V_2$, es decir $\text{Sen } i = V_1 / V_2$. El correspondiente rayo refractado AB viajará por el contacto de los medios 1 y 2. Como por el principio de Huygens cada uno de los puntos alcanzados por el frente de ondas es una nueva fuente de ondas, cada uno de los puntos del contacto ABC generará frentes de onda que alcanzarán la superficie, pudiendo ser detectados en ella con instrumentos adecuados.

Al ángulo i se le llama ángulo límite. En sismica de refracción se estudian los rayos que experimentan la refracción total, que son los que proporcionan los recorridos de tiempo mínimo.

LEY BASICA DE REFRACCIÓN.

2ª Ley de Snell

$$\frac{\text{Sen}i}{\text{Sen}R} = \frac{V_0}{V_1} \tag{Ec. (1.4)}$$

donde:

- R: Ángulo de refracción.
- V_0 y V_1 : Capas de la formación.

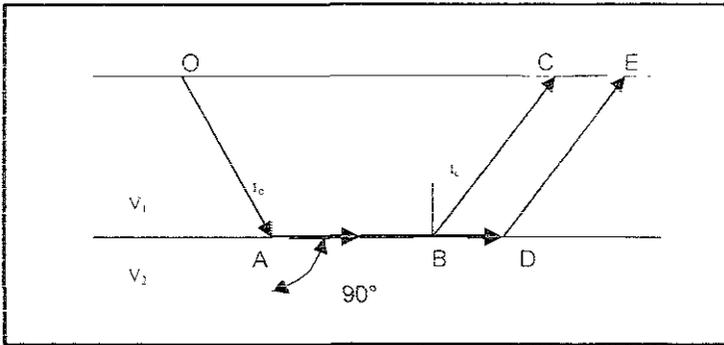


Fig 1.11 Esquema de refracción total

En la prospección por refracción, la estratificación del subsuelo se detalla a una escala mucho menor utilizando los tiempos de recorrido de las ondas ocasionadas por explosiones cerca de la superficie

Aunque los métodos por refracción fueron empleados primeramente en la prospección sísmica, ahora se emplean con mucho menor frecuencia que los métodos por reflexión. Sin embargo, el método por refracción conserva ciertas ventajas que el de reflexión no puede reivindicar; en una zona donde no se disponga de datos relativos a la geología del subsuelo, la exploración por reflexión, que solo da a conocer la geometría de las rocas subterráneas, no facilita datos a cerca de la composición de las rocas subyacentes. La investigación por refracción, por otra parte, al suministrar datos a cerca de las velocidades sísmicas en las diversas formaciones, así como de su geometría, hace posible intentar la identificación de los materiales rocosos que hayan de ser cartografiados.

El método de refracción sísmica es especialmente valioso para reconocimientos en áreas cuya estructura tiene gran relieve y donde haya, por lo menos, una capa de referencia de alta velocidad recubierta por formaciones de baja velocidad.

Por otra parte, en la mayoría de los trabajos de refracción comprenden la observación de perfiles en línea especialmente el uso de perfiles inversos. Los tiros laterales extendidos y en abanico, así como la colocación de geófonos en un pozo de prueba profundo, son métodos que se usan para ciertos objetivos. La refracción a pequeña escala se usa en estudios para la cimentación de estructuras y otros problemas de ingeniería. La refracción manna conlleva problemas operativos especiales.

1.8 METODO DE REFLEXION SÍSMICA

En años recientes han cambiado considerablemente las técnicas sísmicas y existen muchas variaciones. La técnica que se describe a continuación proporciona los antecedentes para comprender las explicaciones subsecuentes. Supóngase que se tiene una brigada terrestre que usa una carga explosiva como fuente de energía. El primer paso después de determinar las suposiciones más adecuadas es la perforación de un pozo vertical en el suelo en el punto de tiro. El diámetro del pozo será quizá de 10 a 12 cm y su profundidad de entre 6 y 30 metros, comúnmente. Se arma una carga de 1 a 25 Kg de explosivo con una cápsula detonante eléctrica y luego se coloca cerca del fondo del pozo. Se extienden dos alambres desde la cápsula hasta la superficie, donde se conectan a un detonador que se usa para enviar corriente eléctrica a través de ellos a la cápsula, que luego se detona iniciando la explosión de la dinamita (el tiro).

Se tienen dos cables de 2 a 4 Km de largo en línea recta a cada lado del pozo de tiro que se va a detonar. Los cables contienen muchos pares de conductores eléctricos, y cada par termina en un conector eléctrico múltiple en ambos extremos del cable. Además, cada par de alambres se conecta a una de varias tomas que están espaciadas a intervalos de 25 a 100 m a lo largo del cable. A cada una de estas tomas se conectan varios geófonos (sismómetros), de modo que cada par de alambres dentro del cable conduzca la energía de salida de un grupo de geófonos hasta los instrumentos de registro. Debido al pequeño espaciamiento entre los geófonos del grupo conectado a cada par de alambres, el grupo completo equivale aproximadamente a un solo geófono virtual situado en el centro del grupo. Usualmente se colocan 48 o más grupos de geófonos a intervalos iguales a lo largo del cable. Cuando se detona la carga de dinamita, cada grupo de geófonos genera una señal que depende del movimiento del suelo en las cercanías del grupo.

El resultado neto es la generación de señales que proporcionan información acerca del movimiento del suelo en un número de puntos regularmente espaciados (los centros de grupo) a lo largo de la línea recta que pasa a través del punto de tiro

En el caso de la exploración sísmológica, si se genera un movimiento en el punto A en la superficie, una de las múltiples trayectorias llegará al punto B, generándose una onda reflejada con un ángulo r , igual al incidente i , se propagara hacia la superficie para ser detectada en el punto C por un sismodetector colocado a la distancia X del punto de impacto Fig 1 12

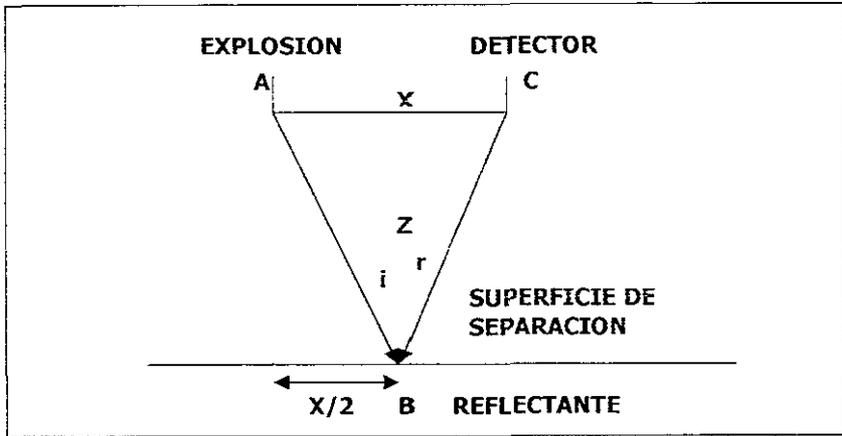


Fig 1 12 Onda reflejada en una sola superficie de separación. La velocidad V permanece constante hasta la superficie reflectante

El tiempo total de la trayectoria queda definido por

$$T = T_{AB} + T_{BC} = \frac{\overline{AB} + \overline{BC}}{\overline{V}} \quad \text{Ec. (1.5)}$$

en donde V es la velocidad promedio de propagación entre la superficie y la profundidad z

1.9 DIFERENCIAS ENTRE AMBOS METODOS

La principal diferencia entre los métodos de reflexión y refracción consiste en que en la refracción la distancia entre el punto de tiro y los geófonos es grande en relación con las profundidades de las interfases, y pequeña o comparable con las profundidades en la reflexión. Las trayectorias de viaje en los trabajos de refracción son predominantemente horizontales mientras que los de reflexión son sensiblemente verticales. La inyección de energía al suelo debe ser mayor para el punto de tiro de refracción y los explosivos sigue siendo la principal fuente de energía, aunque también se emplean otras fuentes sísmicas.

Las trayectorias de propagación más largas hacen que se absorban en mayor proporción las frecuencias más altas, de modo que generalmente los datos de refracción son de baja frecuencia en comparación con los datos de reflexión. En consecuencia los geófonos de refracción tienen frecuencias naturales más bajas que los geófonos de reflexión.

Las ondas precursoras o de refracción entran y salen de una capa de alta velocidad con el ángulo crítico y solamente se puede construir el mapa de una capa con velocidad significativamente mayor que la de cualquier capa por encima de esta. Por lo tanto, las aplicaciones de los métodos de refracción están más restringidas que las de reflexión.

Como generalmente la exploración por refracción utiliza mayores distancias que en el trabajo de reflexión, se requiere fuentes más potentes. Debido a que los geófonos distribuidos en línea podrían atenuar las ondas precursoras que tienen un apreciable componente horizontal del movimiento.

CAPITULO II

OBTENCIÓN DE DATOS SISMICOS

La forma natural de producirse un movimiento sísmico, es la generación de un terremoto, sin embargo, en la práctica no es posible esperar a que tenga lugar un terremoto para obtener información del subsuelo, y en la mayoría de los casos el área en que se realiza la exploración corresponde a una región considerada como asísmica. es decir que no se registran terremotos naturales

Las características de propagación de un movimiento sísmico en el subsuelo sólo depende de las propiedades elásticas de las rocas que regularán la velocidad de propagación de los movimientos ondulatorios

Lo único que se necesita para que se genere el movimiento sísmico, es que en un espacio reducido se libere energía producida por un impacto de corta duración

En la prospección sismológica, el sismo se provoca artificialmente mediante dispositivos donde se controla la energía liberada

La generación artificial de la energía tiene ventajas sobre los sismos naturales por las siguientes razones.

- Se conoce el lugar exacto en donde se genera
- Se conoce el momento preciso en que se inicia el movimiento sísmico.
- Dentro de ciertos límites, se puede regular la energía liberada al nivel conveniente para ser detectada.
- Se puede generar cuantas veces sea necesario

- No es necesario detectar las ondas transversales S, basta con detectar las ondas primarias de compresión que viajan a mayor velocidad, con lo que el tiempo de observación es más corto
- Como se conocen todas las características del lugar de generación del movimiento sísmico, los dispositivos para detectar la llegada de las ondas sísmicas pueden colocarse en la posición más conveniente para que proporcionen la mayor información del subsuelo

De acuerdo a sus características fundamentales, los sistemas de generación de energía pueden clasificarse dentro de algunos grupos básicos, cada uno de los cuales deben tenerse presentes al seleccionar el sistema que genere el movimiento sísmico que se acople mejor a las condiciones del terreno, tanto superficiales como profundas

En términos generales, los sistemas de generación de energía pueden quedar incluidos dentro de los siguientes grupos.

EXPLOSIVOS {
Cordones explosivos
Cargas dirigidas

SISTEMAS MECÁNICOS {
Caída de pesas
Explosiones de gases confinados
Cañones neumáticos
Vibradores
Chispas eléctricas

2.1 EXPLOSIVOS.

Son sustancias químicas que al reaccionar liberan una gran cantidad de energía, mediante procesos térmicos o de presión

Los explosivos se identifican por su potencia, que se entiende por la reacción de energía liberada con respecto a la liberada por el mismo volumen de nitroglicerina.

	POTENCIA	CARACTERÍSTICAS
POLVORA	5-20 %	Mezcla refinada de azufre, salitre y carbón. Las proporciones definen la potencia. Se utiliza en polvo o granulada
DINAMITA	30-60 %	Mezcla de un explosivo y una sustancia neutra y polvorienta. El explosivo puede ser nitroglicerina, nitrato de amonio, potasio y sodio. La sustancia puede ser aserrín, celulosa, polvo de aluminio, etc. Se utiliza en forma de goma, gelatina, plástica y polvorienta

2.1.1 CORDON EXPLOSIVO

El cordón explosivo consiste en un tubo flexible relleno con explosivo, el cual se extiende sobre la superficie, en una zanja, con una longitud que se determina mediante pruebas experimentales, Fig 2.1.

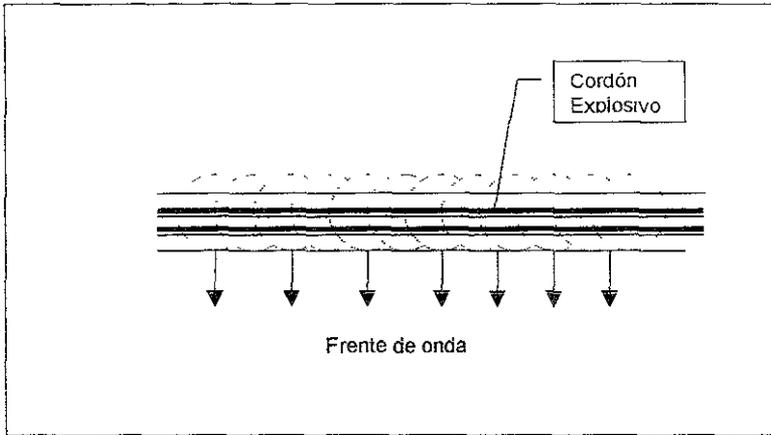


Fig.- 2.1 Diagrama esquemático de un sistema de cordón explosivo

La energía total generada es bastante menor que la de las dinamitas, pero propicia la formación de una onda plana que se propaga hacia el subsuelo, atenuando las ondas laterales, y generando un aprovechamiento de la energía superior al 40%.

El cordón explosivo es caro, y su aplicación se restringe a terrenos con muy buena "respuesta".

Aunque estos sistemas generan mayor cantidad de ondas superficiales que los explosivos, las características de frecuencia y amplitud son conocidas, ya que dependen del sistema, por lo que pueden sumarse las señales obtenidas por varios impactos sucesivos, incrementando su amplitud, y al mismo tiempo utilizar sismodetectores

convenientemente espaciados para atenuar las señales de baja frecuencia superficial que pudieran causar perturbaciones, con lo que se puede controlar la relación señal-ruido.

Los principios que se utilizan en cada sistema son diferentes, por lo que es necesario hacer una breve descripción de cada uno de ellos

Los principios que son comunes a todos ellos son:

- Generan un impacto en la superficie en sentido vertical
- La energía generada es pequeña
- Su eficiencia es del orden del 50% o superior
- Se pueden producir impactos en secuencia y posteriormente sumar las señales individuales.
- Se pueden utilizar varias unidades actuando simultáneamente
- Su aplicación está limitada por las condiciones de acceso al área en su estudio.
- Se requiere del instrumental apropiado al sistema
- El costo inicial de adquisición es elevado.

2.1.2 CARGAS DIRIGIDAS

Las cargas dirigidas, consisten en cargas individuales separadas por sistemas de ignición retardada, que tiene por objeto hacer detonar las cargas en forma sucesiva con intervalos de tiempo controlados, de manera que se va sumando la energía producida por cada carga conforme avanza las ondas en la dirección vertical

Se acostumbra poner la carga de explosivo dentro del subsuelo, a través de una perforación que se realiza ex profeso, como se muestra en la Fig. 2.2

La profundidad de la carga se determina mediante pruebas, que indiquen la posición que transmita la energía con la máxima eficiencia

En el caso de explosivos en la presentación de cordón, se requiere abrir una zanja dentro de la cual se coloca el cordón explosivo

El uso de cargas de dinamitas de pozos, puede aplicarse en cualquier tipo de terreno, a excepción de trabajos marinos y lagunares, en donde existe restricción de su uso por los efectos que pudiera causar en la fauna y de tipo ecológico

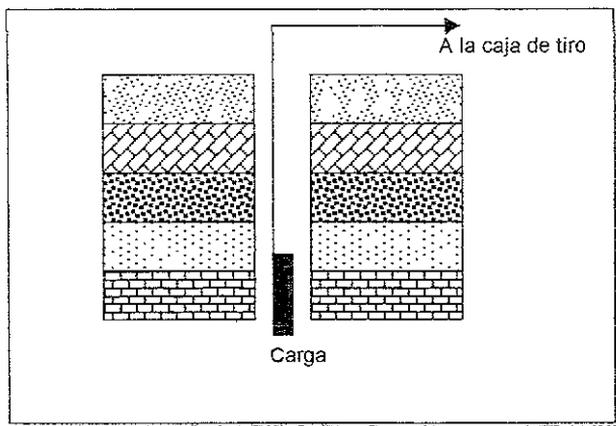


Fig.- 2 2 Diagrama esquemático de una carga dirigida

Las dinamitas de uso geofísico, requiere de un iniciador para hacerlas detonar, siendo los estopines o cápsulas eléctricas los más comunes. Los estopines consisten de un pequeño tubo metálico relleno de pólvora, que se hace detonar por medio de una chispa eléctrica que brinca entre los extremos desnudos de dos cables, como se muestra en la Fig. 2.3

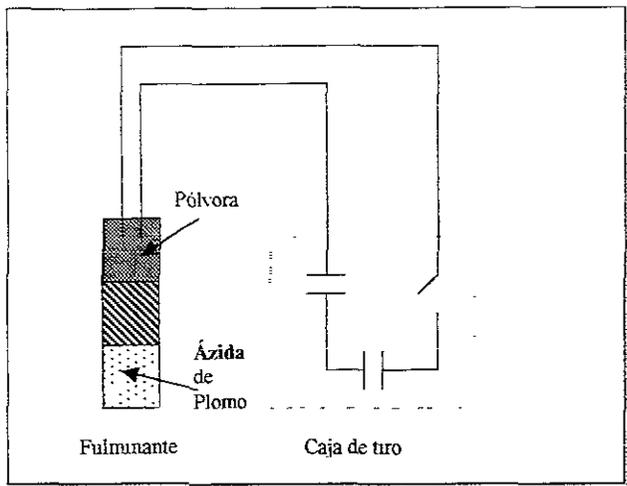


Fig.- 2.3 Componentes principales de una carga dirigida.

La corriente eléctrica se proporciona por medio de una batería o de un generador, que se conoce como "caja de tiro"

La caja de tiro se opera manualmente o por control remoto, que puede ser accionada por conductores eléctricos o por señales de radio de frecuencia modulada. El estopín llamado fulminante, se coloca dentro de la dinamita para hacerla explotar.

Los explosivos que se utilizan en la prospección geofísica no se detonan al aire libre, por que generan una onda de aire superficial que produce una onda que interfiere a los movimientos sísmicos que viajan en el subsuelo.

2.2 SISTEMAS MECÁNICOS

2.2.1. CAIDA DE PESAS

La primera fuente utilizada para producir un **microsismo** artificial sin el uso de dinamita, que ganó amplia aceptación, fue la caída de pesas. Una placa de acero rectangular que pesa cerca de 3 000 Kg se deja caer desde una altura de 3 mts. El instante del impacto es determinado por un sensor sobre la placa. Esta caída de pesas se realiza con una separación 10 a 20 metros, los resultados de 50 o más caídas se combinan en un solo registro de campo. Ahora bien, el tiempo entre el momento en que se deja caer el peso y el impacto sobre el suelo no es lo suficientemente constante como para permitir el uso simultáneo de más de una fuente, por lo que se hace necesario utilizar sucesivamente dos o tres unidades; una que deja caer su peso mientras las otras levantan los suyos para quedar listas y así avanzar hacia el siguiente punto de caída. En la actualidad no es muy usual el uso de caídas de peso.

2.2.2. EXPLOSIONES DE GASES CONFINADOS

Este método consiste en la explosión de una mezcla de propano y oxígeno dentro de una cámara expandible. La cámara de explosión se instala en la parte inferior de un camión acondicionado para esta labor. Posteriormente, esta cámara se baja al suelo cuando está lista para usarse. La explosión de la mezcla de gas se realiza por medio de una bujía de encendido. En la cámara se crea una presión que actúa sobre una placa

móvil que forma el fondo de ésta, transmitiendo así el impulso de la presión al suelo. El peso de la cámara proporciona la inercia de reacción necesaria. Fig. 2.4 Al igual que la caída de pesas, la pesada cámara fuente requiere un voluminoso equipo de campo principal motivo por el cual ha dejado de ser práctico, lo que a su vez casi ha anulado su uso

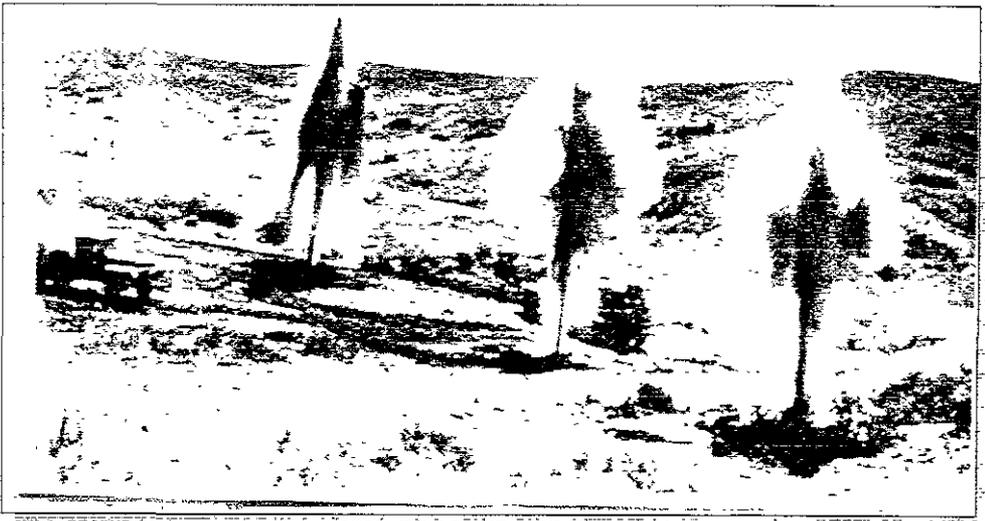


Fig. 2.4 Microsismo artificial generado por explosiones de gases confinados

2.2.3. CÁMARA NEUMÁTICA

Este sistema es otra variante para producir un microsismos ya que se utiliza la energía de aire comprimido en una cámara, la cual se libera en el momento de hacer impacto, cuando el aire comprimido es liberado. acciona un pistón o un dispositivo que produce un impacto, Fig.2.5

La energía que se produce en este sistema es pequeña, por lo que casi no se utiliza en trabajos terrestres, sin embargo, su utilización se ha generalizado en exploraciones marinas y en lagunas, ya que por las características indeformables de los líquidos, la presión que se produce por el impacto se propaga íntegramente a una velocidad fija, que varía de 1450 a 1550 m/s, que depende de la temperatura y salinidad de los líquidos. Los cañones neumáticos pueden utilizarse individualmente, o en grupos que actúen en forma simultánea

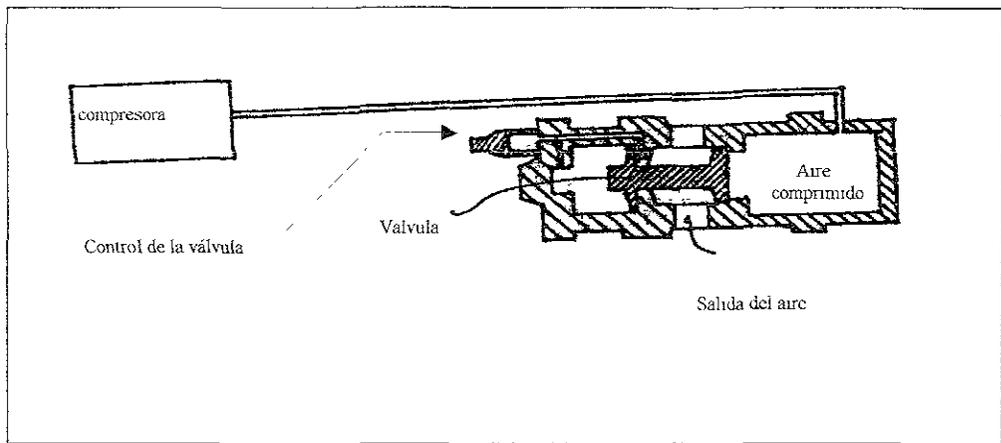


Fig 2 5 Esquema de un cañón neumático

2.2.4. VIBROSISMOS

Es un sistema hidráulico controlado electrónicamente, que aplica al suelo una señal senoidal de amplitud constante, cuya frecuencia varía con el tiempo, dentro de un rango determinado, la que se conoce como "barrido".

La señal se trasmite al terreno mediante un vibrador, el cual se encuentra instalado en un carro, al que se le conoce con el nombre de "carro generador de vibrosismo".

Fig. 2.6. La frecuencia es controlada por radio desde el sismógrafo. La energía producida con este sistema es pequeña, pero se pueden inyectar barridos sucesivos, y sumar los registros. Normalmente se utilizan 3 vibradores actuando simultáneamente, aunque se puede operar con un mayor número, si es necesario.

Debido a que el sistema requiere procesar la información obtenida, con los sistemas modernos de procesado digital se obtienen registros de muy buena calidad, pero a costo muy elevado. Es uno de los mejores sistemas para exploraciones con objetivos profundos.

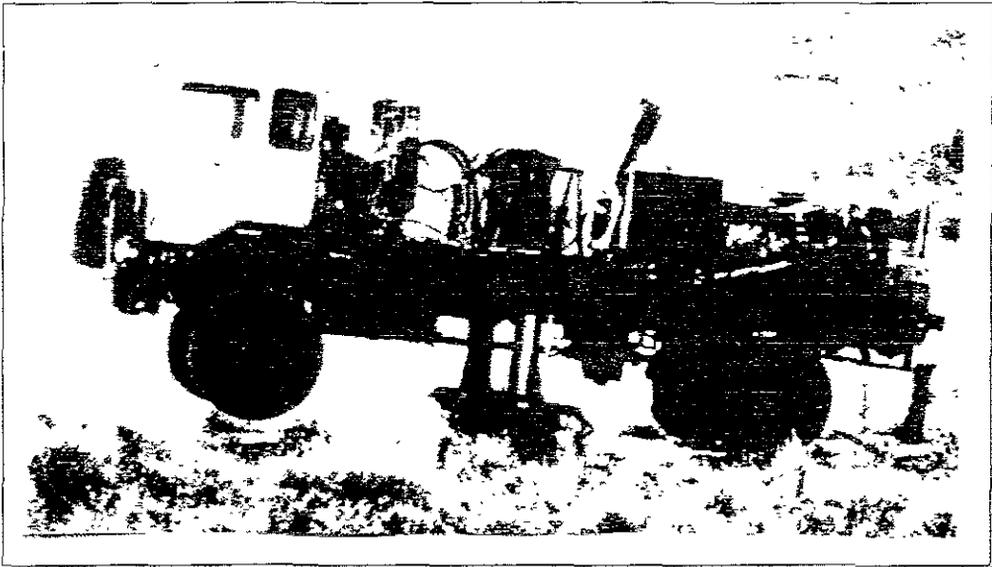


Fig. 2.6 Carro generador de Vibrosismos

2.2.5 CHISPAS ELECTRICAS

En los trabajos exploratorios marinos con objetivos someros, se pueden utilizar dispositivos que producen chispazos eléctricos, Fig 2.7. Estos dispositivos generan ondas que al hacer contacto con el subsuelo se generaran las reflexiones, que es la información de base para el estudio. La energía generada tiene poca penetración, sin embargo su forma esférica se transmite fácilmente en los líquidos. Este sistema es muy utilizado en trabajos de detección continua, principalmente cuando se estudian fondos marinos y las capas superficiales de la corteza bajo los océanos. También pueden utilizarse en lagunas profundas.

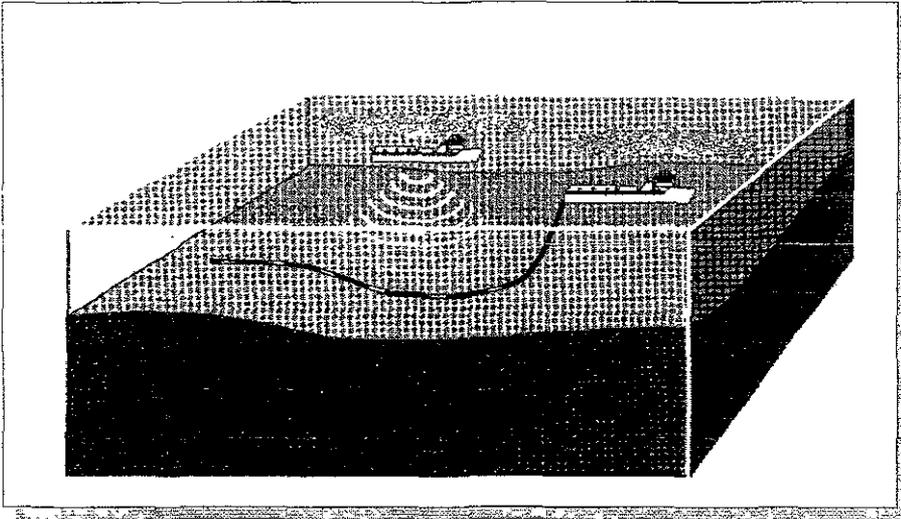


Fig. 2-7 Utilización de chispas eléctricas en el mar.

2.3 INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN LA PROSPECCIÓN SÍSMICA.

La comprensión detallada de los diferentes equipos en uso, requiere de conocimientos de electrónica y procesos digitales; sin embargo, para los profesionistas de la prospección sísmológica que únicamente requieren de la selección de las técnicas y el uso de los resultados obtenidos, bastará con que esté familiarizado con la función que realiza cada uno de los elementos del sistema. Los instrumentos utilizados en la sísmica de reflexión y de refracción son casi idénticos en su fundamento y disposición. A pesar de que en los procedimientos de campo empleados para ambas técnicas existen algunas diferencias, los dos tipos de exploraciones se llevan a cabo de manera esencialmente similar. A continuación se describen brevemente estos instrumentos

2.3.1 GEÓFONOS.

El geófono, llamado también detector, sismómetro o hidrófono, en el caso de exploraciones marinas, transforma las oscilaciones sísmicas del suelo en señales eléctricas. En las exploraciones de petróleo, los instrumentos utilizados de ordinario sólo son sensibles a vibraciones de entre 5 y 100 ciclos por segundo (cps) para los trabajos de refracción y de entre 10 y 150 cps para los de reflexión. En ambas operaciones, el geófono sólo responde a la componente vertical del movimiento del suelo. Para los fines prácticos se considera que el geófono se mueve como si formara parte del suelo, bien como enterrado o simplemente depositado sobre la superficie. Todos los tipos modernos requieren amplificación y registro eléctricos, ya que se esperan movimientos del suelo de un orden tan pequeño como 10^{-8} cm en inflexiones observables en los registros.

2.3.1.1 TIPOS DE GEOFONOS.

ELECTROMAGNETICO: El tipo de geófono más sencillo y empleado es el electromagnético, que consiste en una bobina y un imán, fijada rígidamente la primera con respecto al suelo. y colgado el segundo de un soporte fijo mediante un resorte. Cualquier movimiento relativo entre la bobina y el imán produce una fuerza electromotriz entre las terminales de la bobina que es proporcional a la velocidad del movimiento

La Fig. 2.8 a ilustra el principio para una bobina fija y un imán móvil, la bobina fijada a la caja se mueve con el suelo, en tanto que el imán actúa como elemento inerte

RELUCTANCIA VARIABLE El tipo de geófono de reluctancia variable ahora casi anticuado, está dispuesto de manera que el movimiento del suelo engendre variaciones en la anchura de un entrehierro, lo que da lugar a los correspondientes cambios en la reluctancia de un circuito magnético.

La Figura 2.8 b. Ilustra el fundamento de un geófono de reluctancia variable .La pieza inerte, sujeta a la caja, es un sistema de bobina y armadura, la parte móvil, colgada de la caja por un resorte, es una pareja de imanes permanentemente alineados en oposición magnética y separados de la armadura por espacios de aire. Cuando el sistema está en equilibrio los dos entrehierros son iguales y los circuitos magnéticos de los imanes superior e inferior, al tener fuerzas electromotrices iguales y opuestas, se anulan exactamente de manera que no pasa fluido magnético por la armadura.

Cuando la bobina es desplazada de su posición de equilibrio, los dos entrehierros ya no son iguales y la reluctancia del circuito magnético formado por el imán superior y la armadura ya no es igual a la del círculo del imán inferior y, por lo tanto, pasará un flujo por la armadura y la bobina engendrará una fuerza electromotriz a medida que este flujo varié.

DE CAPACIDAD. En el detector de capacidad, el elemento inerte está fijado a una de las placas de un condensador, y la otra placa es fija con respecto al suelo, Fig. 2.8 c. El movimiento del suelo hace variar la separación de las placas y, por lo tanto, la capacidad del condensador. En un tipo de detector, la capacidad variable altera la sintonización y, por ende la potencia de salida de un circuito oscilatorio. En otro tipo, la variación de la capacidad regula simplemente el voltaje de rejilla del primer paso de un amplificador como sucede en el micrófono electrostático.

PIEZOELECTRICO. En los geófonos piezoeléctricos, un peso descansa sobre una batería de placas hechas de algún material piezoeléctrico tal como cuarzo, turmalina o titanio de bario, cortadas paralelamente a sus ejes ópticos,

Fig 2 8 d

Cualquier aceleración del terreno hacia abajo disminuirá el peso aparente de la masa, mientras que una aceleración hacia arriba aumentará la presión sobre los cristales. A medida que cambia la presión, se inducen variaciones de voltaje en las placas, y como este instrumento responde a cambios de presión mide aceleraciones en lugar de desplazamientos o velocidades.

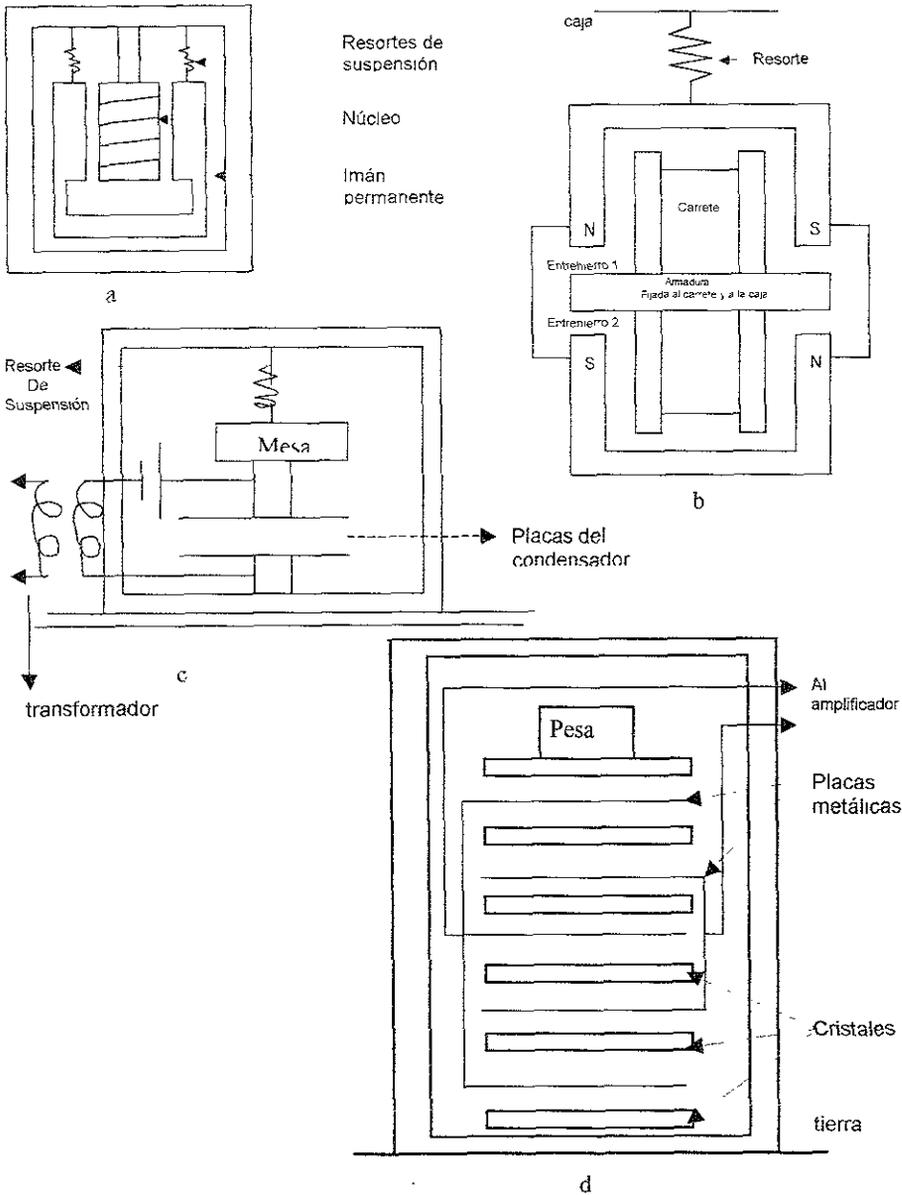


Fig. 2.8 En esta serie de diagramas se muestra la estructura interna de los diferentes geófonos
 a) Geófonos electromagnético. El imán es el elemento inerte, la caja se mueve con el suelo.
 b) Geófono reluctancia variable c) Geófono de capacidad. d) Geófono piezoeléctrico

2.3.2 AMPLIFICADORES Y FILTROS.

Los amplificadores sísmicos son de diseño muy variado, pero todos ellos tienen como característica que son de alta frecuencia a bajas frecuencias ya que el rango de señales de origen sísmico que normalmente se manejan se encuentra entre 2 y 200 cps

En la mayoría de los sismógrafos pueden operarse simultáneamente varios amplificadores, utilizando algunos elementos comunes, como fuentes de poder, sistemas de control, filtros, etc.

Cada amplificador recibe la señal de un sismodetector o combinación de sismodetectores conectados al mismo cable conductor, constituyendo lo que se conoce como "canal de amplificador".

Todos los circuitos están provistos de una serie de filtros para regular las características de frecuencia del sistema registrador. En general es conveniente eliminar las frecuencias bajas con el fin de impedir que las ondas superficiales y los ruidos de otro tipo interfieran con las reflexiones. De modo análogo, las frecuencias elevadas son atenuadas con el fin de eliminar el ruido del viento, el del agujero y otros efectos extraños. Las frecuencias altas y bajas de corte que dan reflexiones de mejor calidad varían mucho de un lugar a otro, dependiendo de las características de frecuencia, de las señales de las reflexiones y del ruido en cada emplazamiento. Por esta razón se dispone de un amplio equipo de combinaciones de filtros de paso alto y bajo.

2.3.3 OSCILÓGRAFO.

El oscilógrafo es un sistema electromagnético que convierte una señal eléctrica en un movimiento análogo mediante un galvanómetro, generando movimientos proporcionales a la frecuencia de la señal eléctrica. con amplitudes que dependen de la intensidad de la corriente a del voltaje

Los primeros oscilógrafos empleados en la prospección sísmica eran de tipo de galvanómetro de cadena, pero en la actualidad se usan más los galvanómetros de bobina.

Un galvanómetro consiste básicamente de una bobina móvil colocada dentro de un campo magnético. Al circular una corriente a través de la bobina, ésta oscilará de acuerdo a las características de la corriente eléctrica.

Para obtener un registro del movimiento de la bobina, se acopla un sistema mecánico al eje de la bobina, o se instala un espejo que refleja un rayo luminoso dirigido a él, registrándose en un papel fotosensible que constituirá un sismograma

2.3.4 EQUIPOS DE REGISTRO MAGNETICO.

Hacia 1951 se introdujo, con base experimental, una nueva técnica para registrar en el campo los datos sísmicos. Esta técnica representaba la adición de una nueva fase al proceso de registros, al saber, el almacenamiento de las señales sísmicas en forma reproducible en una cinta de plástico de canales múltiples, revestida magnéticamente. La ventaja de este método residía en el hecho de que los datos que cubrían toda la gama de frecuencias sísmicas podían ser almacenados en la cinta en el momento de registro original, y los registros de papel empleados para la interpretación final podían obtenerse reproduciendo la cinta a través de los filtros que se desean.

En los registros obtenidos en el campo sobre papel no es posible comparar los efectos de los diferentes montajes de filtros en el punto de explosión sin provocar explosiones separadas para cada montaje. Con frecuencia, los pozos de explosión se colapsan después de una sola explosión, y un segundo tiro supone tiempo y el gasto de otra perforación. Aun cuando el pozo no quede realmente inservible después de una explosión, no es posible, en general, colocar una segunda carga en el pozo a la misma profundidad que la primera, y un cambio en la profundidad de la explosión puede dar por resultado una reflexión de carácter totalmente diferente, aún con el mismo montaje de filtros. Por lo tanto, es difícil aislar el efecto del filtrado sólo con las técnicas del registro.

La utilización de las cintas magnéticas permiten grabar la información original con el mínimo ajuste, obteniéndose posteriormente reproducciones cuantas veces sea necesario, aplicando una amplia gama de ajustes hasta obtener el registro óptico más conveniente para el análisis de la información. Las grabadoras magnéticas pueden ser de dos tipos: análogas y digitales.

Las grabadoras analógicas generan una magnetización en la cinta, cuya intensidad de magnetización es proporcional a la intensidad de la señal sísmica conservando su polaridad. La señal que se alimenta a la grabadora debe estar controlada en cuanto a su intensidad por lo que puede producirse una sobresaturación en la cinta distorsionando las señales.

Las grabadoras digitales registran valores numéricos en la cinta magnética mediante lenguaje binario, permitiendo grabar cualquier valor original de la amplitud de la señal, sin embargo para ello es necesario pasar la señal por un convertidor analógico-digital, donde se realiza la cuantificación de la intensidad de la señal. Para obtener reproducciones en sistemas ópticos, la información de la cinta digital se pasa por un convertidor digital-analógico para que la señal pueda ser manejada por el amplificador. La secuencia de la grabación digital se ajusta a un formato que está preestablecido para cada tipo de cinta, muestreando las amplitudes a intervalos que pueden ser seleccionados en el equipo

2.3.5 SISTEMAS AUXILIARES.

La mayoría de los equipos de detección sísmológica cuenta con sistemas que permiten controlar la calidad de la señal de salida, que son muy variados, dependiendo del tipo de sísmógrafo y del sistema de generación de la energía sísmica. Entre los más comunes se pueden mencionar:

- Sistemas de medición y comprobación
- Control de sensibilidad
- Control de ganancia (automáticos y programados)
- Filtros de frecuencia (baja, alta, pasabanda)
- Sistemas mezcladores de señales

2.3.6 TIPOS DE TENDIDOS.

El término tendido o distribución se usa para describir las posiciones relativas de los puntos de la fuente de energía y los centros de los grupos de geófonos utilizados para registrar la energía. En la Fig. 2.9 se muestran varios tipos de tendidos. El registro de *echado simétrico* consiste en colocar la mitad de los sismodetectores a cada lado de un punto de impacto, obteniéndose señales reflejadas de la capa a los lados de la proyección del punto de impacto, en una longitud total aproximada a la mitad de la longitud que cubre todo el tendido en la superficie.

En este sistema, si se requiere obtener un perfil continuo sólo se moverá la mitad del tendido ubicando un nuevo punto de impacto en el centro del tendido, posición que corresponde al extremo del tendido anterior. En el tendido simétrico no es necesario utilizar un punto de impacto lo que origina que el avance sea más lento y por lo tanto más costoso pero se tiene la ventaja de que cada impacto se asegura la obtención de la información del subsuelo.

En otro arreglo común la fuente se sitúa en el extremo de la línea de grupos de geófonos activos para producir un tendido frontal. A veces en zonas de ondas superficiales excepcionalmente fuertes, la fuente se desplaza (desplazamiento lateral) una distancia apreciable (a menudo 500 a 700 m) a lo largo de la línea desde el grupo de geófonos activo más cercano para producir un tendido desplazado en línea, o bien, se deja una franja en el medio del tendido simétrico. Estos arreglos también se usan para dar un mayor desplazamiento lateral a los grupos más alejados cuando no se necesitan datos a cortas distancias. Alternativamente, la fuente puede estar alejada en dirección normal al cable, o a un extremo de la parte activa para producir una **L** lateral extendida y opuesta al centro para dar un tendido **T** lateral extendido.

2.4 OPERACIONES EN EL CAMPO EN LA SISMOLOGÍA DE REFLEXIÓN

El éxito en la adquisición de datos sísmicos *por reflexión*, depende principalmente de la organización, el funcionamiento y la comunicación que exista entre los grupos interdisciplinarios involucrados en realizar el trabajo de campo. Asimismo, la selección de métodos y equipo se encuentran en función del área a explorar, es decir, si es terrestre o marina de la naturaleza del problema geológico y de la accesibilidad del área, entre otras.

A continuación se describe la organización de las brigadas de campo que adquieren los datos sísmicos y los procedimientos para llevar a cabo una exploración terrestre

El tamaño de las brigadas o cuadrillas sísmicas terrestres varía en gran medida, desde dos o tres personas para exploraciones someras, hasta más de cien para zonas selváticas, donde se requieren muchos hombres para abrir brechas. El nivel jerárquico más alto en el campo es ocupado por el supervisor que en la mayoría de los casos es un geofísico. Este profesional es responsable de una sola brigada generalmente y está subordinado a un administrador de área, comúnmente. El *coordinador de brigada*, es quien organiza el trabajo de campo, contrata a la mayoría de los ayudantes o los inspecciona, si es que la compañía ya cuenta con ellos; pero su principal función consiste en ocuparse de las fases operativas del trabajo como la penetración a áreas difíciles o alejadas, también es responsable de la seguridad, el mantenimiento de equipo y de suministros adecuados, el pago de cuentas y la operación del campamento. Tractorista, es el operador encargado de abrir las brechas, mediante el rumbo que le señala el

ingeniero topógrafo, con base en el programa previamente elaborado por la jefatura de geofísica. Operador de Motoconformadora, se encarga de hacer más accesibles las brechas donde se va a trabajar, abiertas previamente por el tractor y también buscando la mejor conservación de los vehículos que transiten por ella y evitando deteriorar lo menos posible la naturaleza del lugar. El topógrafo tiene la responsabilidad de localizar la línea y los puntos para colocar estacas identificando con éstos la distancia entre trazas y puntos de tiro (pozos), así como el levantamiento de cada uno de estos. A medida que los hombres (estadaleros) avanzan en el terreno él detecta las dificultades y los problemas que surgirán cuando se detone la línea y busca la manera de evitarlos o resolverlos. Esto implica a menudo localizar líneas alternativas a fin de lograr los objetivos de la exploración a un costo mínimo. Gestor, es quien hace contacto con los propietarios o usuarios de la tierra y obtiene el permiso para trabajar en ella. El perforador es el encargado de operar las máquinas rotatorias con circulación de agua, el operador de ésta perfora los puntos de tiro previamente señalados por el ingeniero topógrafo a una profundidad señalada por el jefe de brigada; él también es el encargado de colocar la carga de dinamita en el fondo del pozo. El observador, es la persona encargada de la observación, por lo general es un ingeniero electricista o electrónico, con un ayudante, por lo regular un pasante de cualquiera de las dos carreras; su responsabilidad esencial consiste en operar los instrumentos, pero también en hacer los trazos preliminares, reales y la adquisición de datos del campo. Tiene bajo sus órdenes personal que varía de 6 a 10 gentes; que son los encargados de tender las líneas y colocar los cables y los geófonos. El tirador, es el auxiliar más importante del observador, es la persona que está más cerca del pozo que se va a detonar, es responsable de la detonación de explosivos al tiempo apropiado por medio de un fulminante que va

colocado en uno de los cartuchos de la dinamita y posteriormente de limpiar el área del pozo de tiro. Cuando las operaciones se efectúan en el campo, se pueden incluir cocineros y mecánicos. Calculista, por lo general este puesto es ocupado por un ingeniero geólogo, electricista o electrónico, auxiliado por una o dos personas pasantes de ingeniería. Su función principal consiste preparar los registros sísmicos verificar que todos los aparatos estén funcionando y preparar las partes corregidas del registro. Lo anteriormente descrito queda representado en el Organigrama 2.1

2.4.1 TRABAJO PREVIO AL LEVANTAMIENTO SÍSMICO

Teniendo organizada la brigada, se procede a recibir por lo general el programa y el plano que indica dónde se va a realizar el levantamiento sísmico. Posteriormente se irá a hacer una revisión física del lugar, para tratar con los propietarios de los terrenos (de ser conveniente) los permisos necesarios para entrar en sus propiedades, ésto puede implicar un pago, a menudo una suma fija por pozo de tiro, como compensación adelantada por daños en que se puede incurrir. A continuación se realizarán las operaciones preliminares, es decir, preparación del terreno, lo cual puede ser entre otras cosas: apertura de caminos y brechas, tanto para el transporte del equipo como para el tendido de las líneas de tiro. Acondicionamiento de caminos y puentes, colocación de señales, instalación del campamento, etc.

Una vez efectuadas las operaciones anteriores, la brigada de exploración traza las líneas que se van a tirar. Comúnmente, esto se hace mediante un levantamiento con tránsito (actualmente de tipo electrónico o láser) y cadena que determina las posiciones y elevaciones tanto de los puntos de tiro como de los centros de los grupos de geófonos.

SUPERVISOR

ÁREA DE OFICINA

COORDINADOR DE BRIGADA

CÁLCULISTA

CAMPO

GESTOR

TOPOGRAFO

OPERADORES DE MAQUINARIA

OBSERVADOR

TIRADOR

49

ORGANIGRAMA 2.1 Organización de una brigada sísmica terrestre usando explosivos en agujeros perforados.

La siguiente unidad que entra en operación es la encargada de generar la fuente de energía, como ya se ha visto puede ser la de explosivos, el vibrosismo, la neumática, etc. Posteriormente se coloca el tendido con la distancia determinada previamente se selecciona la separación adecuada de acuerdo con la longitud de la onda según se va a registrar apoyándose en los datos de geología superficial. Ahora bien, para la realización de un trabajo sísmico de exploración con fines petroleros, se necesitan hacer pruebas de campo. Los parámetros registrados dependen de los objetivos geológicos, es decir, se escogerán y serán los mejores datos, éstos serán utilizados para delinear estructuras geológicas que a su vez serán de interés petrolero.

2.4.2 PRUEBAS SISMOLÓGICAS

Para conocer las condiciones sismológicas óptimas de un área, es necesario llevar a cabo unas pruebas antes de comenzar a trabajar, en la siguiente forma:

- *Determinación de la profundidad.*- Para este tipo de prueba, se perforará un pozo lo más profundo que se pueda. Dentro de este pozo se tirarán cargas a diferentes profundidades; la carga será la misma para cada profundidad pues es necesario que sea así. De cada tiro efectuado se obtendrá un sismograma, estos sismogramas se alinearán debidamente de acuerdo con la energía obtenida de cada tiro efectuado. Esta energía se observará detenidamente y cualquiera de los sismógrafos que tenga la mejor energía se tomará para la profundidad óptima de los puntos de tiro a perforar dentro del área. La profundidad mínima a que se haga esta prueba deberá estar debajo de la capa de intemperismo.

- *Determinación de la carga* - Para este tipo de prueba, se detonara en varios pozos perforados a la misma profundidad con el mismo tendido con variación de carga y en diferentes puntos del área por trabajar. De estos pozos detonados se obtendrá un sismograma de acuerdo con los reflejos obtenidos. Estos reflejos se observarán detenidamente y se tomará cualquiera de estos sismogramas que tengan los mejores reflejos, a partir de éstos se obtendrá la carga óptima para los puntos de tiro del área. Después de saber con qué profundidad y carga se trabajará en el área se procederá a perforar y cargar los puntos de tiro.
- *Determinación del ruido ambiente* - En los trabajos sismológicos de reflexión, Fig. 2 10, es frecuente que no puedan seguirse los reflejos a lo largo de uno o más registros, lo que da la impresión de la carencia de reflejos, en algunos casos absoluta, y puede ocurrir que se intercale en las secciones información errónea o dudosa en un esfuerzo por consignar datos. En muchas áreas las dificultades de correlación se deben a perturbaciones originadas en el punto de tiro (pozo), que tienen componentes, con frecuencias, iguales o cercanas a la s ondas reflejadas y que, por lo tanto, no pueden ser eliminadas por los filtros del sismógrafo. Las perturbaciones originadas en el punto de tiro pueden seguirse con facilidad a lo largo de los registros con poca separación entre los sismodetectores, generalmente *las diferencias de tiempo entre trazas para las ondas de ruido son mucho mayores que las diferencias de tiempo para las ondas reflejadas*. Esto significa que la velocidad aparente de las ondas de ruido es baja y por lo tanto tienen una pequeña longitud aparente de onda pequeña. Teniendo en cuenta que el empleo de detectores múltiples actúa como un filtro en el dominio del tiempo, es decir, que describe señales que llegan con los diferentes valores de tiempo, es posible

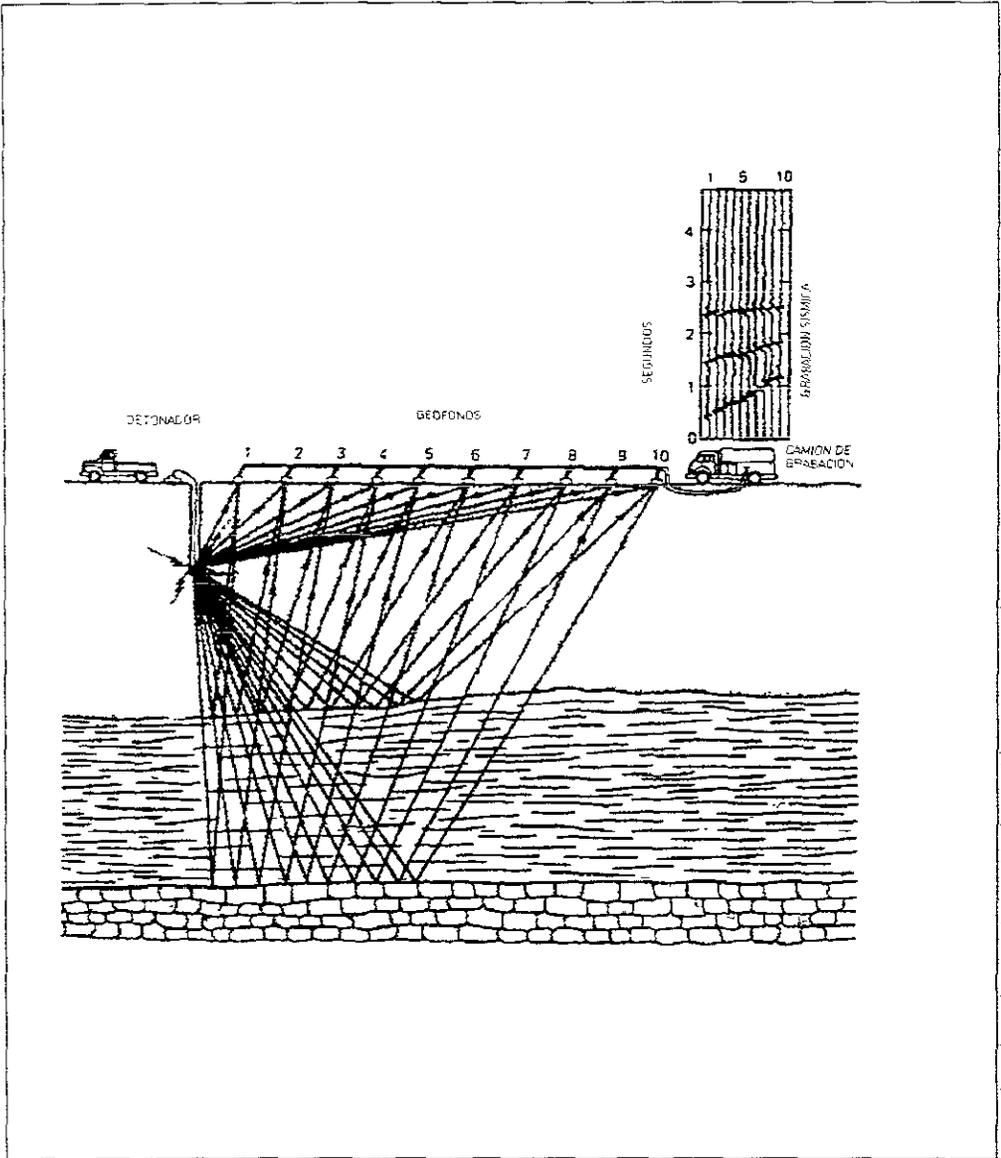


Fig - 2 10 Esquema de un levantamiento sísmico por reflexión

destinar el tendido más adecuado para cancelar parcialmente las ondas de ruido. La banda de ruido (en la que las ondas de velocidad aparente baja pueden interferir con los reflejos) alcanza algunas veces a oscurecer la energía reflejada en gran parte del registro. En otros casos la amplitud de la banda de ruido es menor, pero al ir aumentando la distancia de tiro, el ruido va haciendo ilegibles los reflejos en diferentes porciones del registro normal, haciendo difícil observar la continuidad de las ondas reflejadas. Se catalogan dos tipos de ruido ambiente principalmente, ruido coherente y ruido incoherente o fortuito

- Ruido coherente -Será aquel ruido que aparezca en los sismógrafos como una difracción, o bien, el ruido coherente se manifiesta como las primeras refracciones registradas en el sismograma. Ahora bien, la intensidad del nivel de ruido coherente varía de un pozo a otro, pero sus velocidades aparentes varían dentro de límites pequeños y por lo tanto, las medidas tendientes a cancelarlo son aplicables a áreas de extensión considerables; Sin embargo, es conveniente hacer diferentes observaciones para el análisis de ruidos en un área a fin de determinar si las medidas aplicadas son adecuadas para toda una región en estudio. Para que de esta forma se puedan aplicar las medidas tendientes a cancelar parcialmente las ondas de ruido coherente;
- Ruido incoherente.- Son ondas que se generan por el movimiento de árboles, arbustos, soplo del viento y movimiento del tráfico a lo largo del perfil del tendido, pero se puede mencionar que el mayor generador de éste, es el personal que labora en el campo.

Con el fin de hacer más notables las señales de energía reflejada es necesario hacer pruebas de ruido en el área donde se va a trabajar, mediante las cuales se determinan las características para el trabajo. Se recomienda para esta prueba tener una distancia de 3 metros entre traza se tirará sin filtros para que permita toda la entrada de ruido que sea posible, es decir, que la banda esté abierta. El sismólogo localizará los sitios que a su juicio sean los más convenientes para estas pruebas. Se aconseja que las pruebas no se limiten a una sola línea, sino que se hagan en diferentes partes del área de estudio, con el objeto de tener un conocimiento general de las características del ruido dentro de la región en que se trabaja. Después de haber hecho detonar los puntos de tiro se obtendrá un sismograma por cada uno de ellos. Una vez alineadas las trazas debidamente se observará en cada uno de ellos las reflexiones producidas en el subsuelo. Posteriormente se procede a leer los tiempos en los sismogramas para obtener la grafica tiempo – distancia, Fig. 2.11

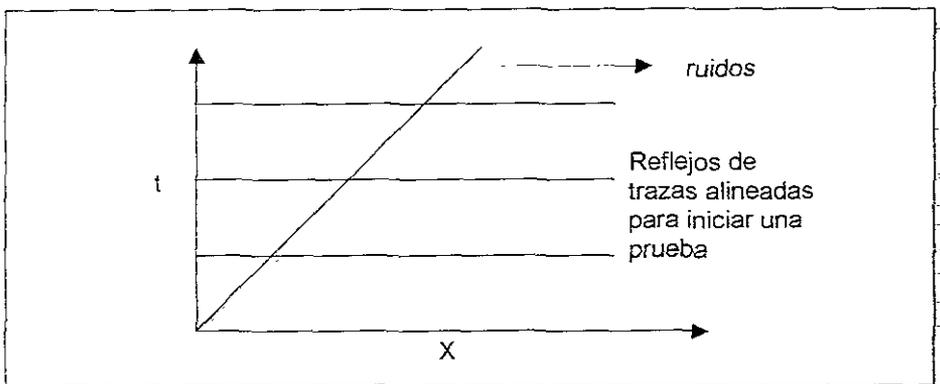


Fig 2.11 Grafica para determinar velocidades

A partir de esta gráfica se determinará la velocidad aparente por segmento, sin olvidar que las unidades que se obtendrán serán congruentes con las de la gráfica. y que se puede representar matemáticamente como:

$$Ax / At = Var \quad \text{Ec (2 1)}$$

Donde Ax . Distancia recorrida

At . Tiempo

Var . Velocidad aparente del ruido

A partir de esta fórmula se determinarán las velocidades aparentes máximas ($Var_{m\acute{a}x}$) y mínimas ($Var_{m\acute{i}n}$)

$$Var_{max} = Ax_{max} / At_{max} \quad \text{Ec (2.1.a)}$$

Donde Ax_{max} : Distancia recorrida máxima

At_{max} . Tiempo máximo para Ax_{max}

Var_{max} : Velocidad aparente del ruido máxima

$$Var_{min} = Ax_{min} / At_{min} \quad \text{Ec. (2.1.b.)}$$

Donde: A_{xmin} Distancia recorrida mínima

A_{tmin} . Tiempo mínimo para A_{xmin}

V_{armin} : Velocidad aparente del ruido mínima

Asimismo, se medirá la frecuencia (f).

$$f = L / t \quad \text{Ec (22)}$$

Donde : f . Frecuencia (Hertz)

L . Longitud de onda

t . tiempo

Una forma práctica para relacionar velocidad frecuencia y longitud de onda es por medio de un **Nomograma** como el de la Fig 2.12 Donde una línea recta relaciona la velocidad, la frecuencia y la longitud de onda Cabe mencionar que las escalas de afuera son métricas, las internas son inglesas. Por ejemplo, una velocidad de 2 km/s y una frecuencia de 50 Hz dan una longitud de onda de 40 m. Ya teniendo determinados estos 3 parámetros se conocerán las características del ruido. Posteriormente se determina la longitud de onda, obteniéndose con ésto la longitud del tendido óptimo para empezar a trabajar el área.

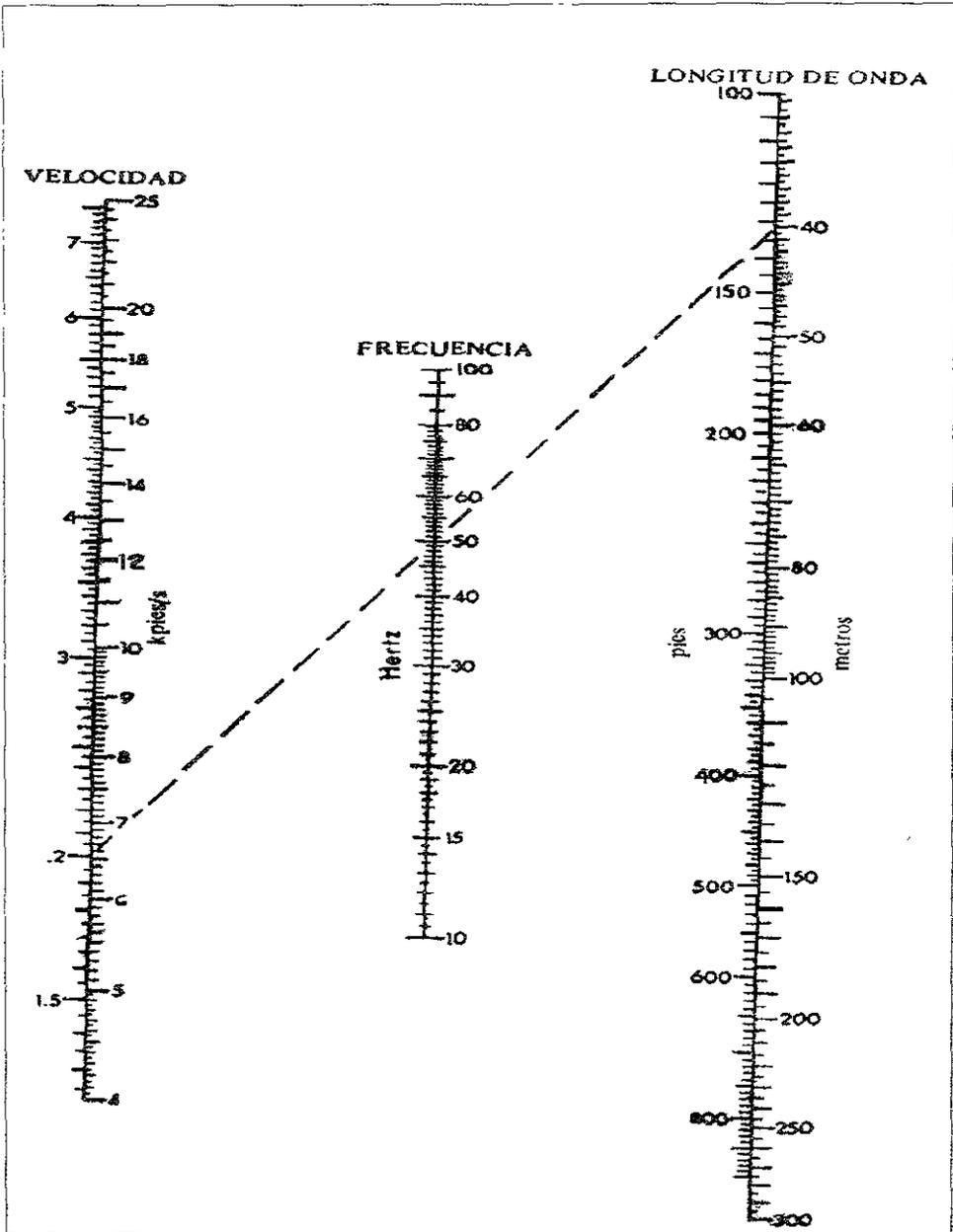


Fig. 2.12 Nomograma que relaciona la velocidad, la frecuencia y la longitud de onda

- *Registro superficial de velocidades.*- Este tipo de prueba se utiliza para obtener las velocidades de la capa intemperizada (V_o) y de la capa inmediata a la intemperizada (V_i) que servirán para el cálculo de las correcciones estáticas. Este registro debe hacerse en el cruce de cada línea del área; pero en muchas ocasiones nada más se hacen unas 4 o 5 y se obtiene una velocidad promedio del área. Para el registro de velocidades superficiales se emplea un pozo, con una profundidad dada por el jefe de brigada. En el pozo se van detonando pequeñas cargas de unos cuantos gramos a diferente profundidad, procurando detonar primero la más profunda. Se pueden detonar tantas cargas como se quiera. De cada una detonación se obtendrá un sismograma con sus lecturas correspondientes, cada uno de éstos se llevará a un gráfico tiempo – distancia de donde se obtendrán las velocidades correspondientes a cada una de las zonas del subsuelo, tanto de la zona intemperizada como de la zona inmediata a ésta. El tendido y la gráfica obtenida se ilustran en la Fig. 2.13

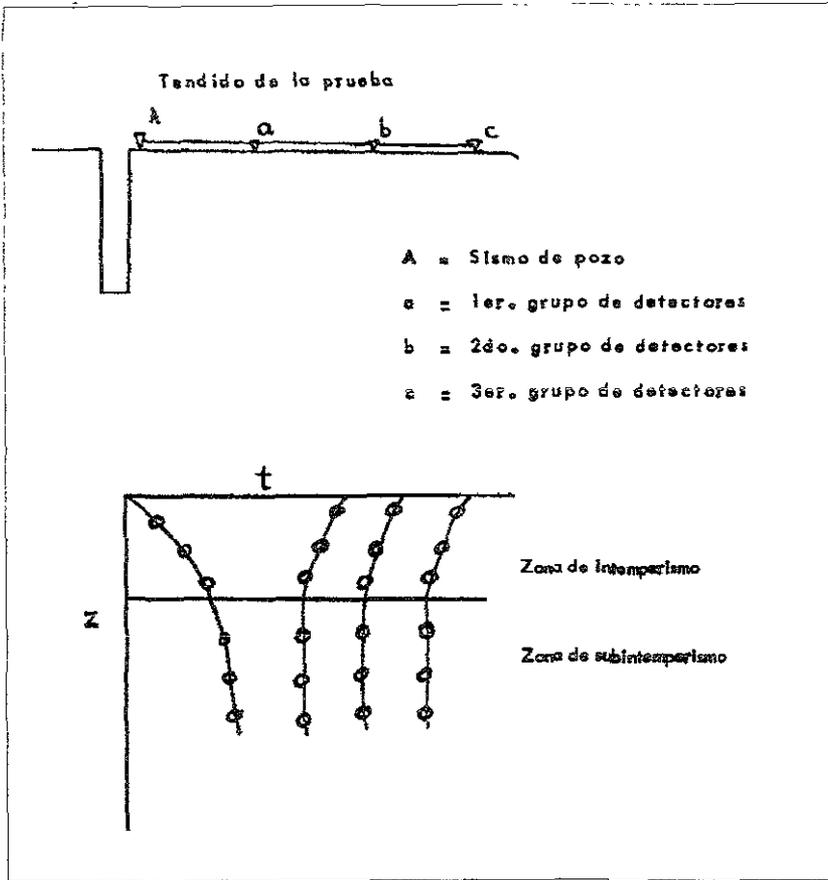


Fig 2 13 Representación del tendido de prueba para el registro de velocidades

- *Análisis de patrones de atenuación.*- Los parámetros de atenuación son filtros que actúan en el dominio del espacio, diseñados para atenuar longitudes de onda corta, que corresponden normalmente a ruidos, y longitudes de onda larga, que corresponden a señal útil. Sus características dependen generalmente de la distribución física de los detectores sobre el terreno

2.4.3 SECUENCIA DE OPERACIÓN EN EL CAMPO PARA LA GRABACIÓN DE LA SEÑAL SÍSMICA

El encargado de realizar esta labor es el observador, el cual se auxilia de dos personas que ayudan a la operación del sismógrafo en el campo. Una de estas manipulará el **Rot-allong**, que es el instrumento donde se conectan y desconectan las líneas de tendido, lugar donde se encuentran los geofonos, los cuales como ya se ha visto son los que registran las reflexiones generadas por el microsismo artificial, provocado por la fuente de energía (pozo de tiro). Cabe mencionar que esta operación se realiza a lo largo de toda la línea. La otra persona es la encargada de checar las líneas y trazas. El correcto registro de estas últimas se verifica por medio del selector de canales el cual tiene una serie de placas pequeñas que corresponden cada una a una traza respectivamente. Una vez que se tienen todos los elementos en el campo, como son: líneas tendidas, sismodetectores plantados correctamente y pozos cargados con explosivos, por ejemplo, se da inicio a la prueba del día llamada prueba de oscilador; la cual consistirá de un tiro simulado, el cual tiene como objetivo comprobar que el tiro funciona correctamente; Si se obtiene ondas en fase, es indicativo que está funcionando adecuadamente. Si todo está funcionando correctamente entonces se encuentran en condiciones para iniciar la grabación de la información del subsuelo en cinta magnética e imprimirse en papel. Por otra parte, cabe mencionar que la grabación de la señal se puede observar en el monitor, por ejemplo, las trazas, los arribos de las reflexiones, entre otras.

2.4.4. DATOS QUE SE PUEDEN VER EN EL MONITOR

El clock time break (CLKTB). Corresponde al tiempo en que se aplica la corriente a la fuente detonadora, éste es un pulso positivo no se graba en la cinta y es la primera señal que aparece en el sismógrafo

El direct Tb - Es el momento en que explota el fulminante (no se graba) Esta señal es de poca amplitud y se repite a cada 200 mseg. Aparece generalmente en la traza número 6.

SOD - Principio de datos Es un pulso negativo que aparece usualmente en la traza numero 8, señal que se graba y que aparece en todos los monitores. Además, es el instante en que el sismógrafo comienza a registrar los datos.

Time Break (TB).- Instante en que se efectúa la detonación Esta señal se repetirá a cada 200 mseg, durante un segundo.

UP hole (UH) - Tiempo de pozo. Tiempo en que viaja la señal y es registrada por el sismo de pozo tiro. que se coloca al lado del mismo

Por último se empezará a realizar el levantamiento sísmico para que toda la información sea llevada al centro de procesado

CAPITULO III

PROCESADO DE DATOS SISMICOS.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ADQUISICIÓN SÍSMICA EN CAMPO

El éxito de un proyecto exploratorio depende de tres factores principales: la calidad de la adquisición de los datos de campo, el procesado de estos datos y la interpretación que se haga con esta información. Todos estos factores son importantes pero es la adquisición la etapa donde recae cierta responsabilidad económica y calidad para el posterior procesado e interpretación.

El *objetivo principal* del procesado de datos es el incremento de la relación señal-ruido, entendiéndose por "**señal**" al tipo de elementos de datos que se desea obtener y por "**ruido**" a otro tipo de elementos que interfieren la señal.

En términos generales el procesado se puede definir como el conjunto de filtros matemáticos aplicados a las grabaciones sísmicas con el auxilio de una computadora digital, los cuales hacen posible identificar la señal útil dentro del ruido ahí contenido, teniendo como *objetivo final* brindar secciones sísmicas que puedan ser fácilmente interpretables en términos geológico-estructurales.

En el método sísmico, la tierra es el medio de propagación, donde la señal creada por una explosión de dinamita o alguna otra fuente de excitación es transmitida en todas direcciones a través de la tierra, con cambios de amplitud y fase para que finalmente sea detectada con un receptor ubicado en la superficie (sismodetector, hidrófono, etc.).

Aunque los aspectos referentes a la técnica de adquisición de datos en el campo comprenden aspectos técnicos y financieros bastante amplios, deben cumplir con características que permitan una buena interpretación, entre las cuales se encuentran los siguientes.

- **Relación señal-ruido.** Esta relación describe qué tan fuerte es la señal respecto al ruido aleatorio. Este término es ampliamente usado en la industria sísmica para calificar la calidad de la información
- **Muestreo en tiempo.** Se conoce como muestreo a la adaptación que se hace de la continuidad de los datos en tiempo para reducir la cantidad de información a procesar y, de este modo, también reducir tiempos y costos en el procesado (con la relación si el muestreo aumenta el volumen de datos disminuye) El muestreo afecta directamente la calidad de la información, ya que de ser malo se puede degradar seriamente el carácter de los datos y con ésto la habilidad de crear una imagen útil para la interpretación
- **Resolución.** Este aspecto es fundamental para la interpretación y su importancia radica en la habilidad de identificar picos individuales en una traza sísmica con la cima y base de una unidad geológica para el caso de la resolución vertical, mientras que en la resolución lateral es el poder ver características de escala fina en un mapa, tales como pequeños arrecifes y canales. La resolución en general depende directamente de la adquisición

3.2 GENERALIDADES DEL PROCESADO DE DATOS.

El procesado sísmico ha sido fundamental para la interpretación a lo largo de la evolución de la prospección petrolera. Debido a esto han surgido muchos avances que permiten aumentar la calidad de las interpretaciones.

Para un buen procesado hay que tener presentes dos factores en especial: la comprensión de los procesos que ocurran en el subsuelo y la secuencia del procesado.

La comprensión del procesado es importante porque a partir de ésta se determinan cuáles datos necesitan correcciones y cuáles compensaciones. La secuencia del procesado se puede definir como una secuencia lógica de procesos con el fin de manipular la información sísmica y así obtener una imagen del subsuelo para interpretar.

Independientemente de los objetivos y limitaciones del procesado se deben considerar los siguientes aspectos.

- Extraer la señal y aumentar la relación señal-ruido
- Preservar la amplitud sísmica en todos sus aspectos.
- Evaluar de manera objetiva la información para su interpretación.

Para aumentar la relación señal a ruido se debe eliminar el ruido presente en los datos. Debido a que el problema de la eliminación de señales no deseadas ha evolucionado junto con el procesado, en la actualidad uno de los objetivos primordiales del procesado es el filtrado de la señal sin alterar las amplitudes sísmicas.

De la gran cantidad de procesos que pueden aparecer en una secuencia se distinguen cuatro categorías básicas en las que se pueden agrupar los datos sísmicos para su mejor comprensión: Tabla 3.1. Además de estas categorías se resalta el hecho de que los procesos pueden ser aplicados en una o en varias **trazas**. Dentro de los procesos de una sola traza se encuentran: la **deconvolución**, la aplicación del **NMO**, el

filtrado y el proceso por **ondícula**, mientras que para procesos con varias trazas se consideran el análisis de velocidades, el **apilado**, el **DMO** y la **migración**

CATEGORÍA DEL PROCESADO	PROCESOS
Ajustes en la ondícula	Deconvolución filtrado
Corrección en el tiempo de viaje	Estáticas, NMO, DMO, migración.
Correcciones en la amplitud	Divergencia esférica, atenuación
Reducción del ruido	Borrado,apilado.

Tabla 3 1.- Categorías en las que se pueden agrupar los procesos sísmicos

3.2.1 COMO DEFINIR UNA SECUENCIA DE PROCESADO

La secuencia de procesado depende del objetivo al que esté dirigido el estudio sísmico y a los problemas del área de estudio. Por ejemplo, para datos marinos encaminados a un estudio de **AVO**, las principales metas son la eliminación de múltiples y la preservación de amplitudes durante todo el procesado. De forma ilustrativa se tiene una secuencia para la migración en la Fig. 3.1. En esta secuencia se aprecia lo que podría considerarse como una secuencia promedio, ya que en ella se engloban aspectos necesarios y específicos en cualquier trabajo de procesado en la actualidad. Dentro de los aspectos necesarios están la geometría, el **picado de velocidades**, la aplicación de estáticas y la migración; mientras que para los específicos se encuentra la inversión, el AVO y los atributos sísmicos

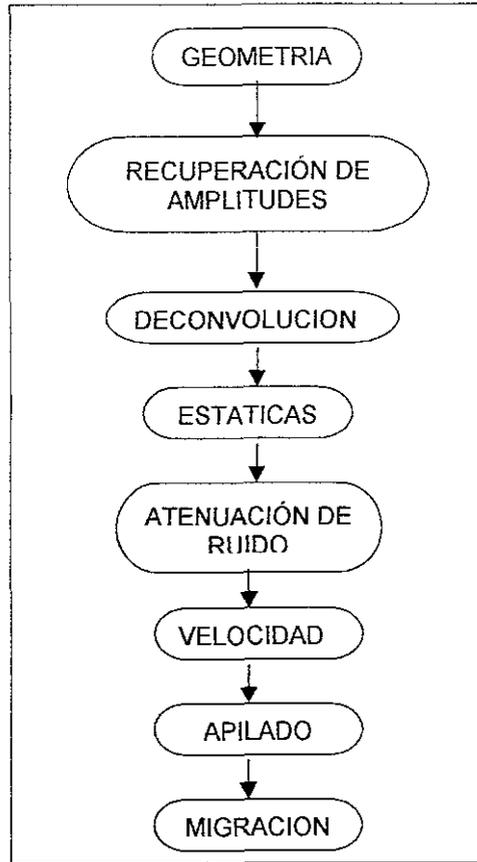


Fig.- 3.1 Secuencia típica a utilizar en un proceso de datos sísmicos

Otro aspecto que no se puede dejar pasar de largo es la cuestión de que si el procesado sísmico se realiza bajo punto de vista estructural o estratigráfico. Sin importar la categoría bajo la cual se desarrolle el procesado, es fundamental que se asegure la producción de información que esté apropiadamente acondicionada y corregida de inconsistencias en tiempo, amplitud y fase.

3.2.2 ESQUEMA DE LA SECUENCIA DE PROCESADO

Antes de iniciar cualquier interpretación estratigráfica, se debe contar con una información sísmica lo más limpia posible de ruido.

Por lo que en la adquisición de datos en campo y durante el procesado hay que ser muy cuidadosos. La clave del desarrollo de métodos para remover los efectos del ruido, es conocer su fuente. He aquí algunos ejemplos.

Las diferencias topográficas en la proximidad de las fuentes sísmicas o en los geófonos podrían causar cambios en la forma de onda. Los programas de correcciones estáticas consistentes con la superficie, normalmente corrigen las diferencias de los tiempos de arribo debidas a dichas variaciones. El procesamiento por ondícula compensa variaciones en la forma de onda de la fuente. El manejo de amplitudes consistentes con la superficie y las compensaciones por divergencia esférica corrigen variaciones de amplitud no generadas por la geología del subsuelo. Las funciones de velocidad y porcentaje de apilamiento permiten la atenuación de algunos tipos de frentes de onda coherentes así como al ruido aleatorio. La deconvolución predictiva y el apilado atenúan los múltiples. La deconvolución ayuda a remover **reverberaciones** cercanas a la superficie y amplía el espectro de frecuencia comprimiendo la ondícula sísmica.

En múltiples ocasiones, diversos autores han opinado acerca del procesamiento de datos sísmicos, considerándolo algo subjetivo, porque no obstante cuan complicados y elegantes sean los algoritmos de proceso, terminan siendo evaluados visualmente, de acuerdo a la experiencia del procesador y/o interprete.

Otro factor también en función a la experiencia del procesador, es el orden bajo el cual serán tratados los datos sísmicos. A dicho orden se le llama secuencia del proceso pudiendo variar de un analista a otro. Siempre se deben tener en cuenta, que una vez aplicado un proceso, el resultado deberá ser mejor en comparación a otros datos iniciales, si no es así, el proceso estuvo mal ocupado o bien no era el adecuado. Otras ocasiones se ocupa la técnica de ensayo y error con el fin de calibrar los parámetros del proceso.

El primer paso antes de proponer dicha secuencia, es conocer el objetivo a resolver en el área de estudio, así como revisar (en caso de existir) toda la información geológica disponible, datos de pozo, procesos anteriores, etc. De igual manera se procede con la información de campo, consistente del reporte del observador, tipo de formato de grabación, número de canales, longitud de grabación, densidad de la cinta, tipo de fuente, longitud del tendido, elevaciones, etc., con el fin de elaborar la geometría de CDP's (que consiste en posicionar adecuadamente las fuentes y los detectores, además de calcular las estáticas de campo y aplicarlas) y eliminar trazas dañadas e incluso puntos de tiro. Una vez hecho esto, se realiza una serie de pruebas (como autocorrelogramas, filtros, etc.) para evaluar la relación señal-ruido en los datos, además de obtener algunos parámetros de proceso y así finalmente proponer la secuencia de proceso, como la que se propone en la Fig. 3.2.

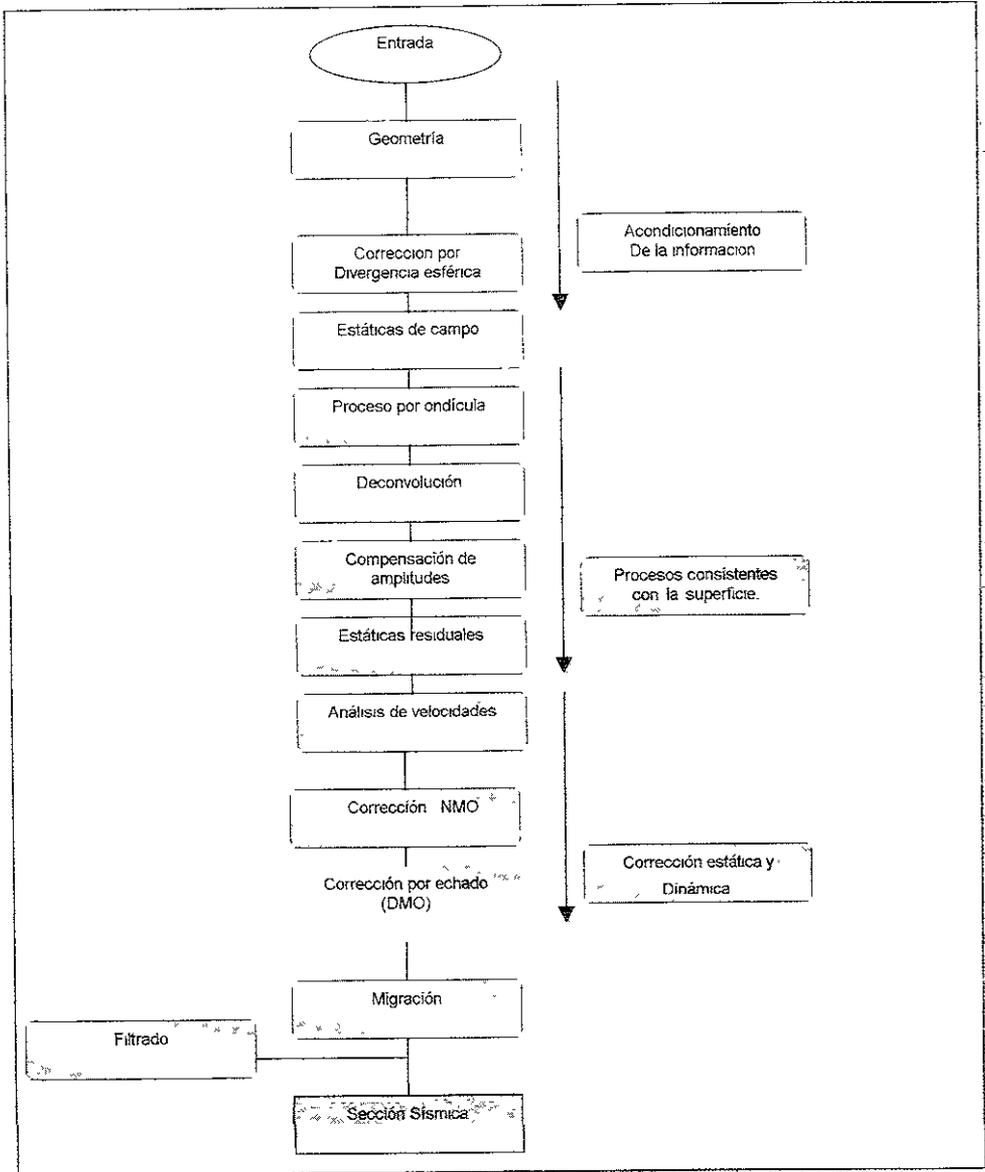


Fig.- 3.2 Secuencia típica de un procesamiento de datos terrestres con el que se obtienen datos de buena calidad para llevar a cabo la generación de secciones sísmicas

3.3 GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN

El primer paso en cualquier secuencia de procesado es la reconstrucción del arreglo geométrico para la obtención de los datos sísmicos. Se hace la aclaración de que este proceso, denominado como geometría no está relacionado directamente con las operaciones de campo aunque efectivamente vincule toda la información del tendido sísmico para procesos posteriores. Debido a la importancia de este paso para cualquier secuencia de procesamiento (considerada obligatoria su ejecución) ya no aparece marcado o mencionado en dicho seguimiento. Mediante la geometría se ordenan las trazas de acuerdo con las coordenadas específicas de cada una pudiendo agruparlas en grupos de tiro o de punto medio. Considerando que el ordenamiento se complica por las irregularidades en la adquisición de los datos, entonces se requiere un binning antes del ordenamiento. El **binning** se realiza mediante la superposición de una retícula en el plano del Punto Medio en donde todas las trazas que caen dentro de cada celda, o **bin**, son asignadas a las coordenadas del Punto Medio en la celda.

El binning además de ser útil para ordenar los datos también ayuda a la generación del apilado, en el cual todas las trazas asociadas a un cierto **CDP** son sumadas para dar una sola traza en esa posición.

3.4 ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS

El acondicionamiento de los datos es la adecuación de estos para un posterior procesamiento. Esta preparación se lleva a cabo mediante correcciones y compensaciones en las amplitudes sísmicas de los registros de campo, además de la eliminación de datos que no se puedan corregir. Debido a que los factores que pueden intervenir en este deterioro de la información son variados y además en ocasiones únicos, la realización de esta etapa de acondicionamiento requiere de una inspección visual a detalle de los registros de campo. Se debe tener cuidado al llevar a cabo esta etapa en la secuencia de procesamiento, debido a que se busca compensar los eventos sísmicos más profundos registrados y no los efectos producidos por la instrumentación o algún tipo de ruido.

3.4.1 INFORMACIÓN DE CAMPO NECESARIA EN EL PROCESO DE DATOS.

La información adicional de campo necesaria para especificar los parámetros del procesamiento de datos, es la siguiente: nombre del área y prospecto explorado, número de línea, identificación del carrete digital de campo, puntos de tiro detonados, trazas por punto de tiro, detectores por traza, tipo de tendido, distancia entre puntos de tiro, distancia entre grupos, longitud de grabación, intervalo de muestreo, multiplicidad del apilamiento, pozos por punto de tiro, profundidad media de la carga, carga media etc.

3.4.2 CORRECCIÓN POR DIVERGENCIA ESFÉRICA

A su paso por los estratos terrestres, las ondas sísmicas tienen pérdidas en los atributos sísmicos básicos: la amplitud y la frecuencia, de ahí la importancia de la aplicación de esta corrección. Todas estas pérdidas se deben al mecanismo de absorción, el cual afecta de manera directa las altas frecuencias. Físicamente la absorción se debe a la fricción en las partículas del subsuelo al transmitirse por ellas las ondas sísmicas, trayendo como consecuencia que se genere calor por estos roces. La razón por la que la absorción se relaciona directamente con la frecuencia es porque ésta es constante en cada periodo, lo que origina que la onda sísmica pierda amplitud en forma exponencial con el tiempo. Todo este proceso de atenuación se supone esférico a partir de la fuente, ya que las ondas se propagan en todas direcciones, de ahí el nombre de esta corrección. De acuerdo con todo lo anterior, el objetivo de esta corrección es recuperar parte de la pérdida en las frecuencias y amplitudes para aumentar la calidad de la información a interpretar.

3.4.3 EDITADO.

Mediante este proceso auxiliar se eliminan trazas ruidosas que sean imposibles de filtrar correctamente. El término "eliminar" en este proceso se refiere al diseño de una tabla en el sistema de procesado, en la que se indiquen las trazas que no se tienen que tomar en cuenta para procesos posteriores. La realización de este proceso requiere de criterio para discriminar los efectos que deben ser eliminados.

El editado tiene dos funciones, la primera es ordenar (Demultiplexar) la información por trazas completas, de tal manera que sea posible su representación en forma analógica. Otra de las funciones es la de normalizar las amplitudes dentro de una traza sísmica. Esta normalización se da como una compensación de la absorción de energía debido a su propagación, la cual ocasiona un decaimiento en la amplitud a lo largo de cada una de las trazas.

Las trazas que deben ser eliminadas son aquellas que tengan ruido de instrumentación, y aquellas que tengan un exceso a sobresalir de las demás, Fig. 3.3, debido a que estas producen amplitudes anómalas que se pueden identificar gracias a que aparecen a lo largo de todo el tiempo de registro.

La razón por la que no hay que eliminar muchas trazas es porque hay que tomar en cuenta que se deben conservar la mayor cantidad de datos para mejorar la relación señal a ruido.

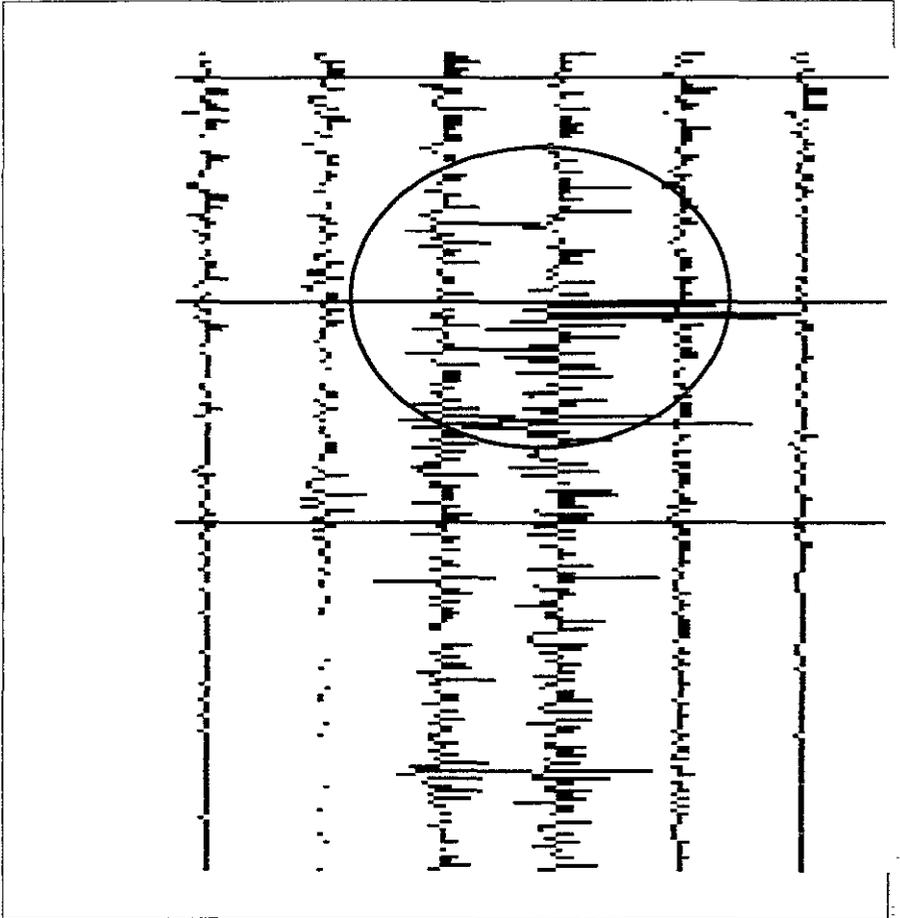


Fig. 3.3 En esta figura se muestra un registro que presenta trazas ruidosas. Se aprecia que estas trazas tienen una tendencia que sobresale en exceso de las demás

3.5 PROCESOS CONSISTENTES CON LA SUPERFICIE.

Esta resolución es útil para la interpretación sísmica, pues requiere que las zonas de interés estén libres de perturbaciones originadas por cualquier otra causa que no sea el estrato o evento en el subsuelo, incluyendo el efecto de las capas cercanas a la superficie y por el sistema de grabación en campo

La esencia de estos procesos radica en considerar que las trazas sísmicas son el producto de la suma de 4 respuestas básicas

- Respuesta de la fuente (efecto de las capas someras por el paso del frente de ondas de la fuente hacia abajo)
- Respuesta del receptor (influencia de las capas someras al paso de las ondas reflejadas hacia arriba)
- Respuesta del subsuelo (respuesta de todas las trazas con el mismo punto de profundidad común ó **CDP**)
- Respuesta del **offset** (respuesta relacionada al arreglo geométrico de los cables y efectos residuales del **moveout**)

Estas categorías, a su vez, se encuentran basadas en las siguientes suposiciones:

- Los factores debidos a efectos en o cerca de la superficie son constantes durante el tiempo de grabación. Estos incluyen la respuesta de la fuente, el acoplamiento de la fuente, la atenuación en las capas superficiales, la sensibilidad del geófono y el arreglo de los geófonos.
- Los factores que permanecen constantes en el tiempo también son consistentes con la superficie. Esto significa que los efectos asociados con una posición particular de la superficie permanecen constantes sin importar la trayectoria de la onda.

- El agrupamiento en CDP se considera válido porque todas las trazas de un determinado agrupamiento CDP contiene esencialmente la misma información

Los procesos que están dentro de esta categoría de consistentes con la superficie son tres, la deconvolución, la compensación de amplitudes y las estáticas residuales. La evaluación visual de cada uno de estos procesos en una sección apilada, es lo que se toma en cuenta para saber el grado de beneficio en que se ve mejorada la información sísmica con su uso

5.1 PROCESAMIENTO POR ONDÍCULA.

Con este nombre se designa una variedad de diferentes procesos que consisten en determinar, suponer u operar en la forma de la ondícula efectiva. Algunas finalidades de los procesos son

- 1 Hacer que la forma de la ondícula sea la misma en todas partes.
- 2 Cambiar la ondícula efectiva a una forma "más deseable"
- 3 Intentar separar la reflectividad de la tierra a partir de los efectos de forma de ondícula

El procesamiento de ondícula que tiene la finalidad de hacer que la forma de la ondícula sea la misma en todas partes, se debe efectuar como un proceso previo al apilamiento para que todas las trazas componentes que se van a apilar tengan la misma forma de ondícula efectiva. Los componentes de baja frecuencia tienen más posibilidad de apilarse en fase que las de alta frecuencia, así que el apilamiento actúa con frecuencia como un filtro atenuador de altas frecuencias; este tipo de procesamiento de la ondícula decrece esta acción del filtrado.

El segundo tipo de procesamiento de ondícula, el cambio a una forma de onda más deseable, se usa para corregir acciones de filtrado (especialmente cambios de fase) asociados con la instrumentación, como el cambio de los datos registrados en hidrófono para que se parezcan más a datos registrados por geófonos, o para producir un mejor acoplamiento entre líneas tiradas con diferentes instrumentos de registro.

El tercer tipo de procesamiento por ondícula, por lo general, es una deconvolución final después de haber eliminado por otro procesamiento tanto ruido como sea posible.

3.5.2 DECONVOLUCIÓN.

La deconvolución tiene como base el modelo convolucional de la traza sísmica. Fig. 3 4. Este modelo asume que la tierra se compone de un número finito de capas horizontales sobre las cuales la señal proveniente de la fuente incide normalmente, para después regresar a la superficie como una versión filtrada de este impulso transmitido

Este modelo se expresa por la relación.

$$\mathbf{x(t) = w(t) * r(t) + n(t)} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

donde:

$x(t)$ es la ondícula registrada

$w(t)$ es la ondícula sísmica básica proveniente de la fuente sísmica,

$r(t)$ es la serie de coeficientes de reflexión,

$n(t)$ es el ruido aleatorio ambiental.

Aunque las causas que pueden intervenir en un registro sísmico son muy amplias, el modelo convolucional abarca de manera general los aspectos más importantes.

Del modelo convolucional se observa que la serie de coeficientes de reflexión expresa la parte geológica desconocida al momento de realizar el procesado sísmico. Esta serie de coeficientes de reflexión, es el resultado de las reflexiones que se producen en cada límite de las capas en el subsuelo y matemáticamente se expresan por el producto de la velocidad y la densidad de cada capa en el subsuelo. Estos coeficientes se representan mediante impulsos afilados, los cuales contienen todas las frecuencias sísmicas posibles (limitado de acuerdo al muestreo de los datos sísmicos).

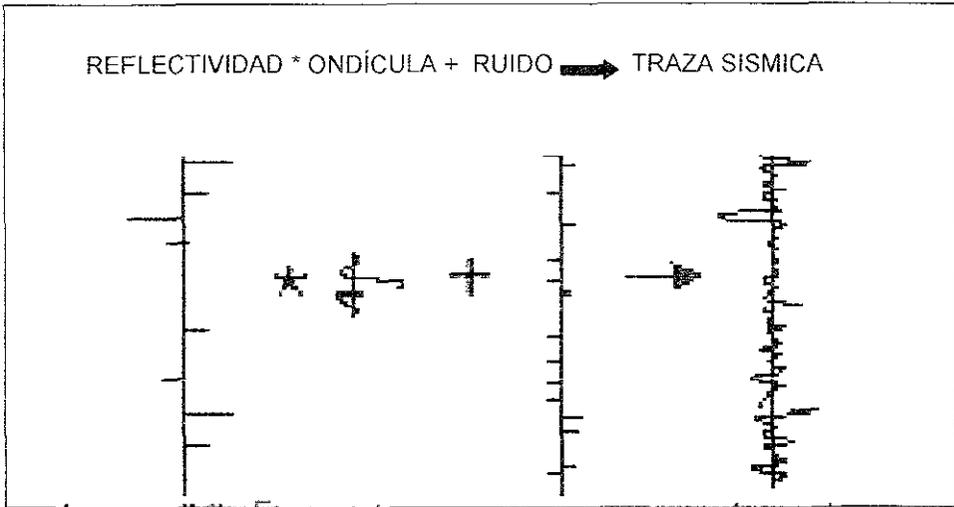


Fig.- 3 4 Modelo convolucional donde abarca todos los elementos que conforman la traza sísmica

Básicamente, el problema sobre el que se basa la deconvolución es el de la estimación de la ondícula producida por la fuente sísmica. Su objetivo es la determinación y eliminación de los efectos de la forma característica de onda producida por la fuente y la respuesta de los detectores en la traza sísmica, así como el de todos los efectos de propagación no deseados que no están relacionados con la serie de reflectividad.

Normalmente la deconvolución es aplicada antes de apilar, sin embargo también es común aplicarla en datos apilados.

Al igual que los otros procesos consistentes con la superficie en este caso el proceso se lleva a cabo estadísticamente, proporcionando los parámetros necesarios para la aplicación de la deconvolución: la longitud del operador y la distancia mínima de predicción, en el caso de una deconvolución predictiva.

ESTADÍSTICA DE LOS DATOS SÍSMICOS
 DE LA REFLECTIVIDAD

3.5.3 COMPENSACIÓN DE AMPLITUDES

Las amplitudes sísmicas son el atributo sísmico más visible de la información y es precisamente en éste en donde se consideran los cuatro factores consistentes con la superficie. El principal objetivo de este proceso es el compensar las amplitudes de los registros considerando todos los factores mencionados. El resultado que se obtiene mediante su aplicación es de considerable mejoría. Su aplicación consta de dos pasos consecutivos. En el primero se hace la descomposición de las amplitudes iniciales en las variables consideradas para la aplicación (fuente, receptor, offset, CDP y canales) y después se utilizan estas estimaciones para calcular los ajustes en las amplitudes de las trazas de entrada.

Un CDP es un punto medio común entre cada pareja de fuente y receptor agrupado en trazas que se supone, están alineados a un punto sobre la superficie, pero esto sólo es cierto para capas horizontalmente estratificadas en el subsuelo. La principal característica de este grupo de trazas consiste en que pueden ser sumadas (apiladas) con el fin de generar una sola traza tal que las reflexiones se conservan por estar en fase, mientras el ruido ambiental o aleatorio se cancela por no estarlo.

3.5.4 ESTÁTICAS RESIDUALES

El proceso de Estáticas residuales trata de compensar los pequeños desplazamientos en los tiempos de viaje de los datos sísmicos, que las estáticas de campo no resuelven, debido a cambios rápidos de elevación, variaciones en la forma y velocidad de la capa intemperizada.

En términos generales (puesto que existen diferentes algoritmos de proceso) consta de tres etapas. la primera se refiere al **picado de los tiempos de viaje** en datos corregidos por NMO, seguida por el cálculo de las correcciones estáticas residuales que se basa en la búsqueda, por el criterio de mínimos cuadrados, del desplazamiento mínimo que produce la máxima correlación horizontal para los eventos de reflexión dentro de la ventana determinada de tiempo, para un mismo CDP y, finalmente, la aplicación de los desplazamientos calculados. Dicha secuencia se muestra en la Fig 3 5

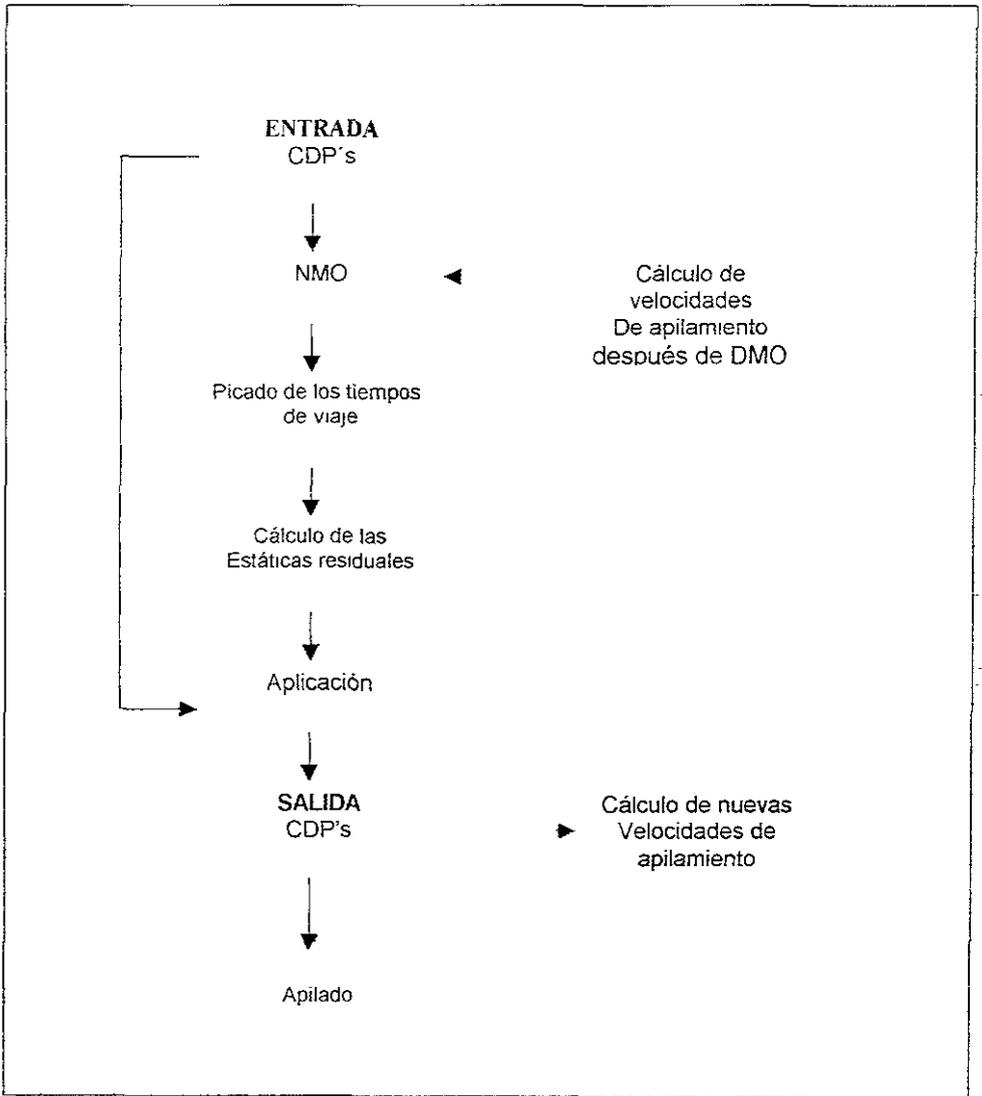


Fig 3.5 Secuencia del proceso para estáticas residuales

3.6 CORRECCIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS

Antes de que las trazas sean apiladas, deben ser corregidas por cambios en tiempo, causados por diferencias en elevación de la superficie y por diferencias en elevación y velocidad de la capa de intemperismo. Tales correcciones son llamadas estáticas a causa de que el cambio en tiempo aplicado es constante para la traza entera. La traza, como un todo, es movida hacia abajo en tiempo.

La técnica básica para las correcciones estáticas es reducir los datos a un nivel de referencia, cambiando los tiempos de viaje calculados de la fuente al nivel de referencia y del receptor al mismo.

La corrección estática es básicamente una corrección vertical de la fuente y el receptor referida al plano horizontal, Fig 3.6, y produce un corrimiento estático, ya sea sumándose o restándose, dependiendo de la posición de la fuente y el receptor con respecto a un nivel de referencia.

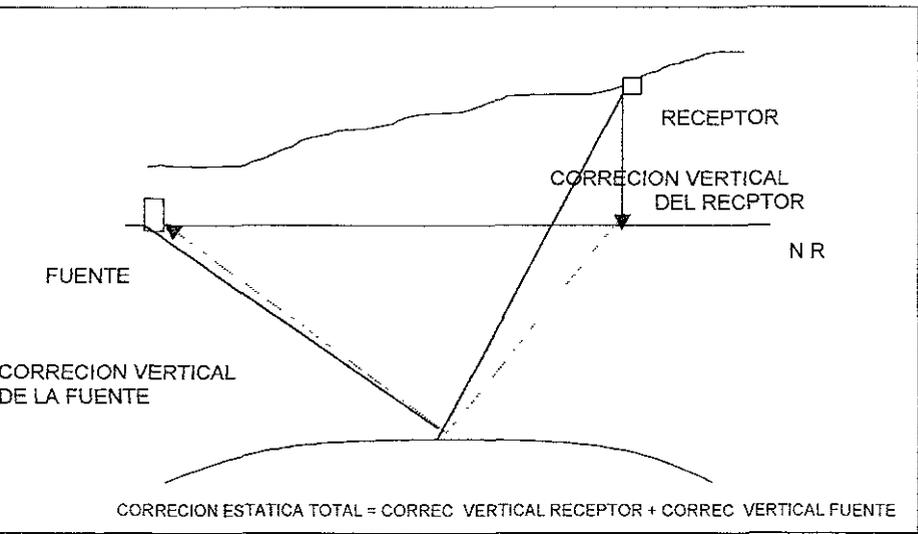


Fig. 3.6 Correcciones estáticas referidas a un nivel de referencia

Los datos deben ser corregidos también por diferencias en tiempo causadas por diferencias en distancias entre la fuente y el receptores, tales correcciones son llamadas "Dinámicas"

A diferencia de las correcciones estáticas, en las cuales la traza entera es movida hacia arriba o hacia abajo, las correcciones dinámicas varían con el tiempo

La corrección dinámica varía como una función de la distancia fuente- receptor y los tiempos de reflexión son conocidos. Si la velocidad raíz cuadrática media (**RMS**) es determinada, entonces la corrección dinámica se puede especificar

La corrección dinámica es, básicamente, una corrección horizontal de la fuente y el receptor referida al plano vertical y varía con el tiempo. en la que los eventos son corridos a su verdadera posición. A esta corrección también se le conoce como corrección NMO.

Las características generales de la función de corrección dinámica son

- Crece con el incremento de distancia fuente-receptor.
- Decrece con el incremento de la velocidad RMS.
- Decrece con el incremento de la profundidad (tiempo)

3.6.1 ANÁLISIS DE VELOCIDADES

En cualquier estudio sísmico, las velocidades son fundamentales, ya que de ellas depende, en cierto grado, la exactitud de la información. Un buen análisis de velocidades se reflejará en la calidad de las secciones a interpretar. En el análisis de las velocidades sísmicas aparecen intrínsecos muchos conceptos que se relacionan directamente con la litología, y que son útiles para la aplicación de los atributos sísmicos y el NMO.

La velocidad es una relación directa de las propiedades del medio (tipo de roca, porosidad y profundidad) en el que se propagan las ondas sísmicas. De todas estas propiedades la más notable es la densidad, ya que de esta depende la rapidez con que las ondas sísmicas se propaguen (a mayor densidad más rápidamente se propagan las ondas). Así, la velocidad puede ser un indicador de la litología.

El término velocidad es muy amplio, por lo que existen varias categorías o clases de velocidad. Dicha clasificación se muestra en la Tabla 3-2, en la que se indican algunas características y el uso principal de cada velocidad.

De todo estos tipos de velocidad, las de intervalo y RMS son las más utilizadas en este trabajo, debido a los requerimientos específicos de los procesos aplicados. Las velocidades RMS son las utilizadas para el cálculo del NMO. La manera en como se determinan las velocidades, es mediante el picado de velocidades en semblanzas, las cuales son la coherencia de las amplitudes a lo largo de un grupo de trazas. Estos picados se hacen en los puntos discretos de máxima coherencia, por lo que las velocidades RMS son linealmente interpoladas, produciendo pares de tiempo-velocidad, que son la base para el cálculo de las velocidades de intervalo.

Velocidades	Características y aplicaciones
Velocidades promedio	Usadas para convertir directamente de tiempo a profundidad. Consideran distancias totales con tiempos de viaje totales para promediar lo que suceda dentro de toda esta totalidad.
Velocidades RMS	Relacionadas matemáticamente con las velocidades de intervalo. Cuando se usan en secciones en tiempo con offsets cortos permiten la suposición de trayectorias rectas para el NMO y la migración.
Velocidades de apilado	Usadas para crear el apilado de mejor calidad. Cuando no hay echado en la zona de estudio se pueden considerar como equivalente a las RMS, permitiendo la estimación de las velocidades de intervalo. Se debe tener cuidado con estas velocidades ya que toman muy en cuenta los echados, aunque dan buenos resultados en estructuras complejas.
Velocidades instantáneas	Este tipo de velocidades en teoría es similar al que se obtienen de los registros sísmicos, ya que debe representar las velocidades verdaderas del subsuelo en un punto específico.
Velocidades de migración	Adecuadas para la migración, pueden ser RMS o de intervalo, pero no de apilamiento

Tabla 3.2.- Velocidades que se utilizan en el procesado sísmico.

3.6.2 CORRECCIÓN NMO

Para que las trazas de un CDP puedan ser apiladas, deben ser corregidas por NMO (Normal Moveout) que es un proceso que remueve dinámicamente el desplazamiento en tiempo debido a la distancia (offset) entre fuente y receptor, corrigiendo todas las trazas a offset cero considerando un medio homogéneo de velocidad constante, Fig 3.7, expresada mediante la formula

$$\Delta t_{nmo} = t(0) \left\{ \left[1 + \left(\frac{x}{V_{nmo} t(0)} \right)^2 \right]^{1/2} - 1 \right\} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

donde:

- Δt_{nmo} : Incremento en tiempo NMO
- $t(0)$: Tiempo doble de reflexión en offset cero
- x : Offset del receptor
- V_{nmo} : Velocidad del medio

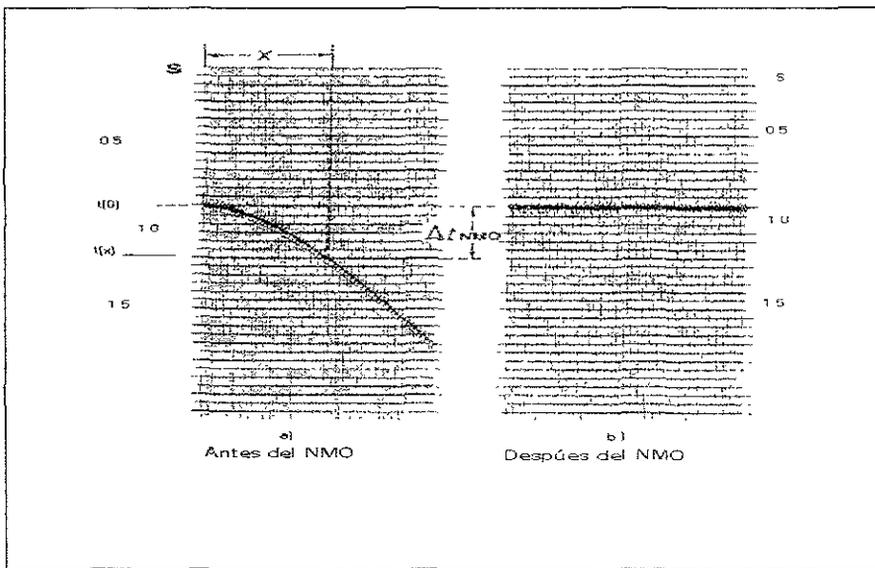


Fig.3.7 Corrección por NMO a un grupo de trazas y convertidas a offset cero

El normal moveout tiene dos connotaciones: como efecto sísmico y como un paso en la secuencia de procesado, de aquí, que se haga la distinción entre estos dos. El efecto será descrito por la palabra en sí, mientras que el paso en la secuencia, con sus siglas NMO. El moveout es el efecto sísmico ocasionado por el offset, apreciado en los registros sísmicos como un retraso en el tiempo de arribo; el NMO es un proceso que "aplana" los eventos de reflexión en un grupo de CDP, preparando los datos para el apilado

La corrección NMO está directamente relacionada con la estimación de velocidades, la cual es importante no tan solo para esta corrección sino también para el DMO y la migración. La razón por la cual se necesitan estimar velocidades, es porque se habla de una corrección en los tiempos de arribo, de tal manera que se tiene que usar una relación matemática que vincule las distancias (offsets) y tiempos de viaje. Además de corregir el efecto del offset, la estimación de velocidades comprime el volumen de datos mediante la posibilidad de generar una sección apilada.

1.6.3 CORRECCIÓN POR ECHADO DIP MOVEOUT (DMO)

Esta corrección es consecutiva del NMO y está orientada principalmente a corregir, de manera adecuada, los buzamientos presentes en una sección.

El proceso DMO también conocido como migración parcial pre-apilado, es un procesamiento multicanal por pasos, que se realiza mediante un ordenamiento en familias de datos de offset común. Es un proceso basado en la teoría de onda que convierte datos grabados en offset distintos de cero (nonzero-offset) a offset cero verdadero, independientemente de los echados presentes. Después del DMO, todo evento con echado es apilado correctamente, además de mejorar el resultado de una migración posterior al tiempo.

Una importante característica del DMO es su independencia de las velocidades. En particular, es relativamente insensible a la velocidad ocupada en la correlación NMO previa. Esta insensibilidad puede ser explotada para estimar unas mejores velocidades de apilamiento, a partir de análisis de velocidad convencional obtenidos de los datos, después del proceso. A partir de que el DMO convierte datos corregidos por NMO a offset cero, se obtiene dos resultados

- Mover eventos con echado de offset finito (se observa una mejor respuesta cuando dichos offset son largos) a su punto de reflexión verdadera, además que remueve puntos de reflexión laterales
- Remueve la dependencia al echado de las velocidades de apilado.

En la Fig. 3.8 se observa la secuencia de los datos que debe llevar todo proceso del DMO.

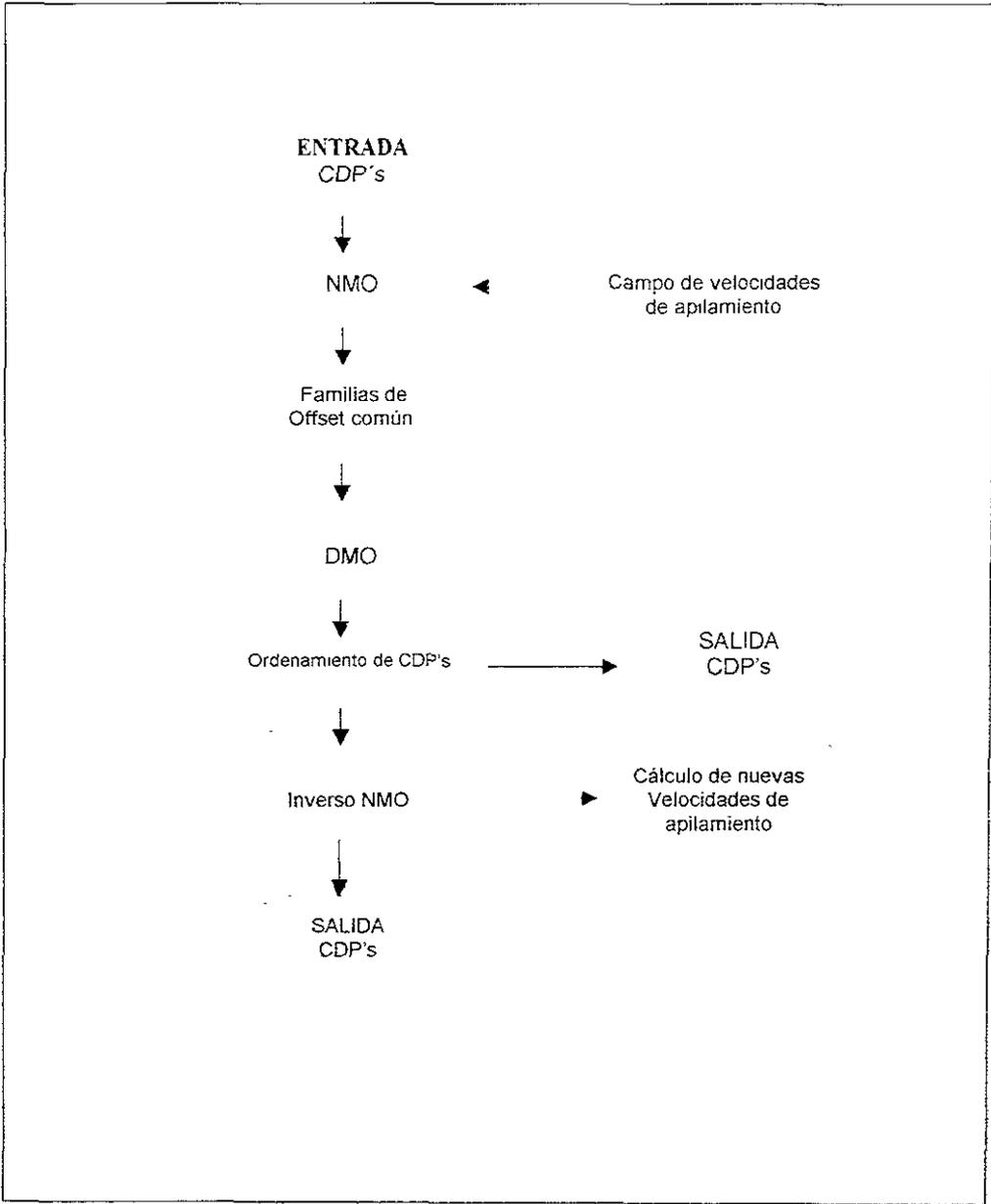


Fig. 3.8 Secuencia del proceso DMO

6.4 APILADO

Esta rutina permite el ordenamiento de trazas individuales de cualquier plan predeterminado y la composición de las mismas para formar una nueva traza de salida sumada, tal como se requiere en el procesamiento de datos **CDP** (punto de reflejo común)

Después de que las trazas han sido reunidas y corregidas tanto dinámicamente como estáticamente en los grupos deseados, se precede a sumarlas mediante.

$$M_i = \sum_{j=1}^n M_{ij} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

onde

- M_i Muestra **i** de la traza apilada
- M_{ij} Muestra **i** de la traza **j**
- n** Numero de la traza apilada

Es obvio que el apilamiento horizontal aumenta considerablemente la relación señal-ruido, atenuando específicamente la energía múltiple, la que no presenta continuidad entre las diferentes trazas de una misma familia CDP. La eliminación de eventos múltiples depende de.

- Diferencia de velocidades entre reflejo primario y reflejo múltiple
- Tipo de tendido utilizado en la recolección de datos
- Porcentaje de apilamiento
- Frecuencia múltiple

3.7 FILTRADO DE LA INFORMACIÓN

De acuerdo con el modelo convolucional, el ruido es un elemento que, por diversas razones, siempre se encuentra presente en la información sísmica. Debido a que la aparición de ruido sísmico puede distorsionar la calidad de las imágenes a interpretar, el filtrado es una etapa importante dentro del procesado.

Se define al ruido como aquel conjunto de "señales sísmicas falsas que no están asociadas con las reflexiones". Estas, aunque tengan alguna coherencia no son de interés para la interpretación sísmica. Sea como fuere, el ruido es un aspecto que no es deseado al momento de realizar la interpretación.

El ruido se agrupa en dos grandes categorías: sistemático y aleatorio. El ruido sistemático se relaciona a los procedimientos de adquisición, artefactos de procesado y múltiples; mientras que el ruido aleatorio abarca al ruido natural y el ruido de instrumentación. Se necesita comprender el origen de cada tipo de ruido para no interpretarlo como un evento real.

3.7.1 FILTRADO EN FRECUENCIA.

Los filtros de frecuencia pueden ser aplicados en forma analógica o en forma digital. Los filtros analógicos convencionales que se construyen con inductancia y capacitancia son considerados como *filtros de frecuencia*.

El propósito de un filtro digital es seleccionar ciertas componentes de frecuencia de una traza y atenuar todas las demás.

Cuando algunas frecuencias en una serie de trazas sísmicas son conocidas por tener un alto porcentaje de ruido, y si se desea quitar (atenuar) estos ruidos, es necesario utilizar un filtrado adecuado, lo cual mejorará notablemente la relación señal-ruido.

Un filtro puede ser diseñado y aplicado en el dominio del tiempo y en el dominio de frecuencia, los resultados son los mismos.

7.2 FILTRO PASO DE BANDA.

Sólo permite el paso de una banda determinada de frecuencias. En la práctica es necesario definir cuatro frecuencias: F_1 , F_2 , F_3 , F_4 , como se muestra en la Fig 3.9 De este modo se especifica la respuesta deseada del filtro en el dominio de la frecuencia

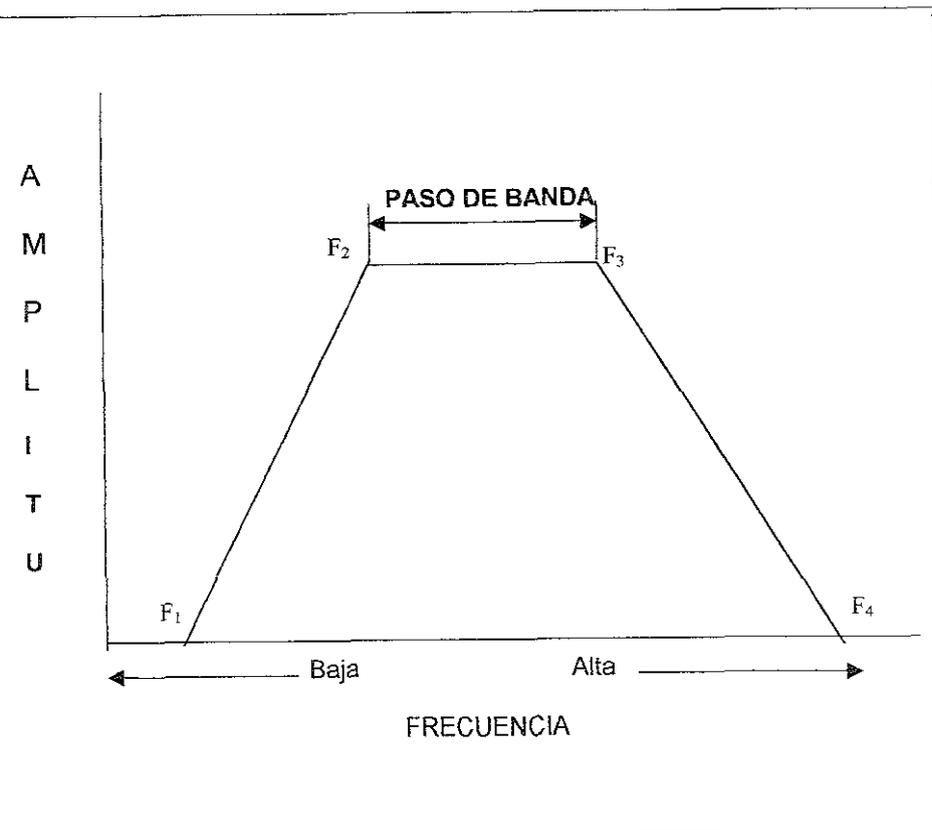


Fig.- 3.9 Filtro paso de banda

Ninguna frecuencia entre 0 y 1 se le permitirá pasar entre las frecuencias F_1 a F_2 se permitirá el paso de los datos gradualmente. Los datos entre las frecuencias F_2 y F_3 son pasados por el filtro sin ninguna atenuación. Por lo tanto las frecuencias entre el rango de F_2 a F_3 corresponden al "paso de banda del filtro".

De F_3 a F_4 nuevamente el paso de los datos decrece, más allá de F_4 a ninguna frecuencia se le permite pasar

3.8 MIGRACIÓN

La migración es un proceso que mueve los reflectores con echado a su posición verdadera en el subsuelo, colapsa las difracciones además de alinear estructuras como planos de falla, sin modificar los eventos horizontales. También puede considerarse como una forma de deconvolución espacial, con el fin de incrementar la resolución. Es un proceso determinístico puesto que está basado en la solución de la ecuación de onda.

El objetivo de la migración es hacer que la sección apilada sea lo más similar a un corte geológico a lo largo de la línea sísmica. Idealmente se desearía una sección en profundidad (lo cual es posible mediante algoritmos mucho más complejos) a partir de la apilada, sin embargo, las secciones migradas regularmente se grafican en tiempo. Una razón de ésto, es porque la estimación de velocidades a partir de los datos sísmicos siempre tiene una precisión limitada. Otra sería que los intérpretes prefieren evaluar la eficiencia del proceso, comparándola con la sección normal. A dicha presentación se le llama *migración en tiempo*.

En la práctica existen varios métodos de migración, y cada método implica aproximaciones y limitaciones que afectan los datos de distintas maneras dándoles diferentes características, así que un método puede migrar mejor para un conjunto de datos, pero otro método puede ser superior para un diferente conjunto de datos, o bien la ejecución de un método dará mejores resultados que otra del mismo método. Las características y aplicaciones más usuales de los métodos se presentan a continuación en la Tabla 3.3.

Tipo de migración	Aplicaciones
Migración de apilamiento	<ul style="list-style-type: none"> □ Migra echados pronunciados. □ Permite la ponderación y la atenuación conforme al echado o la coherencia
Migración frecuencia-número de onda	<ul style="list-style-type: none"> □ Migra echados hasta limitaciones de doblamiento espacial □ Dificulta la acomodación de variaciones de velocidad lateral. □ Se puede aplicar a áreas específicas limitadas. □ A menudo es el método más económico
Migración de diferencias finita.	<ul style="list-style-type: none"> □ Migra echados hasta de 45° (o 15° con una versión). □ Produce menos ruido de migración. □ Es efectivo en áreas de baja relación señal-ruido. □ Puede acomodar variaciones de velocidad lateral.
Migración frecuencia-espacio	<ul style="list-style-type: none"> □ Migra echados hasta limitaciones de doblamiento espacial. □ Con frecuencia es el método más fácil para migración en profundidades.

Tabla 3 3 - Tipos de migración más frecuentes en los procesos sísmicos.

3.9 SECCIONES SÍSMICAS

La representación de los datos sísmicos se realiza por medio de secciones o perfiles verticales, en los que cada segmento representa una reflexión. Por lo tanto, se puede definir a una sección sísmica como la representación vertical de la subsuperficie, en la que cada segmento, como ya se mencionó, representa una reflexión. Las secciones sísmicas pueden tener una representación en 2-D o bien, unir varias secciones para formar un volumen sísmico 3-D, Fig. 3.10 y 3.11, respectivamente. Asimismo, la información obtenida en una sección sísmica se puede guardar en papel impreso, en cintas magnéticas, o simplemente mostrarlas en la pantalla o monitor de una computadora.

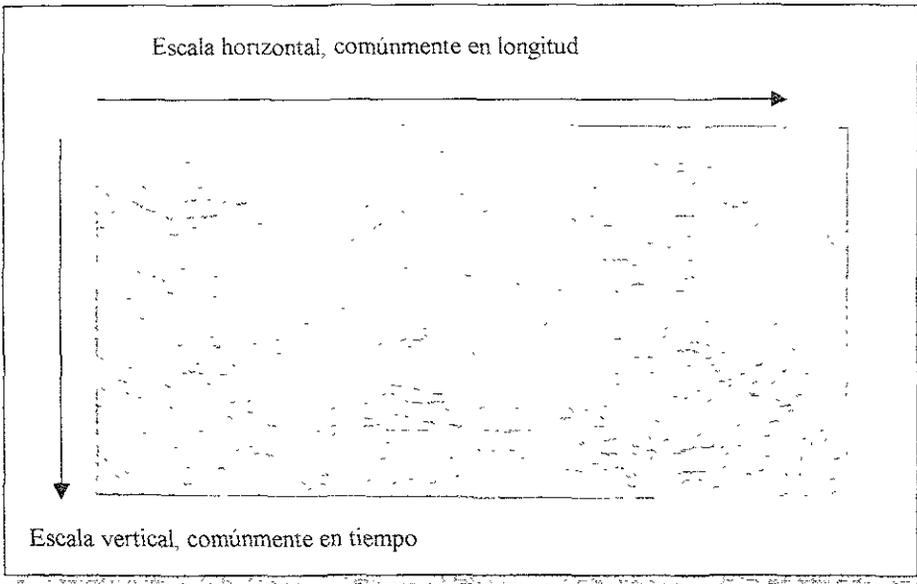


Fig 3.10 Representación de una sección sísmica en 2-D

Haciendo un poco de historia, se puede decir que antes la información sísmica se guardaba en cintas magnéticas y la información de un disparo se grababa en papel fotográfico y las trazas (que se verán más adelante con detalle) además de poder ser impresas se podían observar en un monitor. Estas grabaciones iniciales se trabajaban colocándolas sobre el escritorio con la representación de la superficie del suelo a la izquierda y la profundidad del subsuelo a la derecha, el monitor sólo se utilizaba para hacer inspecciones, así las ondulaciones de las trazas se podían observar en posición vertical u horizontal Fig. 3.12. Las ondulaciones hacia arriba, viéndolas en forma de montaña, fueron llamados picos o cimas y las ondulaciones hacia abajo, valles o artesas.

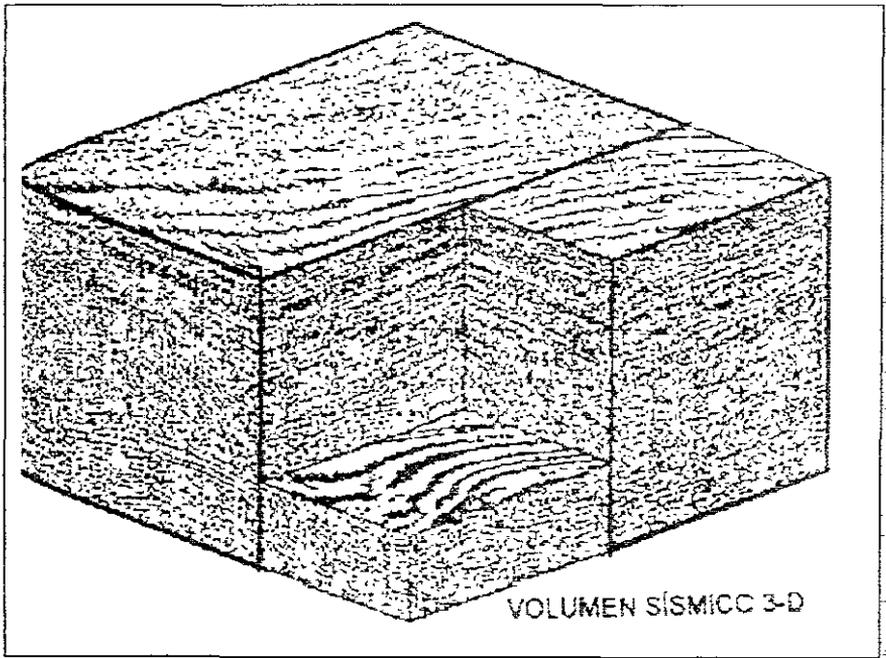


Fig. 3-11 Representación de varias secciones sísmicas para formar un volumen sísmico en 3-D

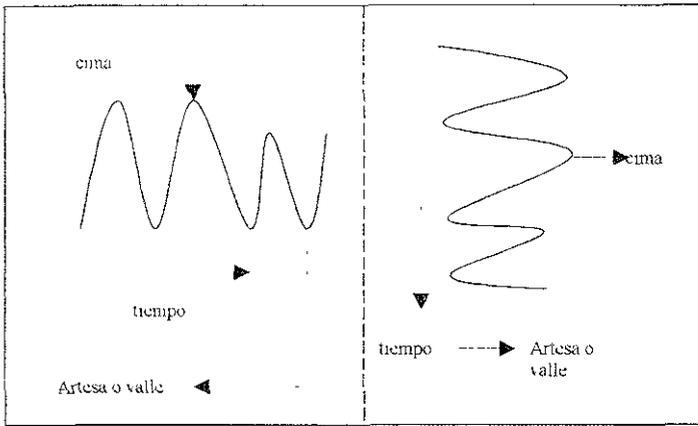


Fig 3 12 Representación de trazas en el papel

3.9.1. OBTENCIÓN DE UNA SECCIÓN SÍSMICA

Para determinar las características físicas, estructurales y estratigráficas en el subsuelo es necesario hacer un análisis detallado de la forma de la onda que es reflejada, de la velocidad de transmisión de la misma, así como de otras consideraciones ya mencionadas anteriormente. Las secciones se obtienen a partir de trazas. Una traza se puede definir como una línea ondulante que es representada físicamente sobre un papel, en un monitor, etc, obtenida a partir de la reflexión de una onda sísmica generada por un microsismo artificial, registrada en la superficie por un grupo de geofónos y sometida a una serie de eventos, Fig 3.13, para finalmente ser parte de la generación de una sección sísmica. Cabe mencionar que también se puede agrupar la información de un grupo determinado de trazas dando como resultado un apilamiento, es decir, la generación de una traza a partir de la suma de trazas de un grupo de trazas. En la Fig. 3 14 se ejemplifica un apilamiento con la información de tres trazas generadas con tres disparos

diferentes y el empleo del método CDP para realizar el apilado. Ahora bien, el apilado tiene como fin mejorar la señal y reforzar los eventos reales, es decir, cuando mayor sea el número de reflexiones de un punto en el subsuelo considerado, mayor será la resolución de la imagen de ese punto de la corteza.



Fig. 3.13 Obtención de una traza sísmica

Un gran número de estas trazas apiladas están colocadas unas al lado de otras para formar de esta manera una sección sísmica. Usualmente hay cientos de trazas en una sección.

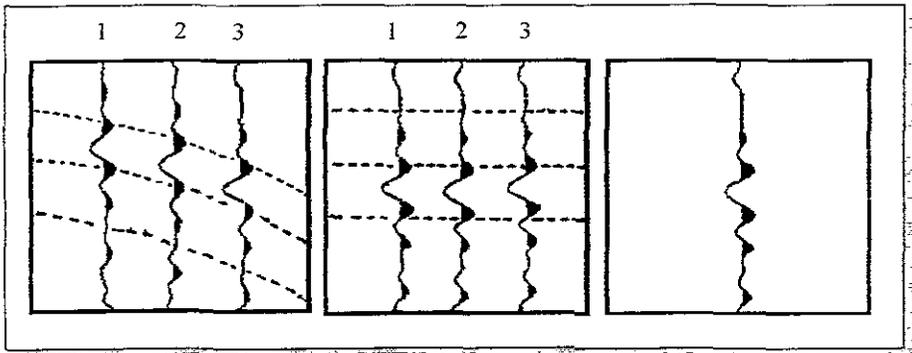


Fig. 3.14 Suma o apilado de un grupo de trazas

1.9.2. PRESENTACIÓN DE UNA SECCION SÍSMICA

Las secciones sísmicas pueden mostrar todos los contornos de las reflexiones y detalles a escoger. La integración de los datos consiste en seleccionar puntos específicos en cada traza, ya sea en la base de los valles o en la cima de los picos. Las diferentes formas de despliegue de trazas son útiles para poder observar contornos y/o detalles. Una sección sísmica es frecuente trazarla sobre un papel en forma de líneas ondulantes, con las cimas rellenas pero hay un gran número de variantes, en las cuales las trazas pueden ser desplegadas, cada una tiene sus ventajas y desventajas. Ahora bien, la forma de presentar una sección sísmica está en función de la forma de la traza, es decir, la forma de representar una traza sobre papel o en el monitor; Lo anterior dará la representación visual de una sección. Entre los sistemas de representación de trazas que forman una sección se tiene

- a) Galvanométrico - Aquí la representación de la traza es la clásica oscilográfica o galvanométrica y consiste en una gráfica simple de la amplitud contra el tiempo de llegada, Fig. 3.15. Para elaborar la traza se hacen secciones films, es decir, secciones que son reducciones fotográficas de los sismogramas colocados uno junto al otro en el orden de registro y teniendo en cuenta las correcciones estáticas, de manera que las reflexiones sean continuas unas de otras. Los horizontes quedan señalados por las reflexiones que se continúan de unos sismogramas a otros. Como puede suponerse la sección resultante es una representación de la profundidad contra el tiempo. Las secciones se construyen con los sismogramas correspondientes a la representación que se desee. El sistema para elaborar las secciones sísmicas consiste en introducir en la central

play-back un plotter o aparato que fabrica automáticamente las secciones films a una escala generalmente más pequeña que la de los registros normales. Este procedimiento de representación tiene el inconveniente de ser muy pesado si se quieren utilizar los sismogramas corregidos manualmente por altitud. Por otra parte, con frecuencia ocurre que no coinciden las líneas de los tiempos de los distintos sismogramas porque siempre varía algo la velocidad de los tiempos de unos a otros. Una ventaja muy significativa para el uso de este sistema es su capacidad para tomar el registro en el campo con un mínimo de filtrado, pero sin duda el más importante es la capacidad para producir secciones de registros que demostraron ser valiosos auxiliares en la interpretación.

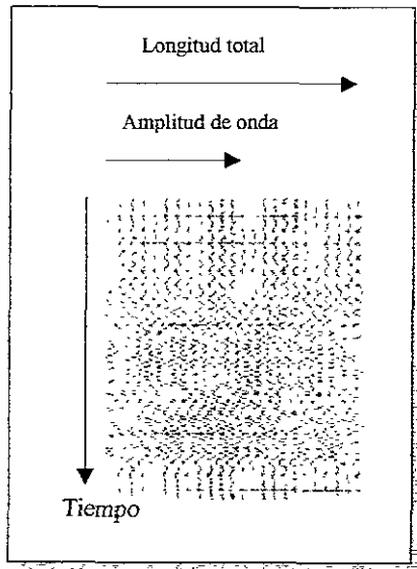


Fig. 3.15 Representación de trazas galvanométricas

b) No galvanométricos - Entre los sistemas de representación no galvanométricos se incluyen tres, que son los que más se emplean

- Presentación de trazas ondulantes - Una sección de trazas ondulantes tiene sus trazos como líneas ondulantes o picos, están muy cerca unas de otras, se caracterizan por estar sobrepuestas donde hay una fuerte reflexión. Fig 3 16 La sección es fácilmente trabajada sobre un escritorio marcando las líneas de reflexión. Pudiera pensarse que al estar encimadas las trazas haría falta información, esto no es cierto, por el contrario un detalle fino de las ondulaciones podrán verse mejor de esta forma. La presentación de la escala es longitud vs tiempo

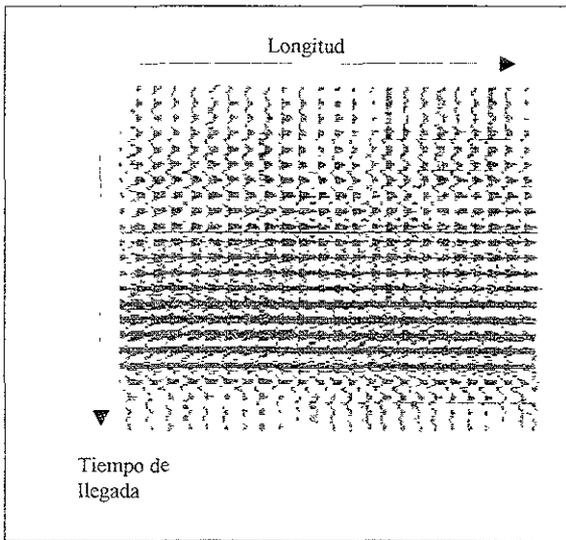


Fig 3.16 Representación de trazas ondulantes

- Presentación en forma de área variable (VA) - Este sistema consiste en representar solamente la parte positiva (o negativa) de cada traza, remarcándose, además, en negro toda la superficie interior de los picos o valles. Generalmente los picos son rellenos únicamente cuando se atraviesan sólidos. En la Fig. 3 17 se indica la representación esquemática de cuatro trazas consecutivas de un sismograma en área variable. Como se observa en la figura la representación sería simplemente la superficie negra del interior de los picos, mientras el resto de las trazas no quedaría representado.

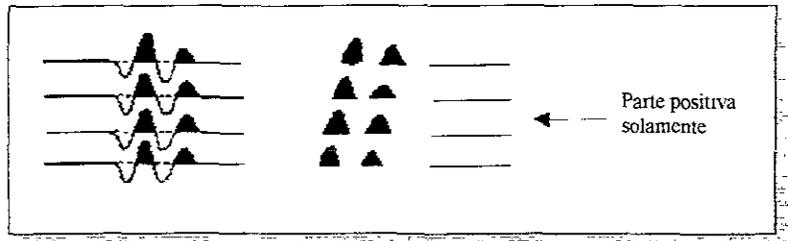


Fig 3.17 Representación de trazas en sistema área variable

- Presentación en forma de densidad variable (VD).- En este sistema la señal eléctrica procedente del amplificador se transmite a una fuente luminosa cuya intensidad es proporcional a la señal, presentándose como en el caso anterior los picos o los valles solamente. De esta manera se obtiene distintos tonos entre gris y negro, correspondiendo, respectivamente, a débiles y fuertes llegadas de energía. Por lo tanto, a lo largo del sismograma se ven variaciones de intensidad del color de los

picos remarcados en color negro, por eso se llama de densidad variable, porque *varia la densidad del color*, Fig. 3.18. Una sección de densidad variable no tendrá trazas sobrepuestas, cada traza es una banda vertical estrecha de una variedad de tonos grises, el cambio de oscuro a claro reemplaza la variación en la cima de la ondulación al valle. La banda es recta con anchura uniforme. Una sección de densidad variable es fácil de observar a distancia con las reflexiones mostrándose en bandas claras y oscuras que cruzan la sección, pero no es fácil manejarla en el escritorio. Si la sección es de una escala grande, no se pueden notar diferencias en el tiempo entre las partes inclinadas de la reflexión de una traza, dando un aspecto de escalera. Para el trabajo en secciones de escalas pequeñas, esta pérdida de detalles no es problema y los grandes contrastes pueden hacer aun aparecer a la imagen. Pero para un trabajo cercano, la pérdida de detalles hace la sección difícil para su estudio. Este sistema permite además *distinguir los distintos horizontes reflejantes por los distintos tonos negros o grises que presenten.*

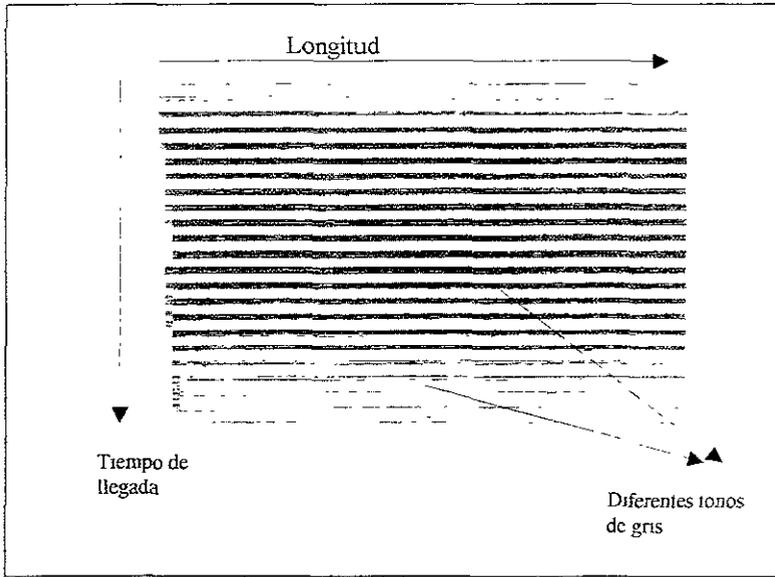


Fig. 3.18 Representación de trazas en diferentes tonos de gris (densidad variable)

Cabe mencionar, además, que para obtener mayor precisión en una sección sísmica se pueden combinar dos tipos de despliegues, por ejemplo uno de área variable con uno de densidad variable, Fig. 3.19. ya que de esta forma se logra mejor precisión en la selección y una buena visibilidad de reflexiones por los diferentes tonos de gris. La combinación de una presentación trazas ondulantes y una de densidad variable es usada ocasionalmente para una forma de superposición.

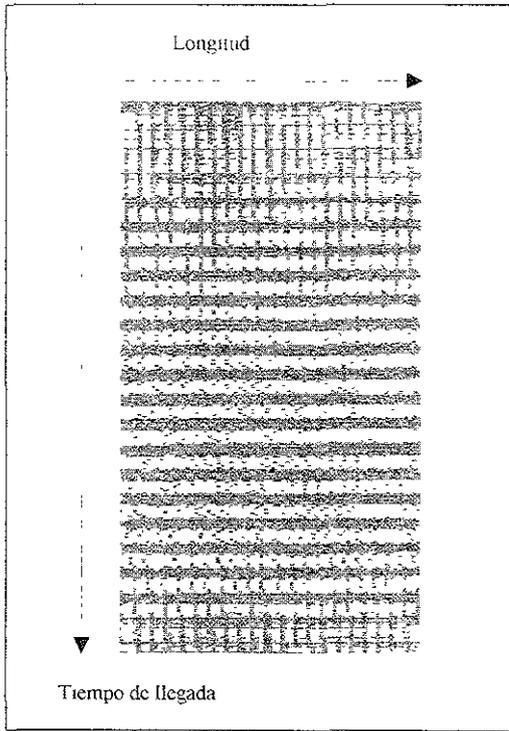


Fig 3.19 Combinación de dos diferentes tipos de trazas área variable y densidad variable

Ahora bien, los datos mostrados en la pantalla o monitor pueden ser ajustados a diferentes requerimientos: así, la forma de la traza puede ser diferente a la que se está imprimiendo en papel. Una sección impresa en papel es interpretada por picos remarcados en él y en la lectura de los tiempos de esos picos desde las líneas de sincronización, pero la interpretación en video puede obtenerse por la computadora.

Así, para la interpretación en pantalla un despliegue de densidad variable puede ser más conveniente. Estos despliegues son usualmente de escala pequeña, de esta manera los efectos de escalera en las reflexiones no son visibles. La pantalla no está

limitada a altos contrastes como la impresión, pero pueden desplegarse muchas graduaciones entre lo claro y lo oscuro. Para algunos propósitos las trazas de ondulaciones pueden algunas veces necesitarse en pantalla. La investigación detallada del carácter de la reflexión puede hacerse mucho mejor en trazas de ondulación que en VD. Un despliegue en VD se usa usualmente para observar todos los datos. Las trazas extras pueden añadirse por interpolación y se lleva acabo añadiendo una copia de un trazo vecino a ese trazo.

3.9.3 ESCALA DE UNA SECCIÓN SÍSMICA

La escala de una sección sísmica tiene 2 medidas diferentes. Una escala horizontal en distancia, que representa la longitud de la línea sísmica sobre la superficie y una escala vertical que se encuentra en unidades de tiempo y representa la cantidad de tiempo que tarda el sonido reflejado en alcanzar la superficie, este es el tiempo de reflexión, también llamado tiempo de dos vías. Una impresión en papel convencional de una sección tiene líneas sincronizadas, líneas horizontales en intervalos típicos de 0.1 segundos. El dato de número de puntos de disparos se encuentra registrado en la parte superior de la sección sísmica. Cada sección contiene la siguiente información: dirección en la que fueron hechos los tendidos, una etiqueta de localización, número de líneas, el nombre del área de información de la línea que fue disparada y procesada, entre otras cosas.

Por otra parte, una sección desplegada en una pantalla de video no necesita de líneas de sincronización, la computadora puede leerla a cualquier tiempo automáticamente. Además de no necesitar dirección, las secciones son llamadas por

número de línea y número de punto de disparo. Las reflexiones corren cruzando la sección, pero fuera del movimiento normal de la curvatura de reflexión en el monitor se tendrán que remover en el procesamiento de los datos. Las reflexiones sobre la sección muestran las posibles rocas que la conforman, así se podrá hacer una delimitación y descripción de la sección de interés.

Por último, cabe mencionar que las secciones pueden ser representadas, como ya se mencionó, en 2-D o 3-D, ser presentadas en color o en blanco y negro, esto depende del paquete con que esté trabajando, aunque casi en su totalidad los simuladores comerciales pueden presentar la sección como uno lo prefiera. Hay en el mercado varios simuladores, el uso de uno u otro dependerá de las necesidades, objetivos, metas y costos, de la empresa u operador de éste, entre otros aspectos.

3.9.4 EJEMPLOS DE SECCIONES SÍSMICAS

A continuación se presentan algunos ejemplos de secciones sísmicas tomadas en diferentes campos de la Republica Mexicana, no se menciona el nombre ni el lugar donde fueron tomados ya que la compañía que realizó el trabajo no lo especifica. En las Figs. 3.20 y 3.21 se muestran secciones, donde la representación de las trazas es de la forma ondulante en combinación con una de densidad variable, aquí se puede apreciar que se utilizó el método CDP para el levantamiento sísmico, así como, la escala utilizada, que en este caso es de profundidad vs longitud (especificando los puntos CDP)

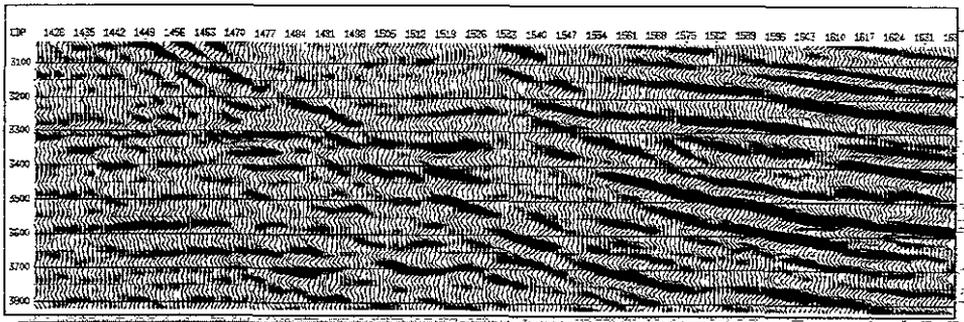


Fig. 3.20 Representación de una sección sísmica con escala profundidad vs longitud

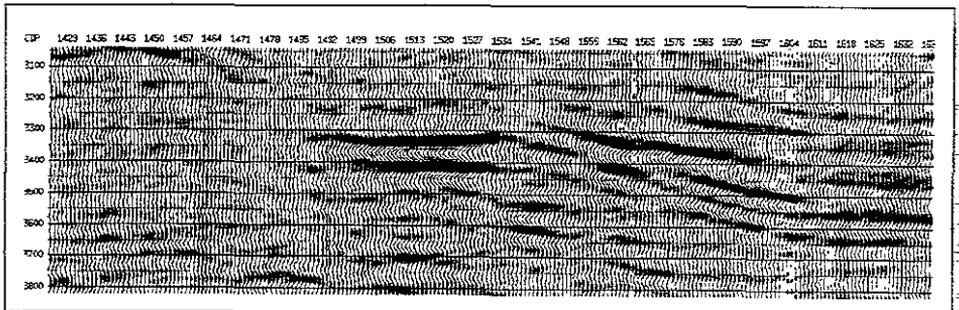


Fig. 3.21 Representación de una sección sísmica con escala igual que la anterior

La Fig 3.22 muestra otra forma de presentar una sección sísmica. A diferencia de las anteriores, aquí la traza se presenta utilizando la técnica de densidad variable. La escala ahora es tiempo vs longitud (especificando los offset)

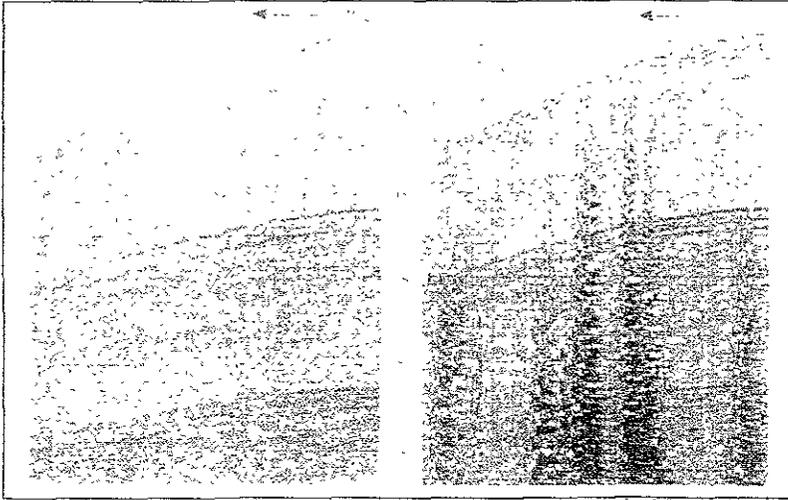


Fig. 3.22 Representación de una sección sísmica utilizando densidad variable y escalas offset vs tiempo de llegada de los reflejos (mseg)

En la Fig. 3.23 se muestra la presentación clásica de una sección sísmica donde las escalas son: longitud vs el tiempo de llegada de los reflejos, comúnmente en milisegundos. Aquí la presentación de la traza es una combinación de una ondulante con una de densidad variable.

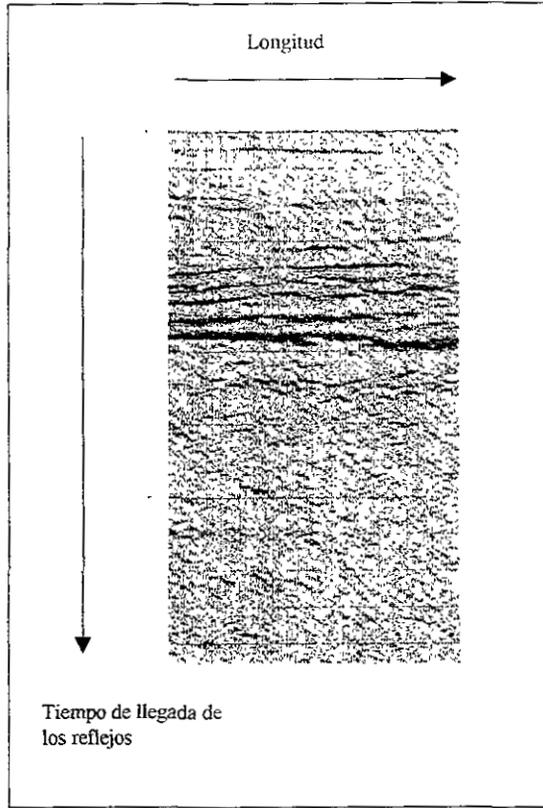


Fig. 3.23 Presentación clásica de una sección sísmica donde las escalas son longitud vs tiempo de llegada de los reflejos

CAPITULO 4

ASPECTOS IMPORTANTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

4.1. ASPECTOS GEOLÓGICOS

La geología es la ciencia que estudia a la tierra, es un conjunto ordenado de conocimientos acerca del globo terrestre en el que vivimos. Los profesionales encargados de desarrollar esta disciplina son los geólogos. Otros profesionales no menos importantes son los geofísicos, su labor de ambos en la actualidad es muy importante dentro y fuera de un grupo interdisciplinario, es por este motivo que el ingeniero petrolero debe estar capacitado para poder colaborar con ellos. Hoy en día se trata de conjuntar los conocimientos de varias disciplinas para tener mayor éxito dentro de la industria petrolera. Para poder lograr este objetivo la información geológica obtenida por medio de sísmica y en particular de las secciones sísmicas, se ha vuelto fundamental para la localización de yacimientos de hidrocarburos, migración de fluidos, delimitación de campos, elaboración de planos estructurales y estratigráficos; Actualmente está en desarrollo su utilización para determinar parámetros petrofísicos.

4.1.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La geología estructural estudia las formas que toman las rocas tanto en la superficie como en el subsuelo, debidas a fuerzas activas que han modificado su posición y forma original. Los movimientos que afectan las rocas sólidas provienen de fuerzas del interior de la tierra y son las causantes de estas modificaciones. Con la información

sísmica, los monoclinales, fallas y las discordancias pueden reconocerse a simple vista en las secciones sísmicas. Antes de ejemplificar algunos resultados obtenidos por medio de la sísmica, se recuerdan algunos conceptos de geología.

4.1.1.1. PLEGAMIENTOS

Son ondulaciones en las rocas de la tierra. Los plegamientos son las formas más comunes de la distorsión de la corteza terrestre, Fig. 4.1. Por consideraciones teóricas y en función de resultados experimentales, se ha llegado a la conclusión de que sólo existen cuatro modos fundamentales de plegamiento: plegamiento concéntrico, plegamiento de crucero, plegamiento por flujo y plegamiento inarmónico.

- a) Plegamiento concéntrico.- Se produce porque todos los movimientos internos son paralelos al plano de estratificación. Es el plegamiento clásico de una capa originalmente horizontal, con el desarrollo de planos de cizalleo paralelos y concéntricos en los flancos de los pliegues, corresponden a una deformación elástica – viscosa que es típica de la parte superior de la corteza terrestre. El plegamiento concéntrico también es denominado plegamiento paralelo.
- b) Plegamiento de crucero.- Se produce mediante un proceso por el cual todos los movimientos internos tienen lugar en los planos de cizalleo, los cuales no cambian su posición durante el proceso de plegamiento.
- c) Plegamiento por flujo.- Es una clase de distorsión en la que se pierde la orientación fija de los planos de cizalleo con respecto a las direcciones del esfuerzo. El

movimiento interno ya no está orientado, sino que puede tomar cualquier dirección, un ejemplo típico se tiene en rocas débiles como la sal.

- d) Plegamiento inarmónico.- Son aquellos en que la continuación de los pliegues hacia abajo no es ni concéntrico ni semejante. Su forma más extrema se presenta cuando un pliegue se mueve hacia abajo rápidamente y forma una especie de arruga sobre una superficie plana no perturbada.

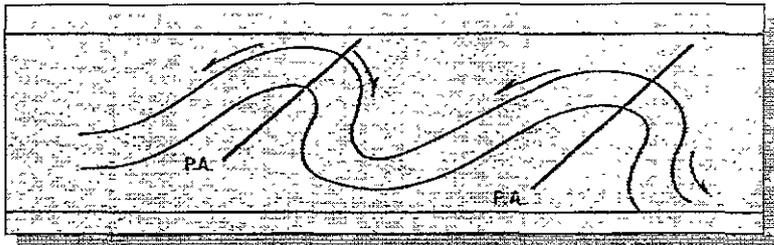


Fig. 4.1 Representación de plegamientos

4.1.1.1.1. ANTICLINAL

Son estructuras plegadas, en las que los techos de las capas son convexos y las capas más antiguas quedan en el centro de la estructura. En los anticlinales simples y en los domos estructurales generalmente se les considera que tienen un eje largo y uno corto, los flancos buzan opuestamente a uno y otro lado de estos ejes. Algunos anticlinales alcanzan formas muy complicadas y ocasionalmente los dos flancos se inclinan en la misma dirección o son horizontales, Fig. 4.2

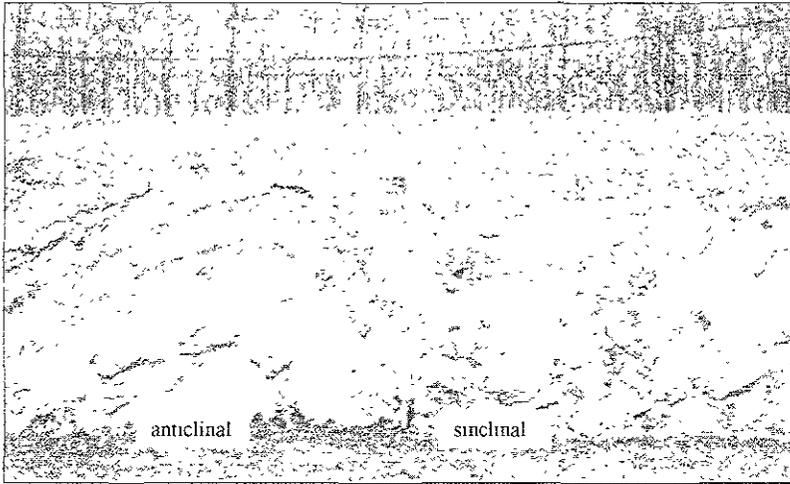


Fig. 4.2 Ejemplo de anticlinal y sinclinal

4.1.1.1.2. SINCLINAL

Es un pliegue cóncavo, Fig. 4.2 Los dos miembros buzan uno hacia otro, aunque los flancos pueden inclinarse en la misma dirección, llegando casi a ser horizontales o plegados completamente. Un sinclinal es generalmente plegado con rocas más jóvenes hacia el centro de éste y su expresión fisiográfica es un valle, cuando se trata de una roca suave.

4.1.1.2. FALLAS

Las fallas son rupturas de las rocas en las cuales existe un desplazamiento entre ambos lados del plano de rupturas. También se dice que las fallas son las fracturas de las rocas en las que ha habido movimientos de traslación, ya sea verticales u horizontales o bien combinados. Las fallas y sus desplazamientos varían desde unos centímetros hasta decenas de kilómetros, y pueden ser originados por esfuerzos de compresión, de tensión

o de torsión. Se pueden distinguir tres tipos de fallas principales: inversas, transcurrentes y normales

- a) Fallas inversas - También se le conoce con el nombre de falla de empuje, Fig. 4.3 y es una falla en la que el bloque del techo parece haberse movido hacia arriba con relación al bloque del piso. Es lo opuesto a la falla normal o de gravedad.

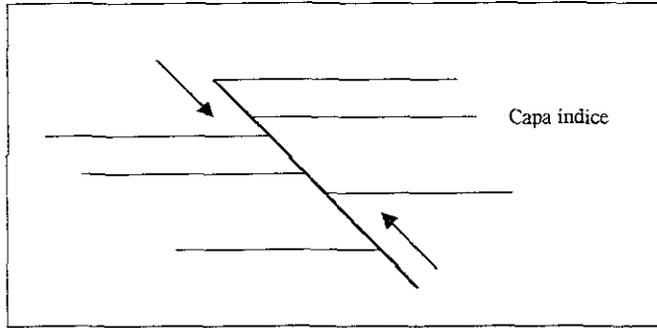


Fig. 4.3 Falla inversa

- b) Fallas transcurrentes.- Son aquellas en las que la presión intermedia es vertical y los planos de la falla también son verticales, formando un ángulo menor de 45° con la dirección de la presión máxima.
- c) Fallas normales.- Falla en la que el bloque del techo parece haberse movido hacia abajo en relación con el bloque de piso. Es lo contrario de una falla de empuje. Se le llama también falla de gravedad, Fig. 4.4

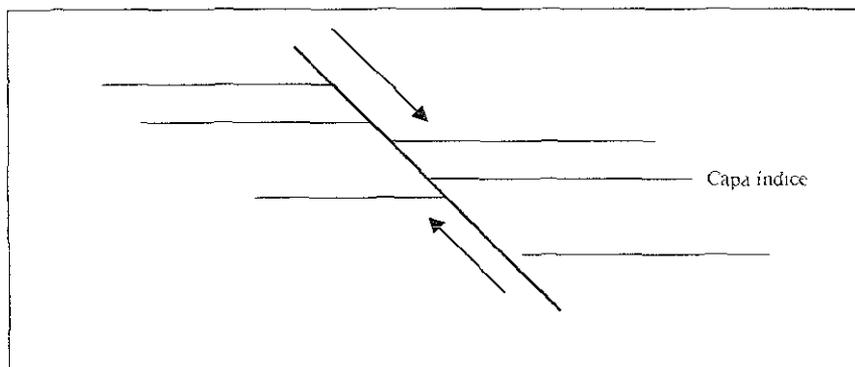


Fig. 4.4 Falla normal

4.1.1.3. DOMOS SALINOS

Se definen como una columna con núcleo de masa salina rodeada de material sedimentario estratigráfico. También se pueden definir como cuerpos intrusivos que afectan a las capas que se localizan encima de ellos, las cuales normalmente sufren una deformación, Fig 4.5. Se depositan en cuencas cerradas en donde se han concentrado tanto el agua de mar como de los ríos, la evaporación de esta agua es intensa hasta llegar a la concentración necesaria para la precipitación de las sales solubles. Los domos son de secciones más o menos circulares con diámetros hundidos en la parte columnar desde menos de 1 Km hasta más de 8 Km. Pueden ser de dos tipos

- Penetración de diapiros.- Son aquellos en que la masa salina ha perforado o atravesado en su carrera ascendente a los sedimentos.
- Arqueamiento.- Son los que han arqueado a los sedimentos sin perforarlos

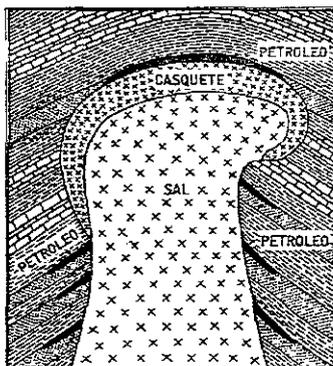


Fig.4 5 Diagrama esquemático de un domo salino

Son importantes porque ofrecen ejemplos magníficos del comportamiento plástico de las rocas y el efecto que producen en las rocas más rígidas.

4.1.1.4. ARRECIFES

El término arrecife, tal como lo usan los geólogos petroleros, comprende una amplia variedad de tipos, incluyendo tanto extensos arrecifes de barrera que cubren grandes áreas, como pequeñas cimas arrecifales aisladas. Incluye estructuras de carbonatos formados directamente por organismos, y sus agregados comprenden calizas y otras rocas carbonatadas relacionadas, así como bancos de sedimentos de carbonatos interstratificados (y a veces también no carbonatados). Las dimensiones de los arrecifes van desde unas decenas de metros hasta varios kilómetros: los grandes arrecifes tienen decenas de kilómetros de longitud, unos cuantos kilómetros de ancho y de 200 a 400 m o más de extensión vertical. Algunos arrecifes crecen en los linderos entre diferentes ambientes, como los del tipo de márgenes continentales y de barrera que se muestran en

la Fig 4 6, mientras que otros, como los arrecifes de parche y pináculo, están rodeados por el mismo ambiente

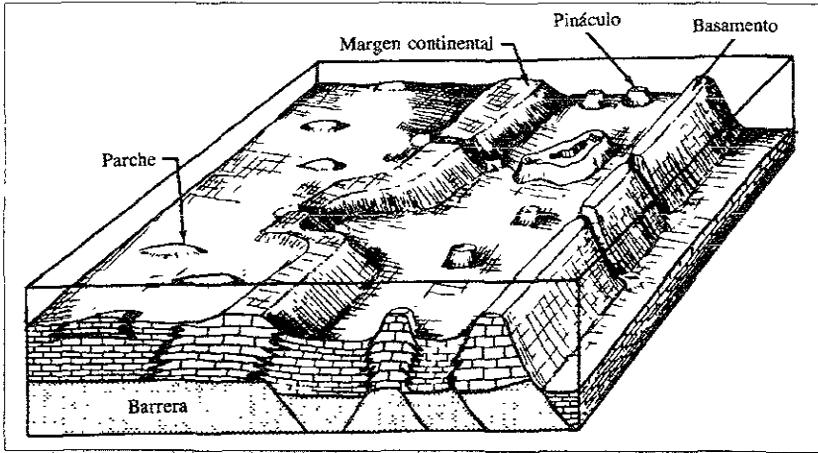


Fig 4 6 Representación de varios tipos de arrecifes

4.1.1.5. TRAMPAS

Una trampa es una roca porosa y permeable, ubicada inmediatamente abajo de una roca impermeable, y que está deformada u obstruida geológicamente de tal manera que se puedan atrapar fluidos (hidrocarburos). Otra forma de definir a una trampa es como una estructura que retiene petróleo o gas, ya que estos se encuentran rodeados por roca permeable. En la Fig 4.7 se presentan algunos ejemplos de trampas.

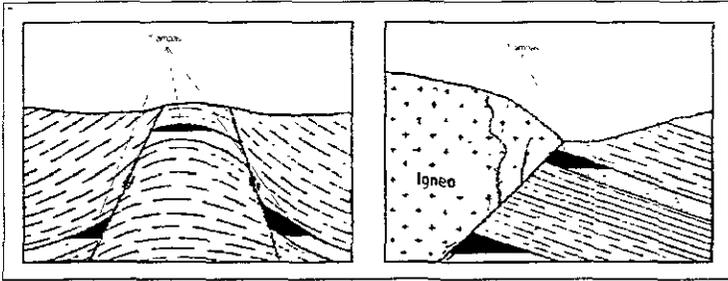


Fig. 4.7 Ejemplos de trampas

4.1.1.5.1 TIPOS DE TRAMPAS

Se han propuesto varias clasificaciones de trampas, algunas de ellas muy detalladas, pero ninguna de estas clasificaciones es del todo satisfactoria ya que muchas trampas podrían no cumplir con todas las características que se requieren para que pudieran quedar dentro de alguna de tales clasificaciones. Con base en lo anterior, se ha propuesto una clasificación que, aunque simple, se considera que es útil ya que comprende todas las trampas en las que existen hidrocarburos. Esta clasificación agrupa a las trampas en tres tipos básicos: trampas estructurales, trampas estratigráfica y *trampas combinadas*.

- A) Trampas estructurales.-Una trampa estructural se tiene cuando una roca porosa y permeable ha sufrido una deformación local por plegamiento, por afallamiento o por ambos aspectos, de tal manera que tanto tal roca como la roca sello, que la sobreyace, se han hecho cóncavas, vistas desde abajo.

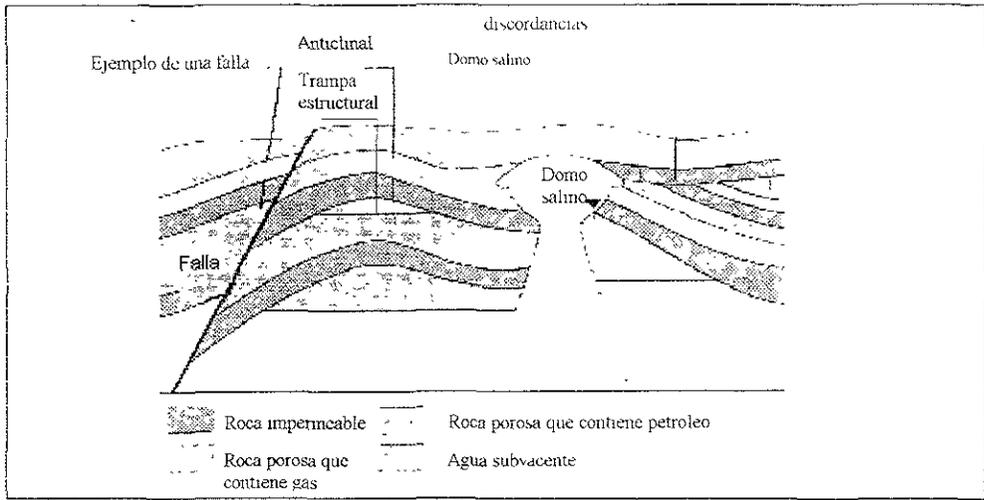


Fig. 4.8 Ejemplos de trampas estructurales

Los extremos de un yacimiento que se encuentra en una trampa estructural están definidos, parcial o completamente, por la intersección del nivel de agua, localizado en la parte baja, con la roca sello que sobreyace a la roca almacenadora. En la Fig. 4.8 se muestra un ejemplo de trampa estructural. Las trampas estructurales se localizan más fácilmente, ya que resaltan en los planos de profundidad que se preparan para horizontes subsuperficiales de interés, por esta razón, las trampas estructurales han sido muy estudiadas y los yacimientos asociados a ellas son más comunes. Las nuevas técnicas para localizar estas trampas no podían ser ajenas a las sísmicas y las cuales se hará referencia más adelante.

A-1) Trampa anticlinal.- Cuando la configuración de las rocas estratificadas que se pliegan, en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta (como un tejado de dos aguas), o bien, se observa un arco con la convexidad hacia arriba, se dice que tiene un anticlinal. Ahora bien, si el

petróleo y el gas se pueden acumular en un anticlinal hasta que éste se llena a su punto de saturación, entonces a este anticlinal se le puede denominar como trampa anticlinal. Aunque la Fig. 4.9 es bidimensional, se pueden presentar condiciones similares en tres dimensiones y la estructura forma una concavidad invertida.

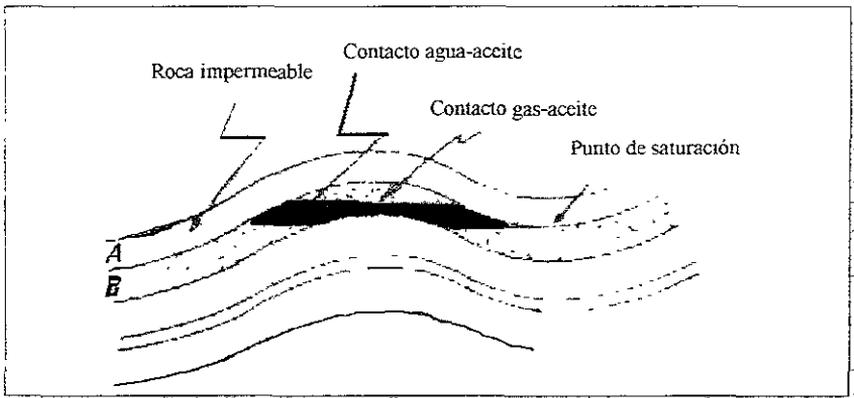


Fig. 4.9 Trampa anticlinal

El punto de saturación es el punto más alto en que el petróleo o el gas pueden escapar del anticlinal, la curva que une todos los puntos de saturación es el cierre y la distancia vertical entre el punto de saturación y el punto más alto en el anticlinal es la magnitud del cierre. En la Fig. 4.10 se representa una curva de cierre de aproximadamente 2085 m y un cierre de 30 m. La cantidad de aceite o petróleo que se puede entrapar en la estructura depende de la cantidad de cierre, que es el área dentro de la curva de cierre, del espesor, de la porosidad de las capas del yacimiento y de la saturación de hidrocarburos.



Fig 4 10 Cierre de un anticlinal

A-2) Trampas contra falla.- Son aquellas en donde las capas permeables están cubiertas por capas impermeables y afalladas contra capas impermeables, como se muestra en la Fig. 4 11 Una trampa se forma también si hay un cierre en la dirección paralela a la falla, por ejemplo, debido a un plegamiento, como se muestra por las curvas en la Fig 4-12 En la Fig 4-13 se muestran posibles trampas asociadas con afallamiento de empuje

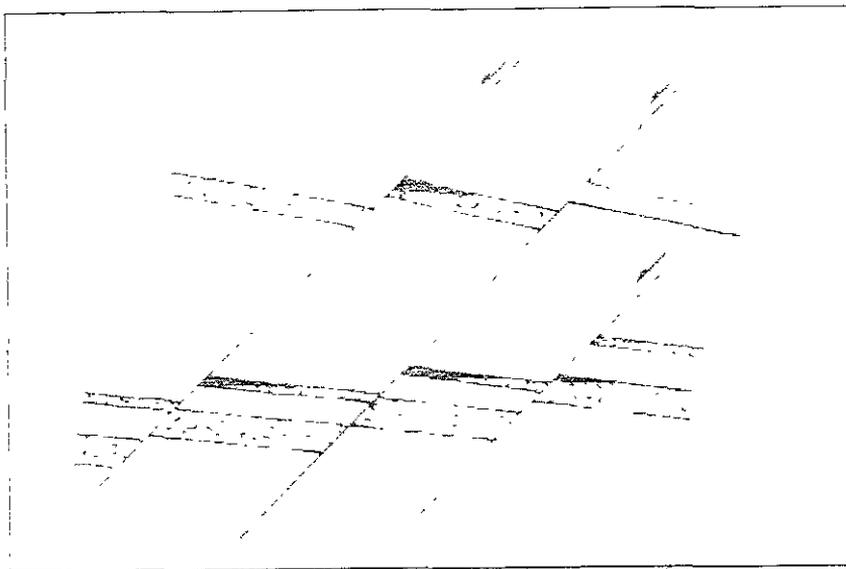


Fig. 4-11 Sección vertical a través de trampas de falla

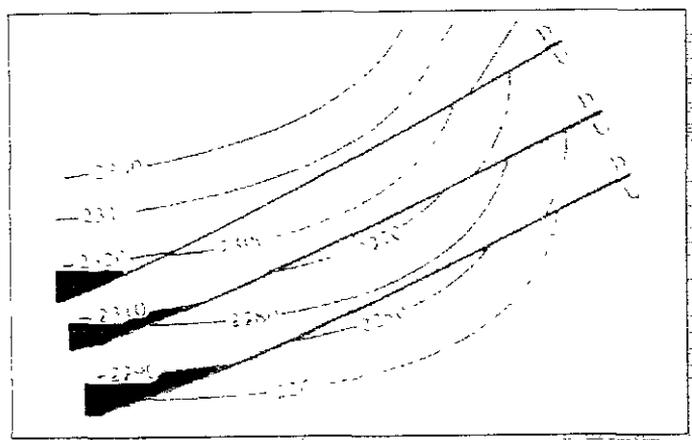


Fig. 4.12 Representación de cierre de curvas paralelas a la falla formando una trampa por plegamiento.

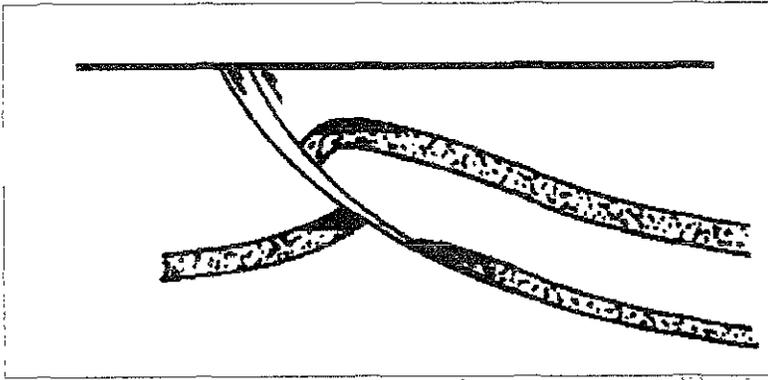


Fig 4.13 Posible trampas asociadas con fallamiento por empuje

B) Trampas estratigráficas - Una trampa estratigráfica se tiene cuando en la roca almacenadora existe alguna variación de tipo estratigráfico, litológico o de ambos tipos, tales como cambio de facies o una variación local de porosidad y permeabilidad, principalmente. En la Fig 4.14 se muestra un ejemplo de trampa estratigráfica. La extensión areal de una acumulación que se tiene en una trampa estratigráfica está determinada, total o en gran parte, por alguna variación estratigráfica de la roca almacenadora. Los límites estratigráficos pueden ser bruscos o graduales, así como locales o regionales, en extensión. Los cambios en permeabilidad pueden ser parciales o completamente responsables de que exista una trampa estratigráfica. Las trampas estratigráficas pueden ser divididas en dos clases

- Las trampas estratigráficas primarias, formadas durante la depositación o la **diagénesis** de la roca. Incluyen aquellas formadas por lentes, cambios de **facies** y **riffts**.

- Trampas estratigráficas secundarias, formadas por causas posteriores a la depositación o a la diagénesis, algunas causas son, por ejemplo disolución y cementación de sedimentos, pero principalmente discordancias

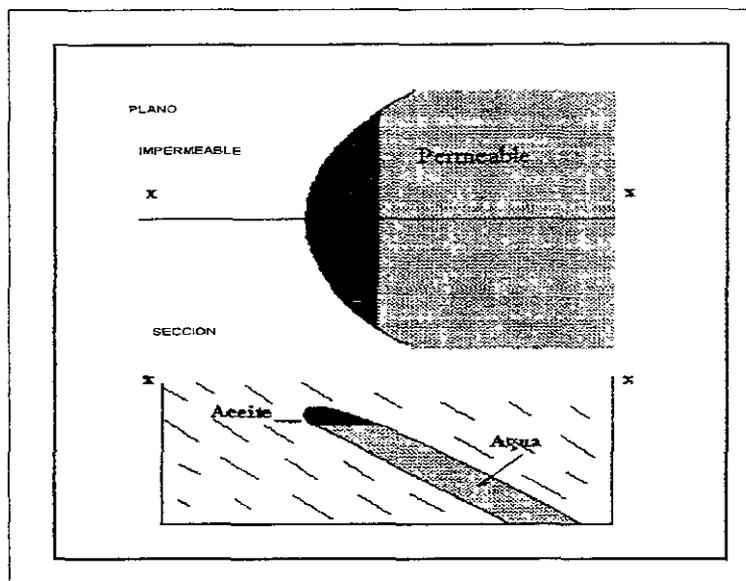


Fig. 4 14 Ejemplo de trampa estratigráfica

- B-1) Trampas de acuífamiento.- Cuando una capa permeable cambia gradualmente a una capa impermeable, como podría resultar cuando una arena cambia a una lutita. Algunas veces las capas permeables se adelgazan gradualmente y se acuífian para formar este tipo de trampa, Fig. 4-15. Cabe mencionar que el cierre

siempre debe estar en ángulos rectos con respecto al diagrama, posiblemente debido al plegamiento o afallamiento

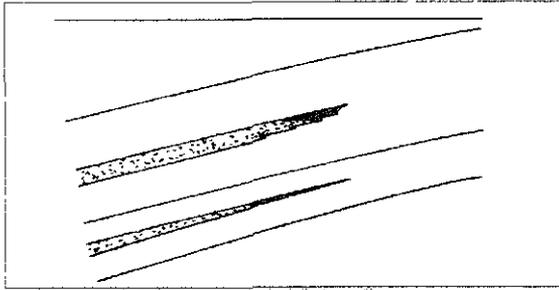


Fig. 4 15 Trampas por cambio de litología y acuñamiento

B-2) Trampa de discordancia - Se pueden producir por capas permeables que se superponen a una discordancia o capas truncadas por erosión en una discordancia, Fig. 4-16 Si sobre las capas permeables hay capas impermeables y si, además, hay cierres en ángulos rectos respecto al diagrama, entonces en la discordancia pueden quedar atrapados los hidrocarburos

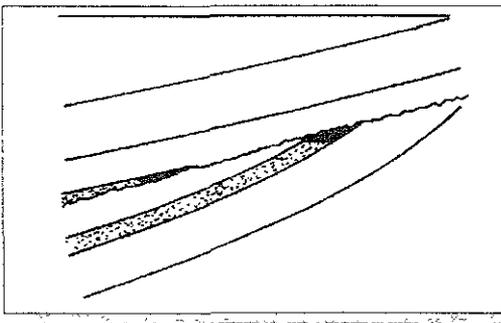


Fig. 4-16 Trampa de discordancia

C) Trampas combinadas.- Una trampa combinada se tiene cuando en una roca almacenadora existen aspectos de tipo estructural y de tipo estratigráfico, más o menos en las mismas proporciones, de tal manera que se acumularon los hidrocarburos. En la Fig. 4.17 se presenta un ejemplo de trampa combinada. En una trampa combinada se presentan tres aspectos muy importantes, que por sí solos no generarían la trampa.

- Un elemento estratigráfico, que causa una pérdida de permeabilidad en la roca almacenadora.
- Un elemento estructural, que causa una deformación. Al combinarse este aspecto con el estratigráfico, completa la trampa en una porción de roca
- Un flujo de agua echado abajo, que incrementa el efecto de entrampamiento

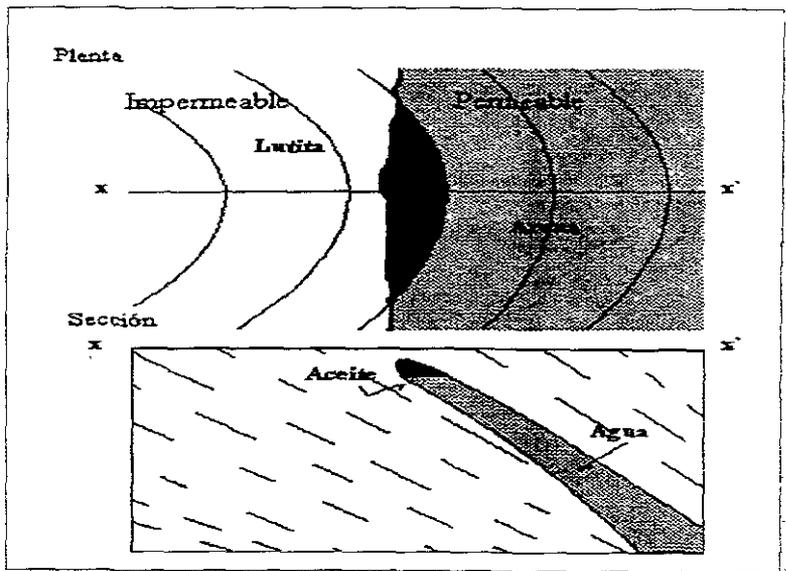


Fig. 4.17 Ejemplo de trampa combinada

C-1) Trampa generada en un arrecife - En la Fig 4 18 se muestra un arrecife de caliza que crece hacia arriba sobre una plataforma ligeramente hundida. El arrecife estaba compuesto originalmente de coral u otros animales marinos con conchas calcáreas que crecen prolíficamente en condiciones adecuadas de temperatura y profundidad de agua. A medida que el arrecife se hunde los sedimentos se depositan alrededor de él. En algún momento el arrecife deja de crecer, tal vez debido a un cambio en la temperatura del agua o al ritmo de la subsidencia y el arrecife puede ser sepultado. El material del arrecife es a menudo altamente poroso y cubierto por sedimentos impermeables. A veces los arrecifes producen un arqueamiento en sedimentos sobrepuestos, debido a los efectos de la compactación diferencial, siendo generalmente menos compactable el arrecife que los sedimentos en cualesquiera de sus lados. El arrecife puede formar una trampa para hidrocarburos generados en el propio arrecife o que fluyen hacia él desde otras capas.

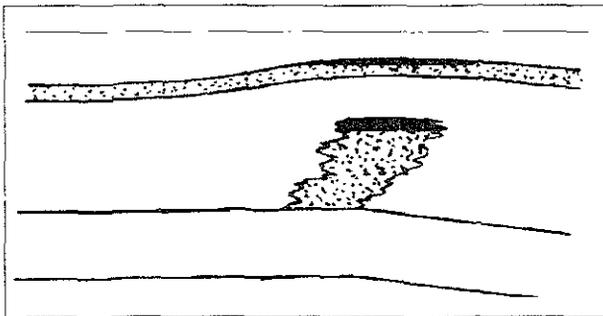


Fig. 4.18 Representación de una trampa combinada, generada por un arrecife y un plegamiento

4.1.2. GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA

Es la rama de la geología que parte con la definición y descripción de las mayores y menores distribuciones de las rocas, así como la interpretación de su significado en la geología histórica, especialmente el estudio geológico de la forma, arreglo, distribución geográfica, sucesión cronológica, clasificación y especialmente la correlación mutua de los estratos de roca, en términos de su origen, ocurrencia, medio ambiente, espesor, litología, composición, contenido de fósiles, edad, historia, condición paleogeográfica, relación de la evolución orgánica y relación de otros conceptos geológicos. entonces, la estratigrafía abarca la mayoría de cada uno de los medios considerados como la geología de las rocas sedimentarias

La geología estratigráfica es el estudio de las rocas que presentan estratificación y comprende tres aspectos principales:

- La petrografía sedimentaria.- El estudio del material de roca como tal, su composición, textura y estructura.
- La sedimentación.- Se refiere al estudio de los procesos mediante los cuales se forman los sedimentos, se transportan y se depositan.
- La estratigrafía.- Es la encargada del estudio de las relaciones espaciales y temporales de las rocas estratificadas y de la historia que representan.
- Facies sedimentaria.-Es la acumulación de depósitos que muestran características específicas y gradúan lateralmente a otras acumulaciones sedimentarias formadas al mismo tiempo, pero que presentan características diferentes.

El análisis de la estratigrafía sísmica se puede realizar en el mar como en la tierra. Los datos grabados en el mar son generalmente más uniformes que los de la tierra porque la grabación en el medio ambiente marino es más homogénea y produce menos distorsión. Así que es más fácil ver variaciones atribuidas a cambios estratigráficos, sin embargo, los principios de estratigrafía sísmica son los mismos donde sea, ya sea en mar o en tierra.

Trabajos sísmicos detallados pueden determinar las zonas anteriormente descritas ya que, por ejemplo, el estudio de los sismogramas son de gran utilidad para tratar de identificar trampas estratigráficas. Las conclusiones estratigráficas de datos sísmicos han sido inferidos de la estructura que ellos determinan y este tipo de razonamiento es utilizado en la inferencia estratigráfica. La distinción de sismoestratigrafía es que ésta va más allá del contorno de la estructura, investiga en una forma más directa la naturaleza de las rocas y el contenido de fluido que se encuentra en los espacios porosos de la roca.

4.1.2.1. DISCORDANCIAS

Se puede definir una discordancia como una interrupción temporal en una secuencia estratigráfica, como resultado de un cambio en el régimen de depósito, el cual dio lugar a que el depósito cesara durante un intervalo considerable de tiempo. Normalmente una discordancia implica elevación del material depositado y erosión del mismo con pérdida parcial de la secuencia previamente formada. Se distinguen tres tipos de discordancias, de acuerdo con el rango estratigráfico que sirve para distinguirlas:

- Basal.- Es aquella en la que la roca más antigua es de origen ígneo intrusivo
- Angular - Es aquella en la cual el rasgo característico más importante es la diferencia angular entre los planos de estratificación de las capas situadas arriba y debajo de la superficie de discordancia.
- Erosional - Aquí, la superficie de discordancia está representada por una superficie erosional muy alabeada, en tanto que los planos de estratificación situados arriba y abajo de dicha superficie son sensiblemente paralelos.

4.2 ASPECTOS PETROFISICOS

4.2.1 POROSIDAD (ϕ)

La porosidad es una medida de los espacios vacíos o huecos contenidos en una roca, expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de dicha roca,

Fig 4 19

La definición anterior se puede expresar matemáticamente como sigue

$$\phi = \frac{V_v - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

donde

ϕ : Porosidad

V_b : Volumen bruto o total de roca

V_s : Volumen ocupado por los sólidos o volumen de granos

V_p : Volumen de poros = Vol Total – Vol de sólidos.

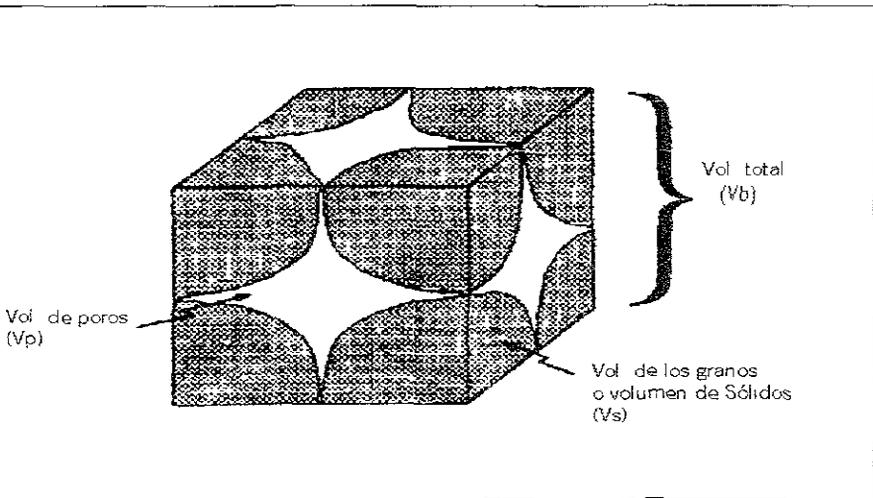


Fig 4.19 Diagrama de un medio poroso

4.2.1.1 TIPOS DE POROSIDAD.

Existen dos tipos de porosidad

a) **Porosidad Absoluta (ϕ_a)**

Es la razón del espacio poroso total al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no

$$\phi_a = \frac{V_{pt}}{V_b} \quad \text{Ec. (4.2)}$$

donde:

ϕ_a : Porosidad Absoluta

V_{pt} : Volumen totales de poros

V_b : Volumen total de roca

Porosidad Efectiva. (ϕ_e)

Es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de roca.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_b} \quad \text{Ec. (4.3)}$$

donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva.

V_{pc} : Volumen de poros comunicados.

V_b : Volumen de roca.

En atención a la recuperación de los hidrocarburos de los depósitos subterráneos (yacimientos), los fluidos deberán desplazarse cientos de metros a través de los poros comunicados de la roca hacia los pozos productores. Si los hidrocarburos ocupan espacios porosos aislados no podrán ser recuperados y en consecuencia tendrán poco interés dentro del campo de la ingeniería petrolera.

Obviamente la porosidad efectiva será la que interese al ingeniero petrolero, ya que es una indicación de la conductividad de los fluidos, aunque no una medida de ella necesariamente.

La porosidad efectiva en rocas sedimentarias es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son:

- Forma de los granos
- Distribución o arreglo de los granos
- Compactación y Cementación
- Cantidad y clase de arcillas

Se hace una ilustración gráfica de los conceptos anteriores con la Fig. 4.20, la cual muestra varios arreglos de empacamiento de esferas.

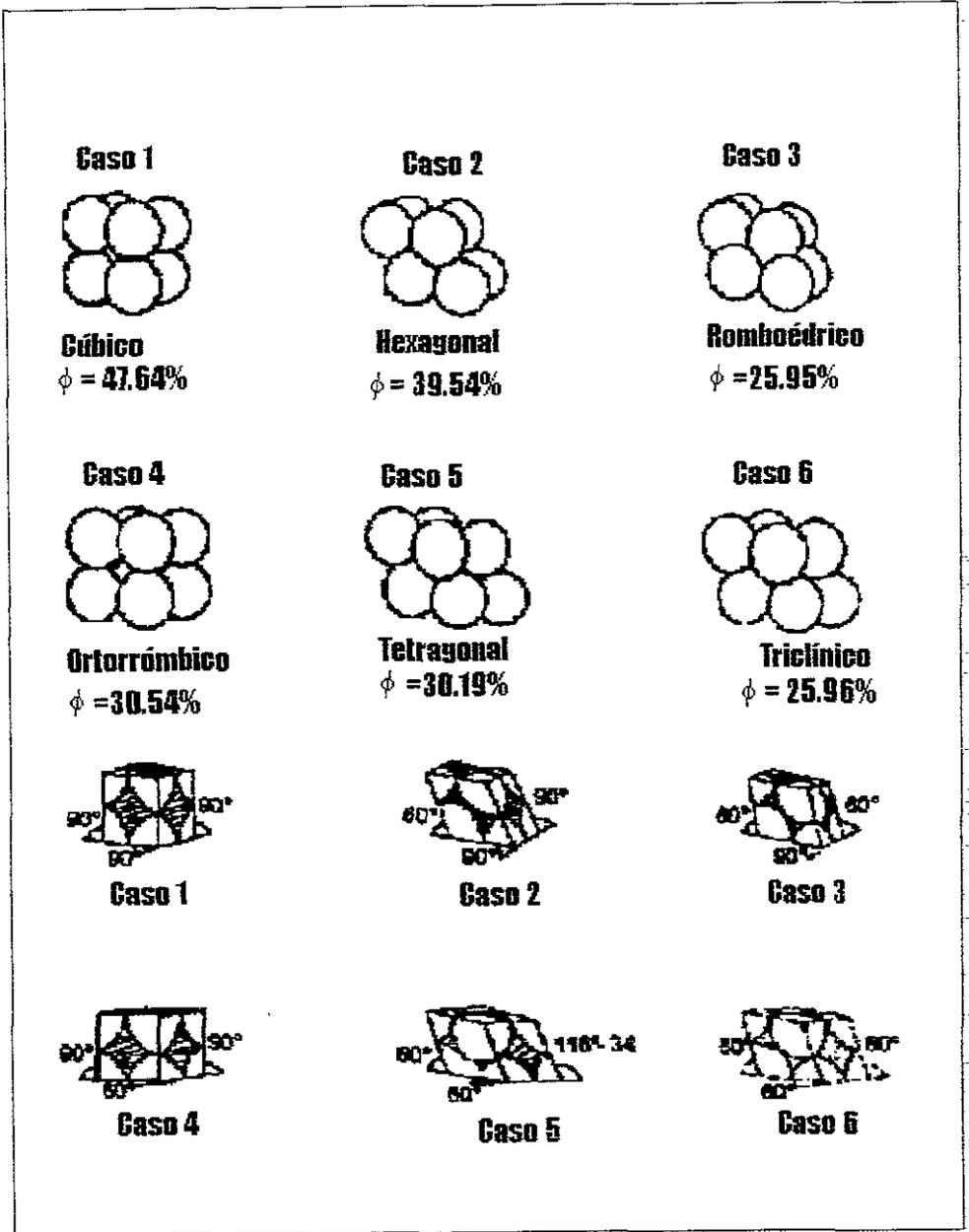


Fig.- 4.20 Tipos de empaquetamientos y sus porosidades respectivas.

Geológicamente, la porosidad también puede ser clasificada en dos tipos, de acuerdo con su origen

a) **Porosidad Primaria.**(Intergranular).Es la porosidad formada simultáneamente con el depósito de los sedimentos. Los huecos que contribuyen a este tipo son los espacios entre los granos individuales de los sedimentos. Las rocas sedimentarias clásticas o detríticas tienen este tipo de porosidad.

b) **Porosidad Secundaria.** Está constituida por cavernas, fisuras, fracturas, juntas, etc. Se forma después de que los sedimentos fueron depositados y se origina por agentes tales como soluciones circulantes, dolomitización, movimientos tectónicos, etc.

Las rocas sedimentarias no clásticas, tienen este tipo de porosidades. Ejemplo: Calizas y dolomías.

Cabe aclarar que las formaciones almacénoras pueden presentar simultáneamente ambas porosidades.

4.2 1.2 MAGNITUDES TÍPICAS DE LA POROSIDAD.

Un valor típico de la porosidad para arenas limpias, consolidadas y razonablemente uniformes es del 20%. Las rocas carbonatadas (calizas y dolomías), normalmente presentan bajos valores, dentro de un rango aproximado del 6 al 8 %.

4.2.2 PERMEABILIDAD (k)

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un fluido pasa a través de una roca porosa, y es función del grado de interconexión entre los poros

Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad cuando investigó el flujo de agua a través de filtros de arena, y por esta razón, la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como **Darcy**. La unidad practica es el milidarcy (md) que es un milésimo de darcy y es la que se usa comúnmente en tal industria

La ecuación de Darcy para flujo viscoso a través de una roca de permeabilidad constante k puede escribirse como:

$$\frac{Q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad \text{Ec. (4.4)}$$

donde.

Q/A :Gasto por unidad de área de la sección transversal a través de la cara de la roca de área A.

$-dp/dl$: Relación de la caída de presión en la dirección del flujo total.

μ . Viscosidad del fluido.

La permeabilidad tiene varias aplicaciones dentro de la industria petrolera, algunas de ellas se enumeran a continuación.

- Determinar la capacidad de flujo (producción) de una formación o un yacimiento.
- Definir las unidades de flujo en un yacimiento, o sea, zonificar un yacimiento, tanto en sentido vertical como en sentido horizontal
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Una roca de yacimiento puede tener exclusivamente porosidad primaria (Intergranular, intercrystalina), o sea porosidad de la matriz, ϕ_m , o puede ser un sistema de doble porosidad, en el que existirá también porosidad secundaria, ϕ_s , debida a las fracturas, fisuras, cavernas y juntas. Por lo que la permeabilidad, en el primer caso corresponderá exclusivamente a la permeabilidad de la matriz, k_m , en tanto que en el segundo caso la permeabilidad dependerá de la facilidad de flujo a través de los espacios o huecos que no corresponden a la matriz comúnmente llamada permeabilidad secundaria, k_s . En este último caso se considera que existe una permeabilidad total, k_t , y será

$$k_t = k_m + k_s \quad \text{Ec. (4.5)}$$

Normalmente, la permeabilidad secundaria se maneja como permeabilidad debido a fracturas, k_f .

4.2.3 SATURACION DE FLUIDOS (S_f)

En un yacimiento petrolero normalmente están presentes *más de un fluido*. Se acepta que inicialmente los espacios porosos de la roca fueron llenados con agua de mar o de la cuenca de sedimentación, en su totalidad. Los hidrocarburos *más ligeros se movieron por gravedad* hacia la parte alta de la estructura hasta alcanzar posiciones y saturaciones de equilibrio hidrostático y dinámico, desplazando en su recorrido agua de los intersticios hasta dejar diversos grados de saturación conocida como saturación de agua congénita; de aquí que cuando un yacimiento es descubierto, éste puede contener hidrocarburos (aceite y/o gas) y agua.

El término “saturación de fluidos” es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como: la fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular.

Matemáticamente se puede expresar la definición anterior como sigue:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{Ec. (4.6)}$$

donde:

S_f : Saturación de fluidos

V_f : Volumen de fluidos

V_p : Volumen de poros

Al representar idealmente un poro o intersticio, saturado por aceite, gas y agua, se encontraría normalmente como se muestra en la Fig. 4.21

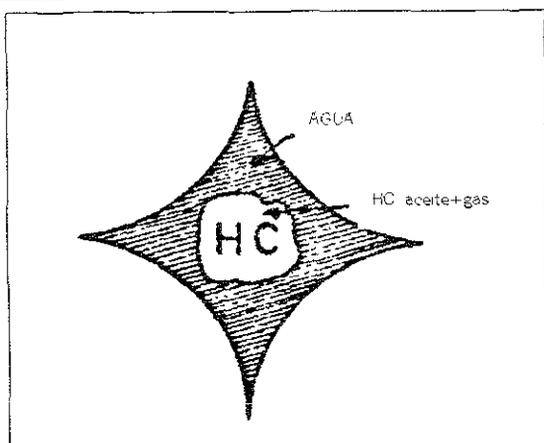


Fig.- 4.21 Representación esquemática de un intersticio saturado por aceite, gas y agua

4.2.3.1 DEFINICIONES DE LAS DIFERENTES SATURACIONES.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. (4.7)}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. (4.8)}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. (4.9)}$$

Si un poro contiene aceite, gas y agua, entonces:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{Ec. (4.10)}$$

por lo tanto:

$$S_o + S_g = S_{HC} \implies S_{HC} + S_w = 1 \implies S_{HC} = (1 - S_w) \quad \text{Ec. (4.11)}$$

Por definición, todos los valores de saturación están relacionados a volúmenes porosos y no a volúmenes de roca.

4.2.4 PRESION HIDROSTATICA

La presión hidrostática es causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Las dimensiones de anchura de la columna no tienen efecto alguno sobre la magnitud de la presión.

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido y la profundidad de la columna:

$$P_h = \rho h \quad \text{Ec. (4.12)}$$

donde:

- P_h Presión hidrostática
- ρ Densidad
- h Profundidad vertical.

Para una densidad dada se puede calcular la presión hidrostática con las siguientes ecuaciones:

$$P_h \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \text{Gradiente de lodo (lb/pg}^2\text{/ft)} * \text{Profundidad vertical (ft)}$$

$$P_h \text{ (lb/pg}^2\text{)} = 0.052 * \text{densidad (lb/gal)} * \text{profundidad vertical (ft)}$$

$$P_h \text{ (kg/cm}^2\text{)} = (\text{profundidad vertical (m)} * \text{densidad (gr/cm}^3\text{)})/10$$

La presión hidrostática es afectada por la concentración de sólidos, por los gases disueltos y por la diferencia de gradientes de temperatura presentes en la columna de fluido.

4.2.5 PRESION DE SOBRECARGA.

Esta presión es originada por el peso de las rocas sobreyacentes al punto de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos. Matemáticamente, la presión de sobrecarga se expresa como.

$S = \text{Peso de la matriz rocosa} + \text{Peso del fluido intersticial}$

$$S = (1 - \phi) \rho_R gD + \phi \rho_f gD \quad \text{Ec. (4.13)}$$

donde

S : Presión de sobrecarga. (kg/cm^2)

ϕ : Porosidad.

ρ_r : Densidad de la roca (kg/cm^3)

g : Constante gravitacional (m/seg^2)

D: Profundidad (m)

ρ_f : Densidad del fluido. (kg/cm^3)

La presión de sobrecarga se incrementa uniformemente con la profundidad. Un gradiente de presión de sobrecarga promedio es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, correspondiente a una densidad media del sistema roca-fluido igual a 2.31 g/cm^3 . El gradiente de sobrecarga puede variar de un lugar a otro y siempre que sea posible debe calcularse para cada zona en especial. El procedimiento para calcular la presión de sobrecarga consiste en leer datos del registro de densidad a varias profundidades y suponer que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades de lectura; entonces para encontrar la densidad promedio entre las dos, basta con calcular un promedio aritmético.

A partir de estos cálculos se encuentra el gradiente de sobrecarga realizando el cociente entre la presión y la correspondiente profundidad.

4.2.6 PRESIÓN DE FORMACION.

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación, se le conoce también en la literatura como presión de poro o del yacimiento y se denota como.

$$P_y = \frac{\rho_f g h}{10} \quad \text{Ec. (4.14)}$$

donde

- P_y : Presión del yacimiento (kg/cm²)
- ρ_f : Densidad del fluido (gr/cm³)
- g : Constante gravitacional (m/seg²)
- h : Altura de la columna geológica (m)

Las formas más comunes para obtener la P_y son:

- Directamente, en un pozo que haya penetrado el yacimiento.
 - 1.- La presión del yacimiento se mide con un equipo que se mete al pozo. En el lugar deseado registra un valor de presión o hace un registro de variación de presión con respecto al tiempo.
 - 2.- Con pruebas de formación (drill-stem test), que se realizan durante la perforación del pozo, registrando la presión del yacimiento antes de que se lleve a cabo la prueba de flujo.
 - 3.- Con pruebas de incremento de presión, en las que se mide la variación de presión en el fondo del pozo en función del tiempo, a partir de que se cierra un pozo que ha producido a gasto constante durante un cierto periodo de tiempo.

La presión de poro o de formación puede presentarse como:

PRESIÓN NORMAL: Se tiene presión normal cuando la presión del fluido en el espacio poroso de la roca es la de una carga hidrostática generada por la profundidad de sepultamiento. Si la densidad del fluido es ρ_f , la presión del fluido P_f es $P_f = \rho_f z$ donde z es la profundidad.

Se utiliza a menudo el gradiente de presión, $d P_f/dz = \rho_f$ que es de aproximadamente 0.45 psi/pie para $\rho_f = 1.04 \text{ g/cm}^3$ (gradientes entre 0.48 y 0.43 psi/pie y $0.11 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ se consideran usualmente como "normales").

PRESIÓN ANORMAL: Por definición, es aquella que se aparta de la tendencia normal, de este modo, se pueden tener presiones anormalmente bajas y anormalmente altas, siendo estas últimas las que se presentan con más frecuencia.

En los estratos con presión normal la matriz rocosa soporta el peso de los sólidos (granos) de los estratos sobreyacentes y cualquier reducción en el esfuerzo soportado por la roca, origina que los fluidos dentro de los poros soporten parte de este peso, teniendo como resultado un aumento de presión en ellos. Esta condición es la que se tiene presente en zonas con presión anormalmente alta.

En este trabajo, al mencionar *presión anormal* se refiere a una zona con presión mayor que la normal. También se habla de lo mismo cuando se menciona, zona bajocompactada, sobrepresionada o geopresionada. La sobrepresión en una formación bajocompactada es la diferencia entre su presión real y la presión normal de la zona.

4.2.7 PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

El grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumente la profundidad se añaden a la anterior los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. La primera rara vez asciende a más de unas decenas de kilogramos por centímetro cuadrado y se ha observado, en la práctica, que la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga.

4.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La caracterización de yacimientos petroleros es un conjunto de actividades enfocadas a determinar cualitativa y cuantitativamente rasgos propiedades y parámetros propios de los yacimientos. Para caracterizar un yacimiento en forma apropiada se requiere la participación, fundamentalmente de profesionales de tres áreas técnicas: geólogos, geofísicos y petroleros. Estos especialistas se encargan de recopilar, analizar y procesar la información proveniente de diversas fuentes, así como de interpretar e integrar los resultados de sus estudios. Todas las actividades mencionadas deben realizarse siempre en forma combinada, es decir, los profesionales deben trabajar en equipo.

4.3.1. TIPOS DE CARACTERIZACIÓN

Tomando en cuenta que un yacimiento está integrado por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos, deben realizarse las siguientes caracterizaciones:

4.3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA

La roca, que es el recipiente donde se almacenan los fluidos, debe ser caracterizada con base en el tipo de información que se toma en cuenta en el estudio.

4.3.1.1.1. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

Es un conjunto de actividades en las que se procesa, analiza e interpreta todo tipo de información geológica del subsuelo, para establecer un modelo geológico que aporte características y parámetros del yacimiento, tales como: ambiente de depósito, tamaño y tipo de estructura, distribuciones litológicas, petrográficas y mineralógicas. En la Fig. 4.22 se muestra un ejemplo de caracterización geológica

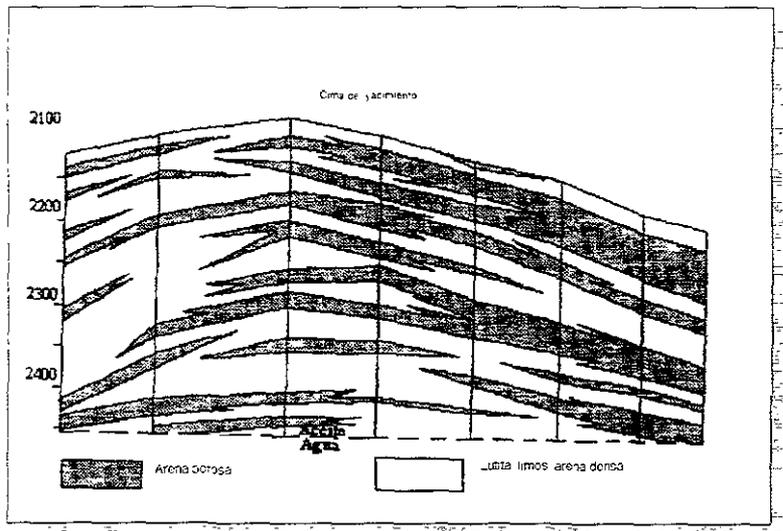


Fig. 4.22 Ejemplo de caracterización geológica

4.3.1.1.2. CARACTERIZACIÓN SÍSMICA

Es un conjunto de actividades en las que se procesa, analiza e interpreta información proveniente de levantamientos sísmicos, Fig. 4-23, con la que se obtienen, principalmente, características geológicas del yacimiento: aspectos estructurales y

estratigráficos, cambios de facies, zonas geopresionadas, entre otras. Con tal información también se obtienen parámetros petrofísicos, como lo es la continuidad de estratos porosos.

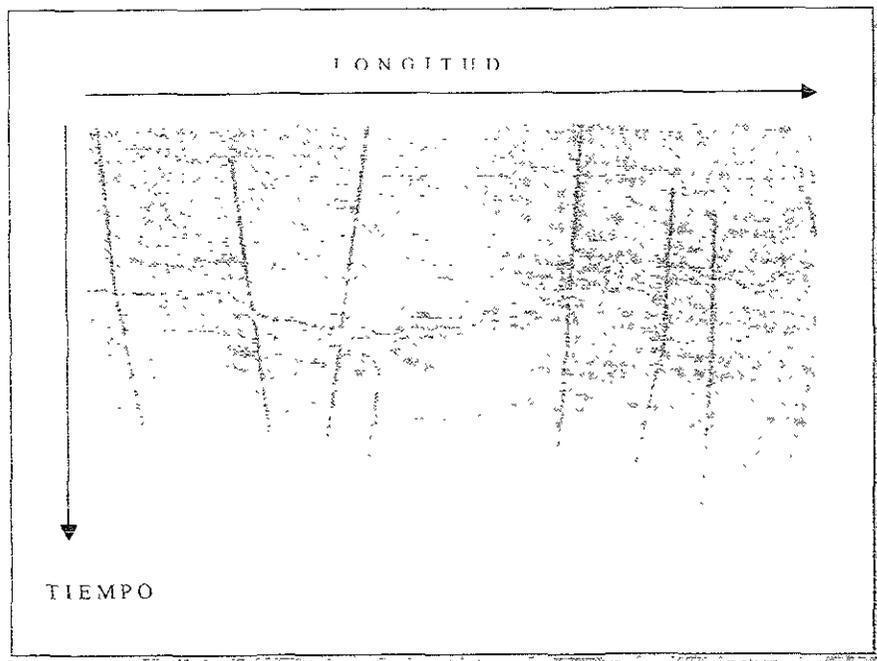


Fig 4.23 Ejemplo de información sísmica

4.3.1.1.3 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

Es un conjunto de actividades en las que, en forma combinada, se procesa, analiza e integra información de muestras de roca, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como aspectos texturales de la roca (tamaño, clasificación y empaquetamiento de los granos), Fig. 4.24

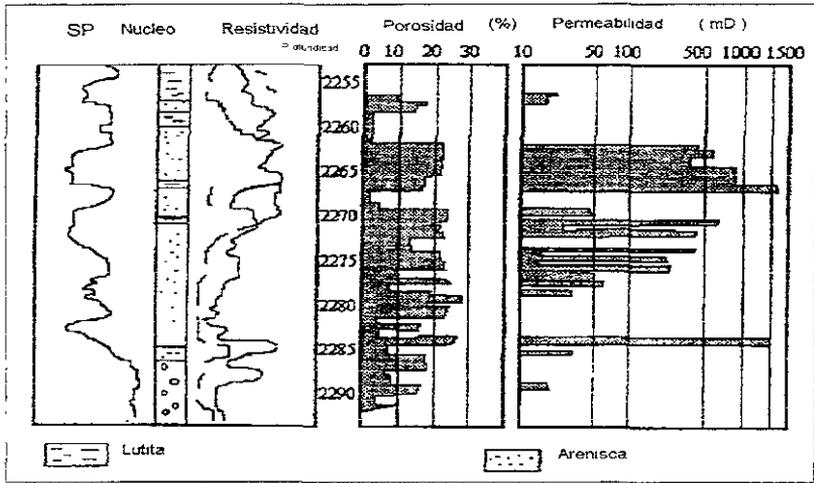


Fig 4 24 Ejemplo de caracterización petrofísica

4.3.1.2. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

En un yacimiento petrolero se tiene dos tipos de fluidos: agua e hidrocarburos (aceite y/o gas), por lo tanto, deben hacerse caracterizaciones para cada uno de ellos.

4.3.1.2.1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA

Es un conjunto de actividades en las que se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente principalmente de muestras de agua y de registros geofísicos de pozos, así como de correlaciones en las que se consideran propiedades del agua.

Las características del agua del yacimiento que principalmente se determinan son: tipo y cantidad de sales disueltas, densidad, pH, viscosidad, factor de volumen, resistividad,

compresibilidad. En la Fig. 4.25 se presenta la variación de la concentración de sales en el agua en función de la profundidad

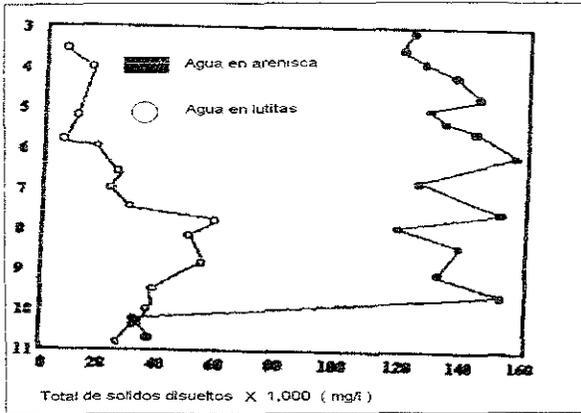


Fig. 4-25 Variación de la concentración de sales con respecto a la profundidad

4.3.1.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Es un conjunto de actividades en las que se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente de muestras de hidrocarburos a nivel de laboratorio o de campo, así como de correlaciones en las que se consideran propiedades de los hidrocarburos. Algunas de las propiedades más importantes del aceite y del gas que normalmente se obtienen son: densidades, viscosidades, compresibilidades, factores de volumen en forma independiente y combinada, relación gas-aceite y presiones de burbujeo y de rocío. En la Fig. 4.26 se muestra un ejemplo de variación de las propiedades del aceite con respecto a la presión.

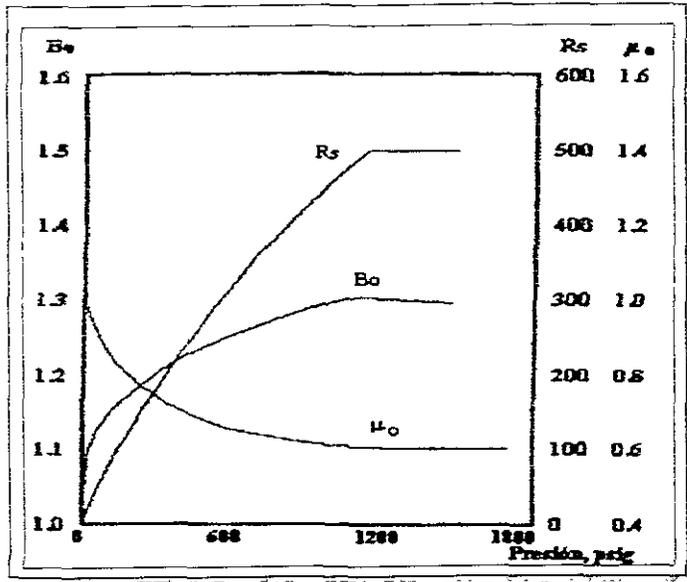


Fig. 4.26 Ejemplo de caracterización de los hidrocarburos
 B_o : Factor de volumen del aceite
 R_s . Relación de solubilidad del gas
 μ_o : Viscosidad de aceite

4.3.1.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Es un conjunto de actividades en las que, en forma combinada, se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente de muestras de roca con sus fluidos saturantes y de los componentes en forma independiente, de registros geofísicos de pozos, de pruebas de formación y de variación de presión en pozos.

La caracterización del sistema roca-fluidos comprende, básicamente, la obtención de parámetros tales como: resistividades, permeabilidades efectivas y relativas, mojabilidad, comportamientos capilares, tensiones interfaciales, tensiones de adhesión.

4.3.2 ESCALAS DE CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

4.3.2.1 CARACTERIZACIÓN MICROSCÓPICA

La caracterización microscópica es el estudio que se realiza sobre un volumen de roca muy pequeño, que contiene varios cientos de granos y que generalmente, se estudia o analiza en un laboratorio. En la Fig. 4.27 se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta escala de caracterización, así como las fuentes de información que se utilizan.

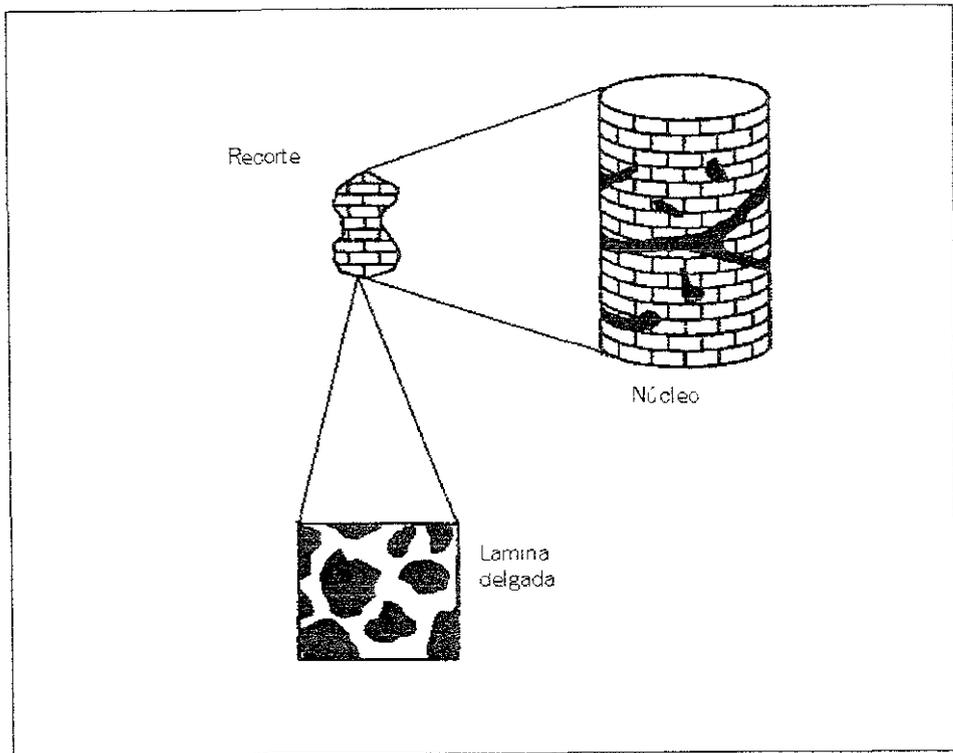


Fig. 4.27 Ejemplo de caracterización microscópica y sus fuentes de información

En esta escala de caracterización, se incluyen los análisis de laboratorio efectuados a muestras pequeñas de roca, como son los recortes y los tapones, así como a láminas delgadas obtenidas de dichas muestras. A esta escala es posible estimar: tamaño y geometría del grano y del poro, textura, porosidad, saturación de fluidos. En la Fig. 4.28, se muestra un ejemplo de una caracterización microscópica, usando una lámina delgada

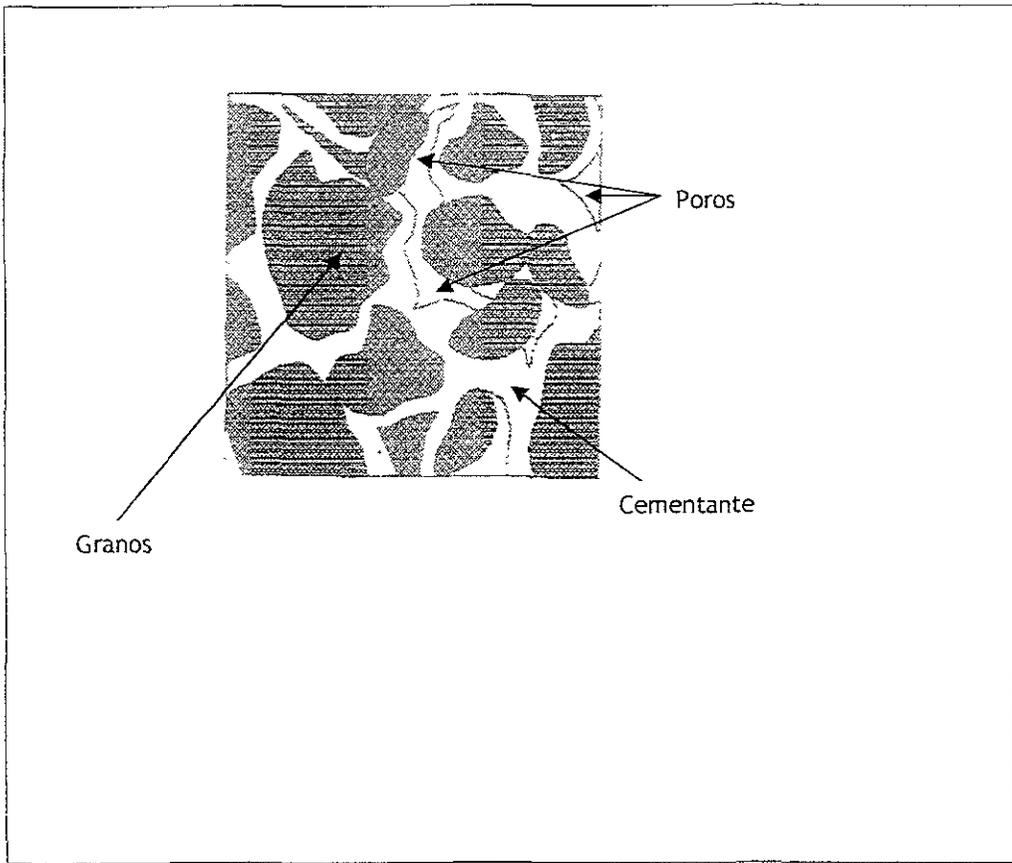


Fig. 4.27 Ejemplo de caracterización microscópica

4.3.2.2 CARACTERIZACION MESOSCOPICA

La caracterización mesoscópica considera intervalos verticales, desde unos cuantos centímetros hasta decenas de metros. Esta escala está referida a los límites verticales de capa, tipos de estratificación o cualquier otro aspecto geológico o petrofísico de pequeña escala. En la Fig. 4.29, se ilustra el volumen de roca sobre el que se realiza esta escala de caracterización, así como las fuentes de información que se utilizan, como son láminas delgadas, núcleos de roca y registros geofísicos.

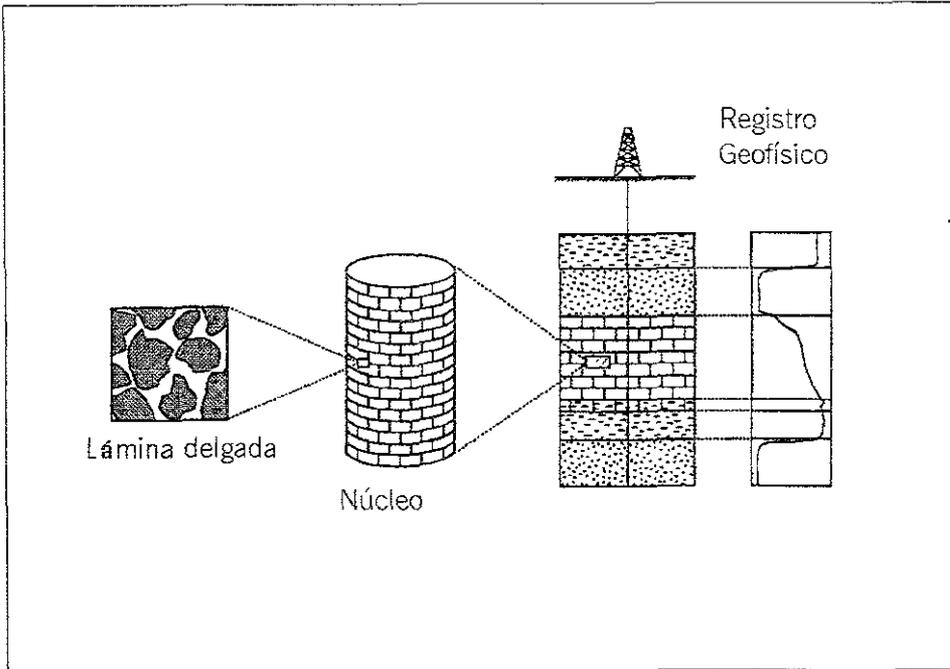


Fig. 4.29 Ejemplo de una caracterización mesoscópica y sus fuentes de información.

La fuente de información más común para llevar a cabo la caracterización mesoscópica son los registros geofísicos de pozos, aunque también es posible realizarla con muestras de roca, ya sea núcleos de diámetro completo o un conjunto de muestras pequeñas continuas. Un ejemplo de caracterización a escala mesoscópica se presenta en la Fig. 4.30

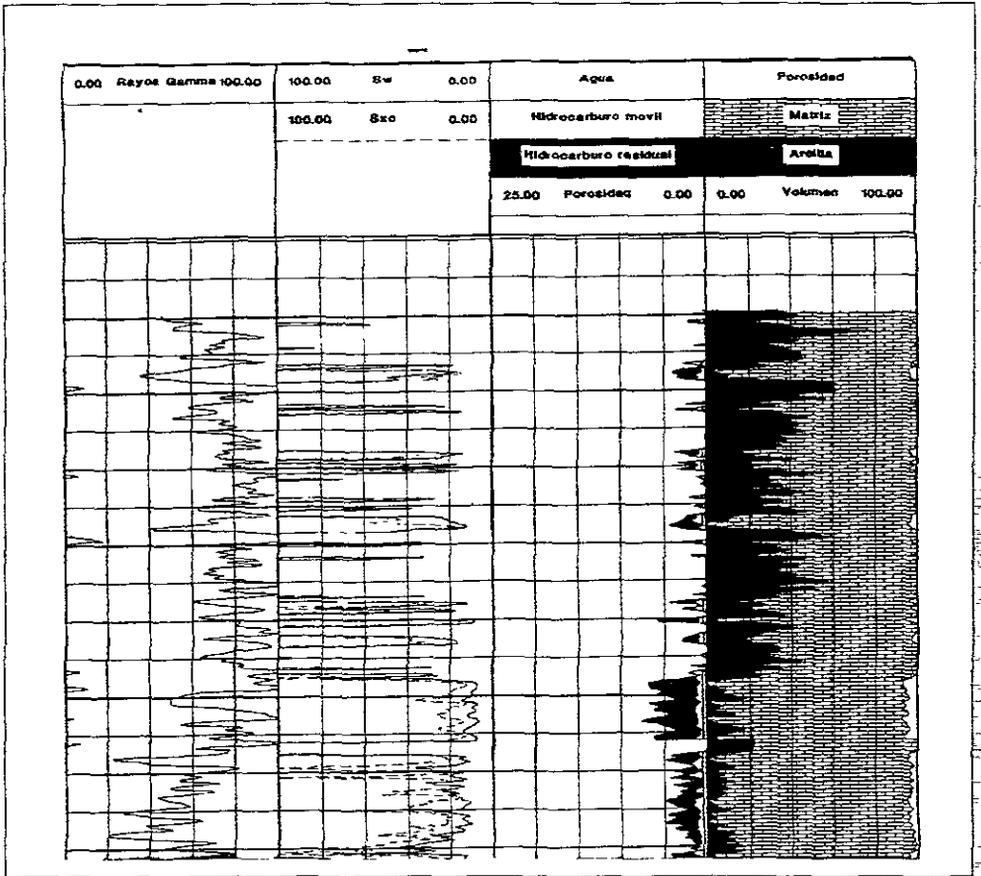


Fig. 4.30 Ejemplo de una caracterización mesoscópica

4.3.2.3 CARACTERIZACION MACROSCOPICA.

La caracterización macroscópica es el estudio que considera el espaciamiento entre dos pozos, esto es, el volumen de roca que hay entre dos pozos.

Esta escala de caracterización se realiza por medio de correlaciones geológico-petrofísicas, en las que se procesan e interpretan los parámetros determinados en las caracterizaciones mesoscópica y microscópica. También se utiliza la información que se obtienen de las pruebas de variación de presión en pozos, de los levantamientos sísmicos y de las historias de producción.

En la Fig. 4.31, se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta caracterización, así como algunas de las fuentes de información que se utilizan, como: láminas delgadas, núcleos de roca y registros geofísicos.

Algunos datos que se obtienen en esta escala de caracterización son rasgos estructurales (fallas) y estratigráficos (continuidad de la formación y del espesor de las capas), así como variaciones de permeabilidad y de porosidad. En la Fig. 4.32 se muestra un ejemplo de caracterización macroscópica.

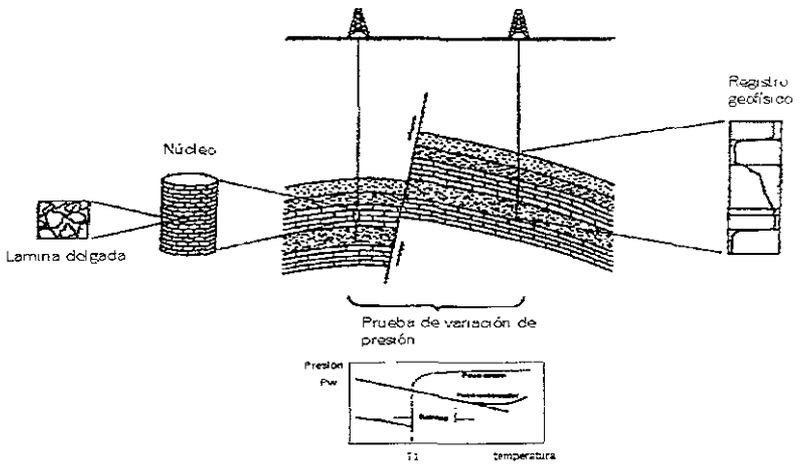


Fig. 4.31 Volumen de roca en el que se realiza la caracterización macroscópica y sus fuentes de información

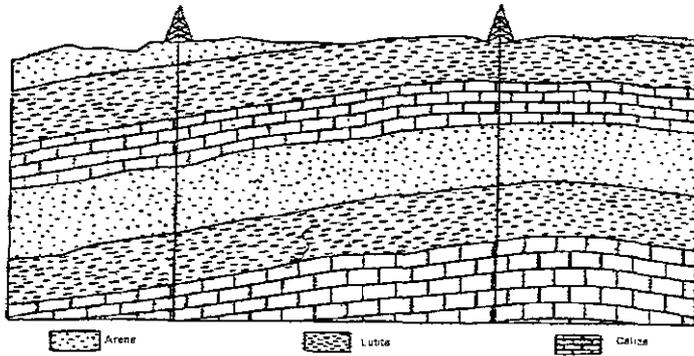


Fig 4.32 Ejemplo de una caracterización macroscópica

4.3.2.4 CARACTERIZACIÓN MEGASCÓPICA

En la caracterización megascópica se analiza un volumen de roca mayor al que existe en el espaciamento entre pozos, por lo que, generalmente, se considera el volumen total del yacimiento o del campo. En la Fig. 4.33 se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta caracterización, así como algunas de las fuentes de información que se utilizan.

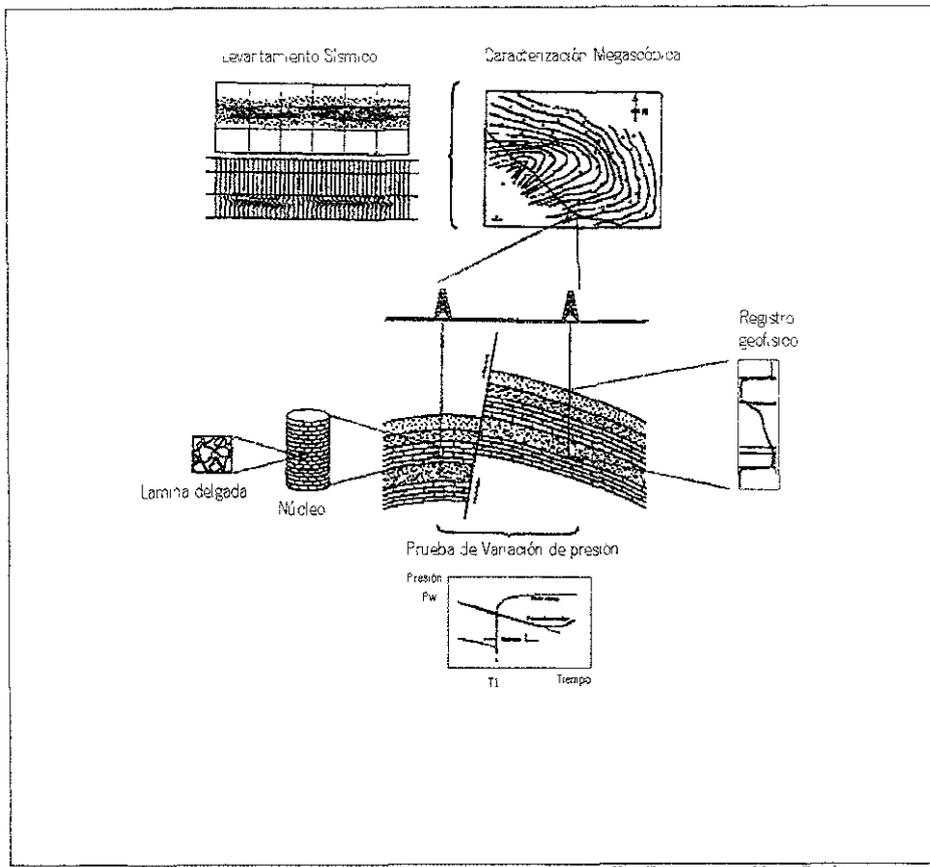


Fig. 4.33 Volumen de roca en el que se realiza la caracterización megascópica y fuentes de información

A esta escala de caracterización se pueden estimar, entre otros aspectos: tipos de trampas, distribución de facies sedimentarias, heterogeneidades, ambientes de depósito y discordancias, así como variaciones y valores medios de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en el yacimiento

Para realizar una caracterización megascópica se utiliza, principalmente, información sísmica y correlaciones geológico-petrofísicas entre pozos; sin embargo, en trabajos a esta escala de caracterización es necesario integrar toda la información obtenida al procesar e interpretar los datos de las distintas escalas de caracterización

En la Fig. 4.34 se muestra un ejemplo típico de una caracterización megascópica

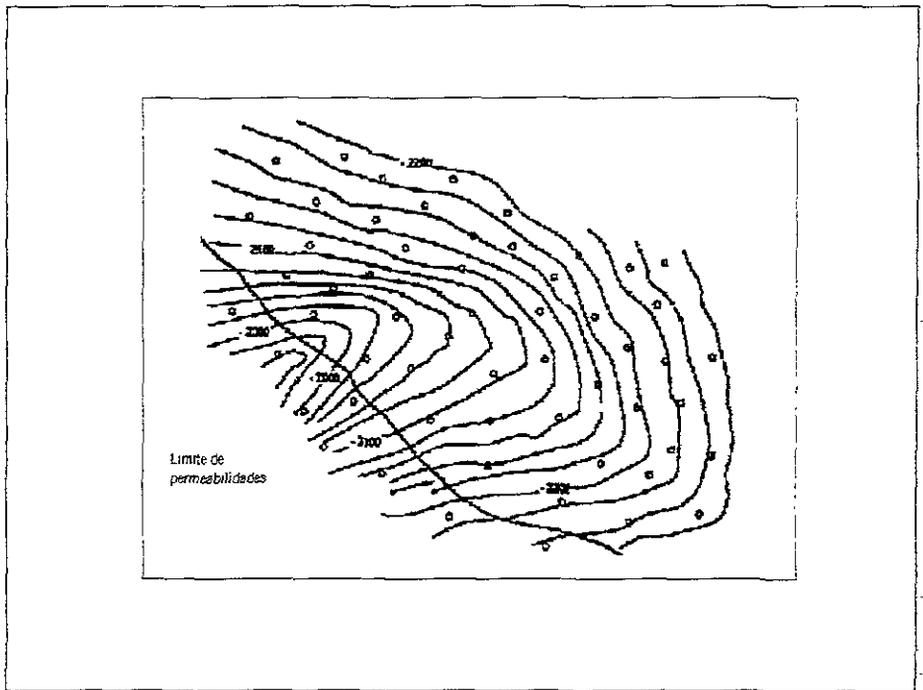


Fig. 4.34 Ejemplo de una caracterización megascópica: Plano de cimas de un yacimiento.

CAPITULO 5

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA–PETROFISICA DE YACIMIENTOS CON BASE EN INFORMACIÓN SÍSMICA

5.1. EJEMPLOS DE CARACTERIZACIÓN MEGASCOPICA

5.1.1 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO

Uno de los objetivos primordiales en la explotación de un yacimiento es el de conocer con bastante precisión la geometría de la estructura geológica en donde se encuentran los hidrocarburos. Para esto, se posee, por una parte, los mapas de tiempos sísmicos y las localizaciones de los puntos de disparo, y quizás unas cuantas secciones donde los eventos reflectores de interés han sido delineados. Esta información tiene gran resolución horizontal pero es pobre verticalmente. Por otra parte, se tiene la información proveniente de las evaluaciones llevadas a cabo individualmente en los pozos perforados, así como el plano de la localización de los mismos, Fig 5.1. Esta información es generalmente escasa para cuantificar con precisión los límites de la estructura; sin embargo, su resolución vertical es magnífica. Estos dos conjuntos de información son complementarios; el problema ha sido combinarlos de tal manera que sea físicamente posible y computacionalmente eficiente. Es así como se desarrolló el método de combinación de información sísmica y los datos de pozo. La aplicación práctica de este método consiste en describir la geometría de una estructura de interés petrolero. Para llevar a cabo esto, se parte de la información que se posee de las líneas sísmicas representadas en la Fig. 5.2 como líneas punteadas. Con esta información se elaborarán las secciones sísmicas, marcando en ellas el evento reflector de interés

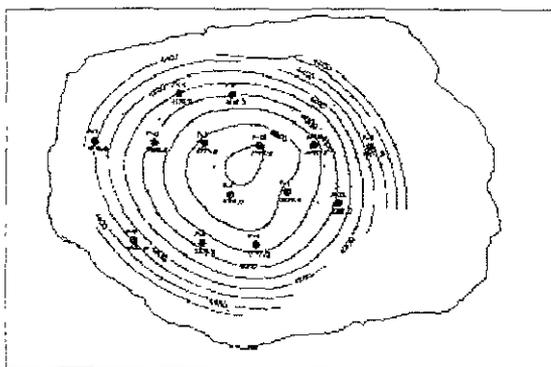


Fig. 5 1 Plano de localización de los pozos

Posteriormente se realizará la interpretación de las secciones. A partir de tal interpretación serán obtenidos los tiempos de reflexión del evento de interés en milisegundos. Con esta información se elaborará una grafica de profundidad contra tiempo de llegada, estimada para cada pozo, como se muestra en la Fig 5.3 y así realizar la transformación de tiempos a distancias.

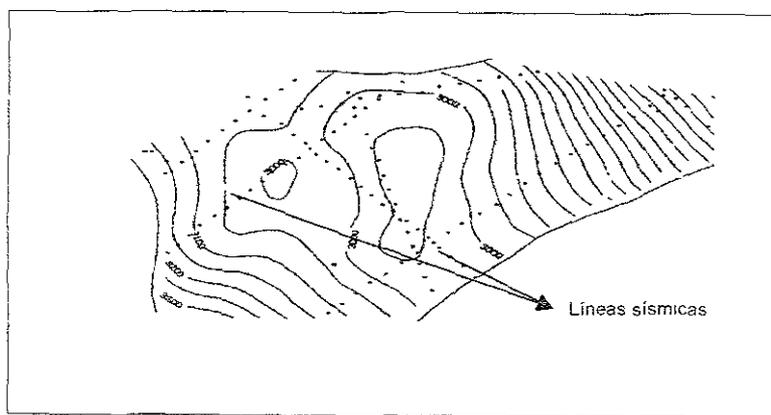


Fig. 5 3 Plano de las líneas sísmicas

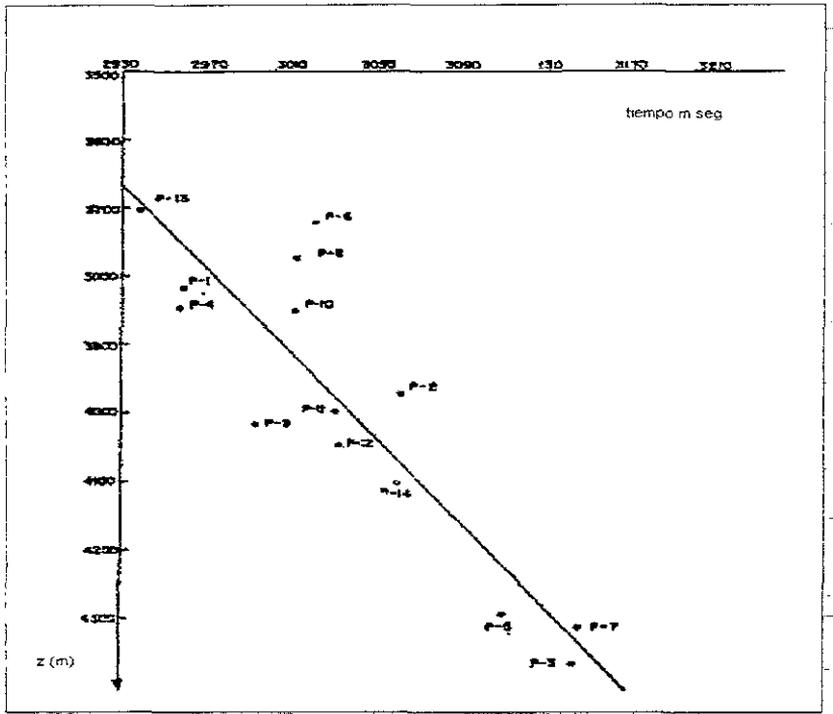


Fig. 5.3 Tiempos de llegada estimados contra la cima de la estructura geológica medida en los pozos

Si ahora se hace una combinación de los datos las Figs. 5.1, 5.2 y 5.3, y conjuntamente con la interpretación de las secciones sísmicas, se obtiene la geometría del yacimiento. Fig.5 4

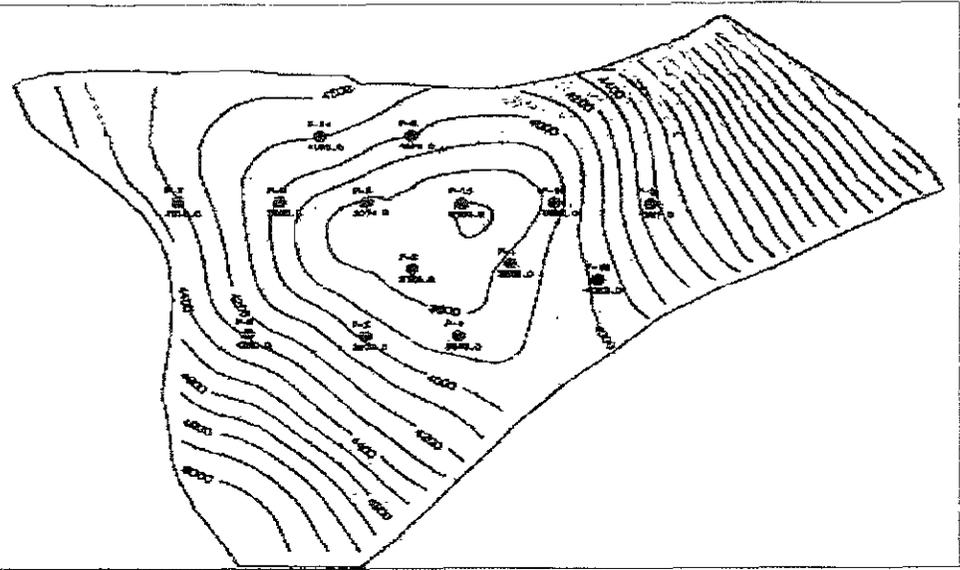


Fig 5.4 Definición de la geometría del yacimiento combinando la información sísmica y los datos de pozos (plano de cimas del yacimiento con límites por fallas)

5.1.2. ESTRATIGRAFIA, SECUENCIAS Y SISTEMAS DE DEPOSITO

El análisis sismoestratigráfico es considerado como una herramienta básica en la exploración petrolera toda vez que favorece, mediante el empleo de nuevos conceptos y técnicas de interpretación e integración de datos geológicos y geofísicos, generar modelos geológicos más realistas y detallados que permiten establecer la historia de formación, depósito, distribución espacial, procesos dominantes y deformación de las secuencias que conforman las cuencas sedimentarias

Tradicionalmente, la búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos se ha realizado con un enfoque primordialmente estructural, sin embargo, las grandes estructuras ya han

sido detectadas y perforadas. Es por eso que actualmente la exploración petrolera debe enfocarse hacia la detección de trampas combinadas (estratigráfico-estructurales) a fin de descubrir nuevas reservas de hidrocarburos, para lo cual la técnica de interpretación sismoestratigráfica es imprescindible. Esta se basa en el análisis cualitativo y cuantitativo del carácter de los reflectores sísmicos. Dado que éstos son generados por contrastes en la impedancia acústica dentro del registro litológico, representan superficies físicas dentro de las secuencias sedimentarias que definen principalmente superficies de estratos. Si además se toman en consideración las variaciones laterales del comportamiento de los reflectores a través de un análisis de facies sísmicas y se integra la información de columnas y registros geofísicos de pozos cercanos, se incrementa su significado estratigráfico. Si todas estas características son vertidas en mapas (cimas de secuencias, isopacas, distribución de facies sísmicas, distribución de atributos, rasgos estructurales principales, etc.), se podrán realizar interpretaciones de los ambientes de depósito de las secuencias; de la distribución y asociación de litofacies que las caracterizan (rocas generadoras, almacén y sello); se podrán detectar además posibles rutas de migración de los hidrocarburos hasta las trampas, permitiendo enfocar estudios a mayor detalle, reduciendo al mismo tiempo los riesgos exploratorios.

El análisis sismoestratigráfico basado en los conceptos de estratigrafía de secuencias, permite subdividir el registro litológico de una región en paquetes de diferente orden, dependiendo de sus características sedimentológicas, estructurales y de su distribución espacio-tiempo. Las secuencias de mayor orden están representadas por las "Tectonosecuencias" que enmarcan la fase de mayor creación, relleno y deformación de una cuenca, mismas que están limitadas tanto en la base como en la cima por

discordancias, como se observa en la Fig 5 5 Una tectonosecuencia, a su vez, puede ser subdividida en paquetes menores que dan lugar a las "Secuencias Estratigráficas" definidas como un conjunto de estratos genéticamente relacionados que están limitados tanto en su cima como en su base por discordancias y/o sus concordancias correlativas hacia la cuenca El reconocimiento de estas secuencias permite predecir en una primera instancia, la distribución regional de rocas generadoras, almacenadoras y sello, Fig 5 5 Las secuencias estratigráficas también pueden subdividirse en "Conjuntos de Sistemas de Depósito", donde cada sistema representa un determinado ambiente conforme a la ubicación en que tiene lugar dicho depósito, como puede ser el caso de una isla de barrera o un abanico submarino, dependiendo de su posición dentro de un ciclo de variación relativa del nivel del mar, teniéndose así sistemas característicos de bajo nivel, transgresivos y de alto nivel, Fig. 5 5

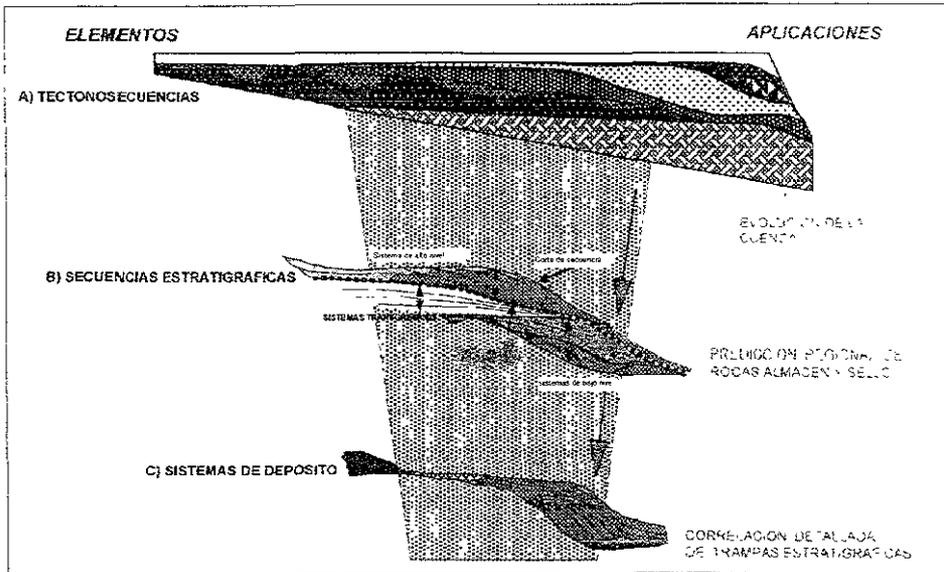


Fig 5-5 Orden de secuencias mediante el análisis de datos sísmicos

Hoy en día, se genera una gran cantidad de información sísmica 2D y 3D, así como de pozos, lo cual hace primordial el empleo de software especializado que permita ser más eficiente la interpretación sísmica a través de estaciones de trabajo interactivas, esto con la finalidad de reducir tanto la incertidumbre de la interpretación, como el riesgo en la explotación y delimitación de yacimientos.

Las estaciones de trabajo proveen una gran variedad de posibilidades especialmente cuando se trata de levantamientos 3D, ya que con estos se pueden realizar cortes en tiempo dentro del volumen sísmico que son de gran importancia para la interpretación de fallas, y que van a constituir las rutas preferenciales de migración de los hidrocarburos hasta las trampas, Figs. 5.6 y 5.7

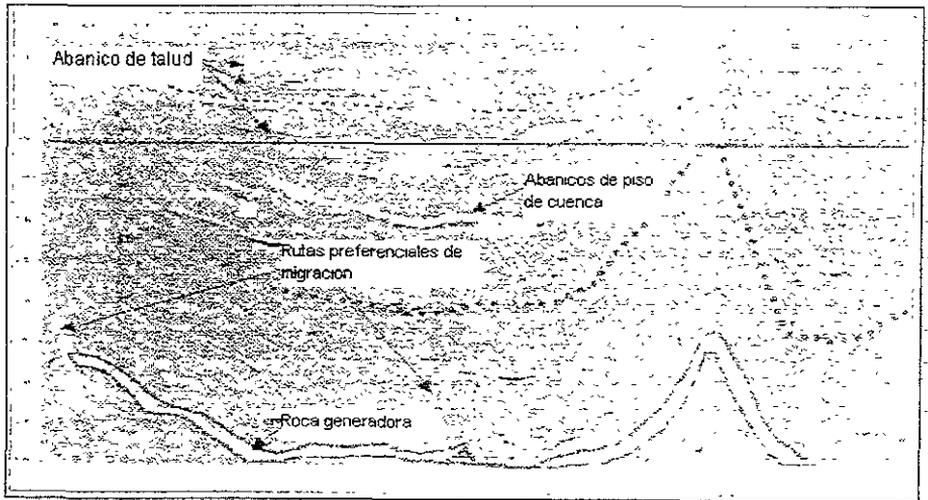


Fig.5.6 Sección sísmica interpretada estratigráfica y estructuralmente

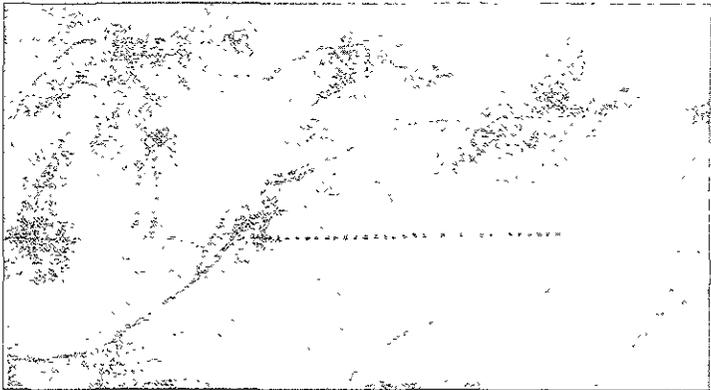


Fig 5-7 Corte en tiempo que muestra el sistema principal de fallas en un cubo sísmico (La línea punteada muestra la posición aproximada de la sección mostrada en la Fig 5.6)

5.1.3 CONFIGURACIÓN DE YACIMIENTOS AFALLADOS

El problema importante a resolver en este ejemplo, es que a partir de la caracterización de estructuras afalladas y empleando sismología se pueda obtener la configuración de un campo; ya que hasta ahora sólo se han caracterizado estructuras sin complicaciones por la presencia de fallas. La aplicación de la técnica que a continuación se describe se debe a que las estructuras que predominan en el Sureste de México presentan afallamientos sumamente complejos, y esto obliga a establecer técnicas más desarrolladas para su mejor caracterización.

Con el advenimiento de las computadoras ha sido posible desarrollar una gran variedad de programas de cálculo, de tal forma que la configuración de yacimientos afallados y la cuantificación de reservas son los trabajos básicos que apoyan las decisiones trascendentales que se toman en la industria petrolera.

5.1.3.1 METODOLOGIA DE CORRELACION ENTRE BLOQUES

La técnica que se describe a continuación se llama correlación entre bloques. Este método, en forma resumida, propone la utilización de los programas computarizados para el control vertical y horizontal de trazas de los planos de falla. Una vez obtenido el control de la información de las trazas se someterá esta información a un algoritmo computarizado logrando así que los planos se transformen en superficies de desplazamiento. Ahora bien, a partir de la información de estos bloques se realizará una interpolación entre ellos, para que de esta forma se obtenga la configuración del campo de interés.

Ahora bien, el método toma como base las secciones sísmicas interpretadas en el dominio del tiempo, ya que tienen la ventaja de estimar profundidades de eventos de interés es decir, reflexiones de las estructuras afalladas de interés. En las estructuras interpretadas sísmicamente es necesario detectar la presencia de fallas para aplicar este método como se observa en la Fig 5.8

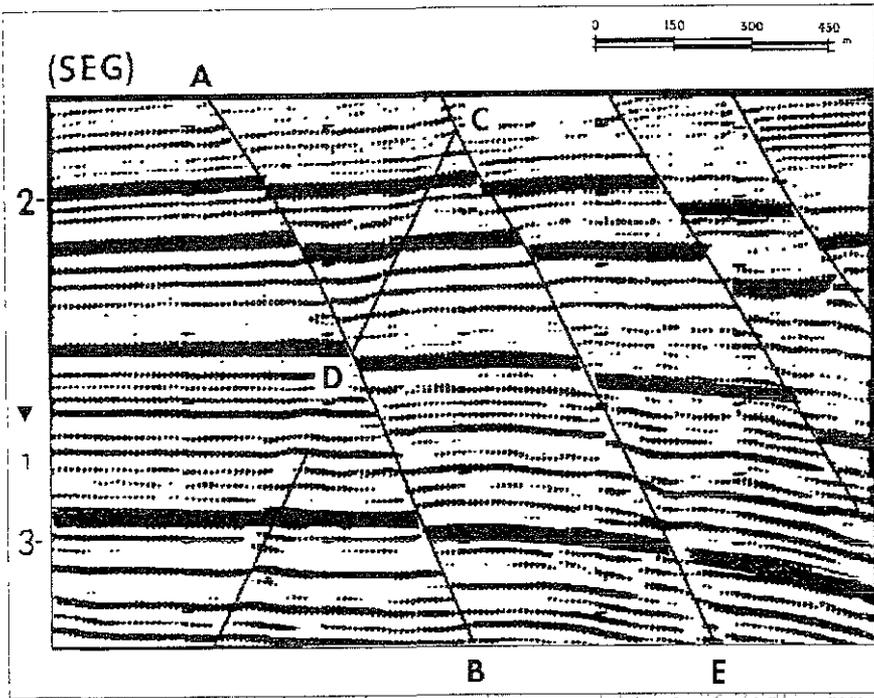


Fig 5.8 Sección sísmica que muestra fallas

Así, en las secciones sísmicas es posible medir los desplazamientos horizontal y vertical de las fallas que los interceptan, lo que no es posible cuantificar es la traza de una falla, es decir, no existe una traza que represente a la falla, por lo tanto no se tiene un control horizontal (espesor) ni características detalladas de la misma. Ahora bien, sobre la base de varias intersecciones proporcionadas por varios perfiles sísmicos, no es posible determinar cuáles de estas intersecciones definen el paso de una misma falla, por lo que esta fase del estudio recae sobre la experiencia en otras áreas como: Geotectónica, Geología Estructural, Sedimentología, etc. En la Fig. 5.9 se presenta un ejemplo particular en donde se realizó una interpretación del paso de fallas, auxiliándose por un experto que conoce bien el área de estudio. Una vez discutido y hecho lo anterior, se empleó un algoritmo computarizado para interpolar las características de las fallas que son: **Rumbos** variable, desplazamientos vertical, horizontal y **echado** variable. Como puede observarse el resultado dado por el algoritmo hace mucho más general el tratamiento de las fallas, y que dejan de ser sólo planos para transformarse en superficies de desplazamiento. La interpolación se llevó a cabo usando funciones cúbicas "spline" a través de toda la región de estudio. Este proceso de interpolación permite definir finalmente "bloques" continuos rodeados por fallas tal como se observa en la Fig. 5.9. La contribución principal de esta técnica, tiene como primicia que en el proceso de configuración de estructuras en presencia de fallas, se considera la correlación que existe entre la información perteneciente a diferentes bloques adyacentes. La idea que dio origen al modelado de esta técnica se puede observar gráficamente en la Fig. 5.9. Las Figs. 5.10 y 5.11 muestran una estructura anticlinal y la configuración de la cima a partir de información sísmica de esta estructura continua. Después, en la Fig. 5.12 se presenta una falla con un cierto

desplazamiento que atraviesa a la estructura anticlinal, de tal forma que la divide en 2 bloques

Si la información sísmica que pertenece sólo a uno de los bloques fuera empleada en su configuración, sin tomar en cuenta lo que ocurre con la información del otro bloque, el resultado sería una configuración distorsionada como se observa en la Fig 5.13 es decir aquí se muestra lo que tradicionalmente se hace a mano en consecuencia esta configuración se encuentra muy alejada de la realidad geológica estructural que se intenta representar

Lo anterior fue lo que motivó al modelado propuesto es decir, una manera de corregir tal distorsión sería introduciendo o calculando información a lo largo de la falla, de tal forma que se produzca el efecto deseado en las curvas de nivel. Esta nueva información calculada, considera la correlación geológica existente entre la información perteneciente a cada uno de los bloques, después de haber ocurrido el afallamiento

Finalmente en la Fig 5.14 se presenta la distribución de los valores usados en la configuración final de la cima afallada. Se pueden observar 9 líneas sísmicas y la traza de 5 fallas; aplicando la técnica de corrección entre bloques. En la Fig 5.15 se presenta el resultado final de la configuración de la cima afallada, donde destacan 6 bloques principales interpretados: esta configuración es la solución del problema propuesto. En la Fig 5.16 se presentan los mismos resultados pero con una vista tridimensional, se pueden observar las fallas que atraviesan el yacimiento, puede decirse que es la manifestación de la sísmología en tres dimensiones.

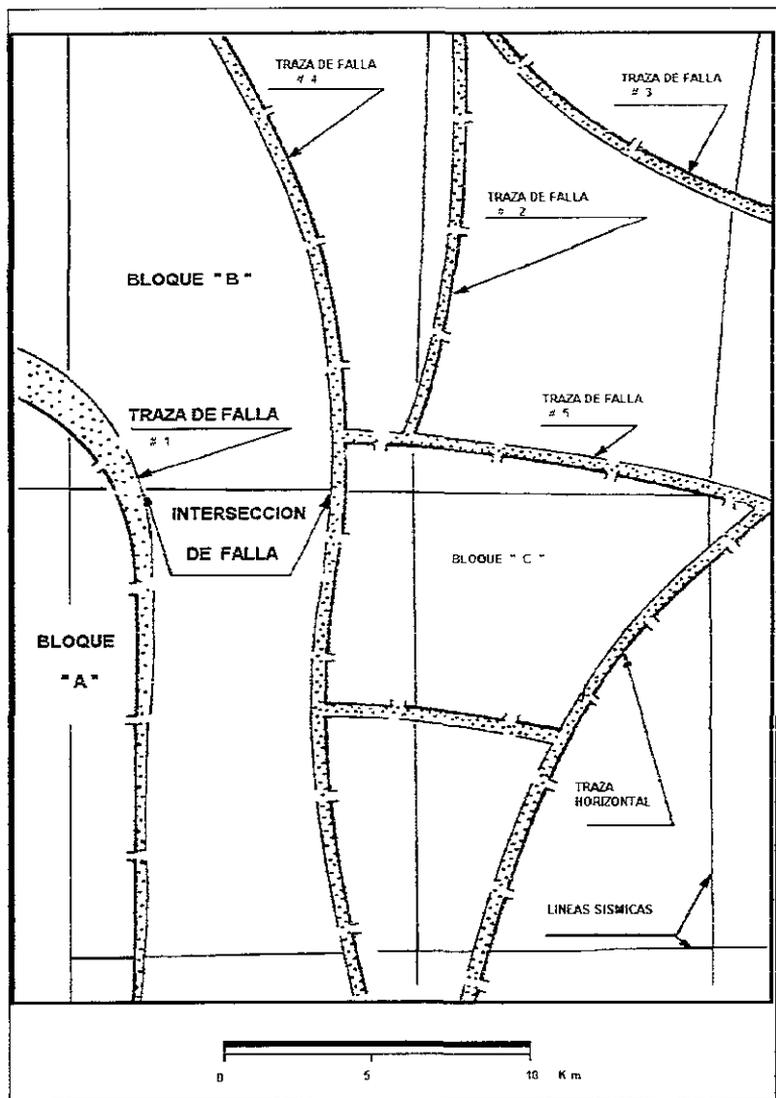


Fig.5.9 Mapa de una porción del área de estudio, el cual muestra el sistema de fallas interpretadas a partir de información sísmica. El ancho de las fallas indica desplazamiento horizontal.

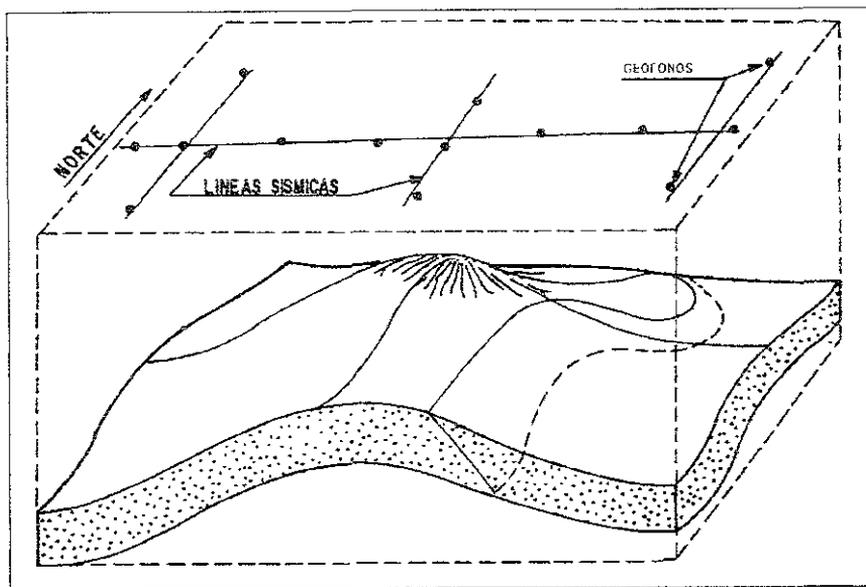


Fig 5 10 Representación de una estructural anticlinal

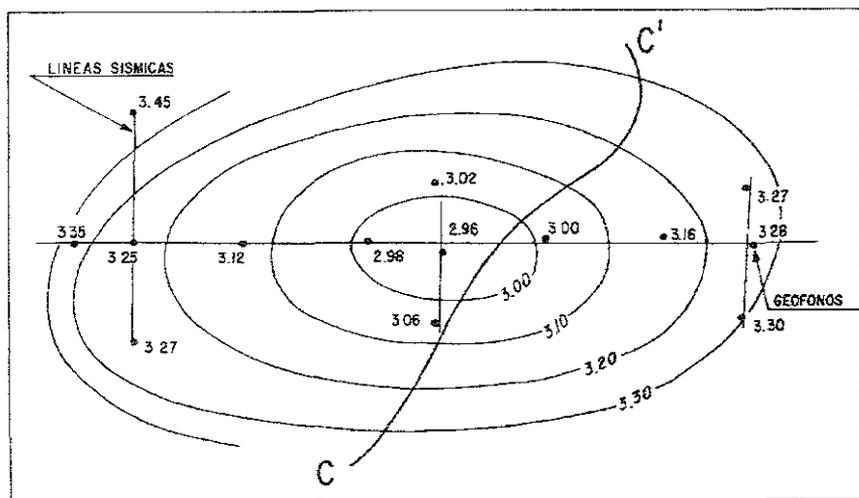


Fig 5 11 Configuración del anticlinal

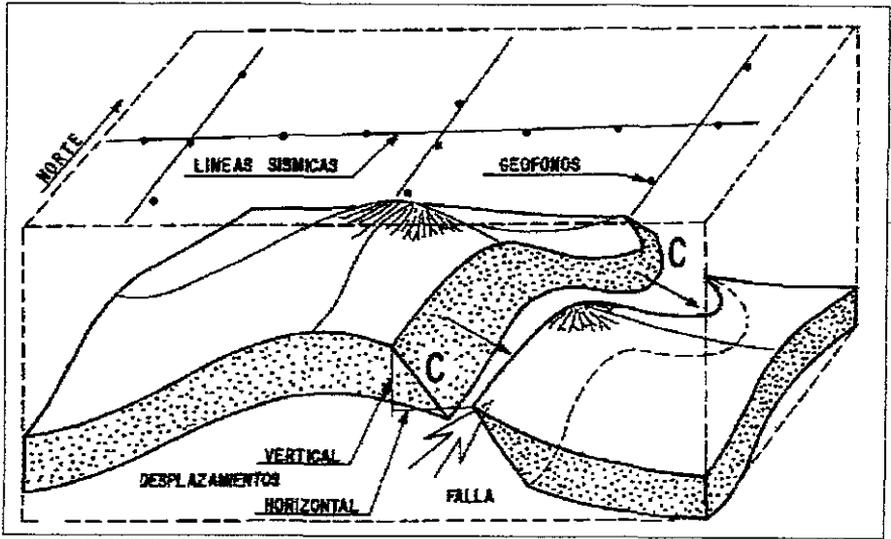


Fig 5.12 Estructura anticlinal afallada

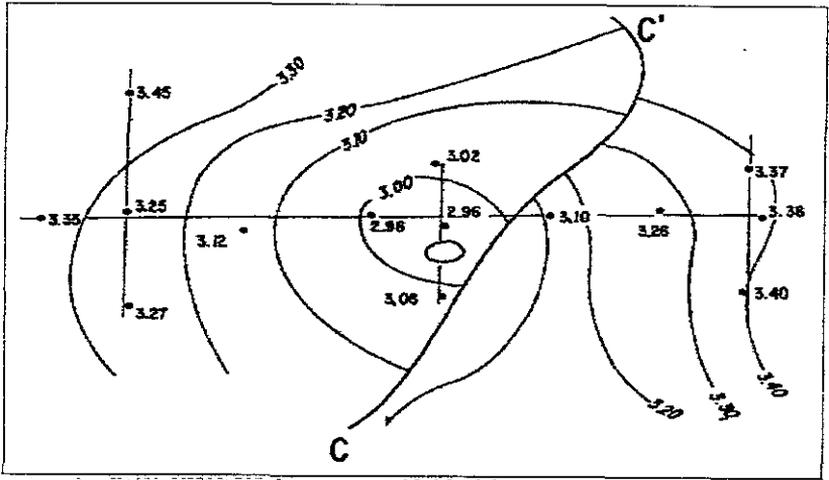


Fig. 5.13 Configuración del anticlinal afallado sin considerar correlación con el otro bloque

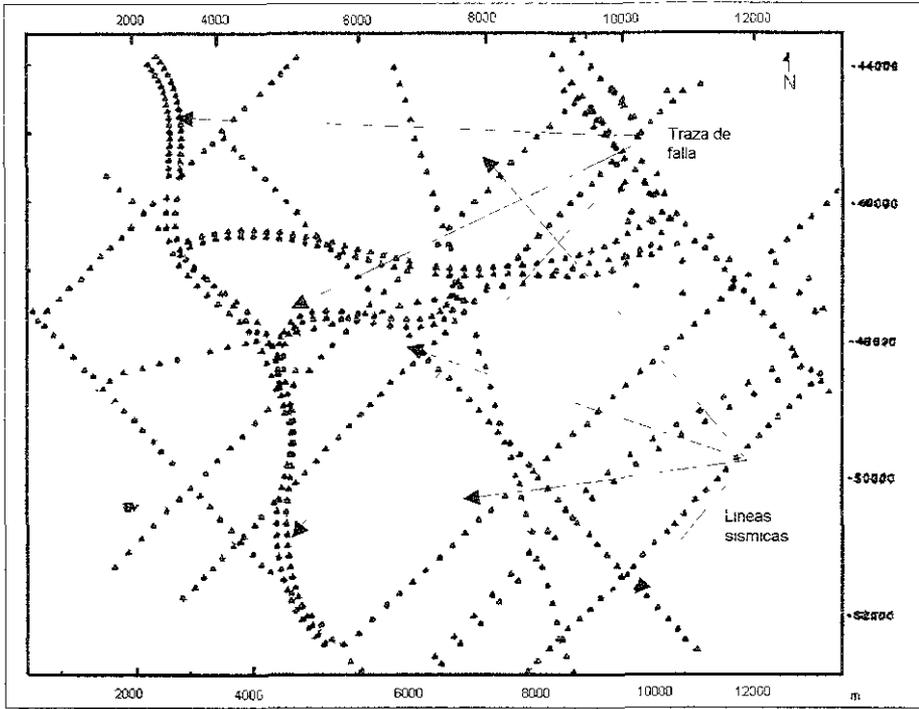


Fig.5.14 Distribución de los puntos de tiro (datos), de 9 líneas sísmicas y de las fallas, calculadas por la correlación de bloques

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA-PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS CON BASE EN INFORMACIÓN SISMICA

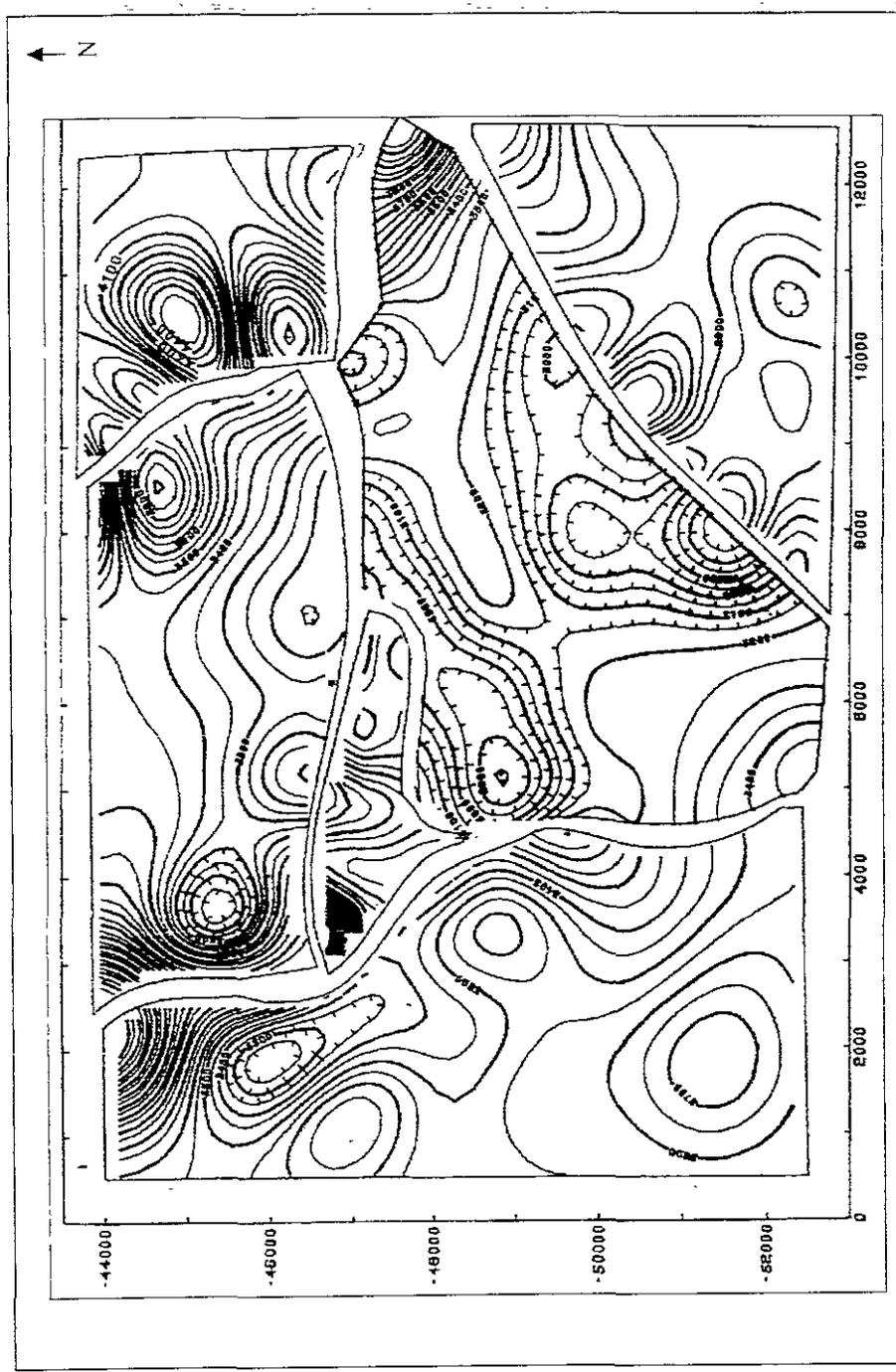


Fig. 2. A. Caracterización sísmica de la zona afectada de la formación de intemperación

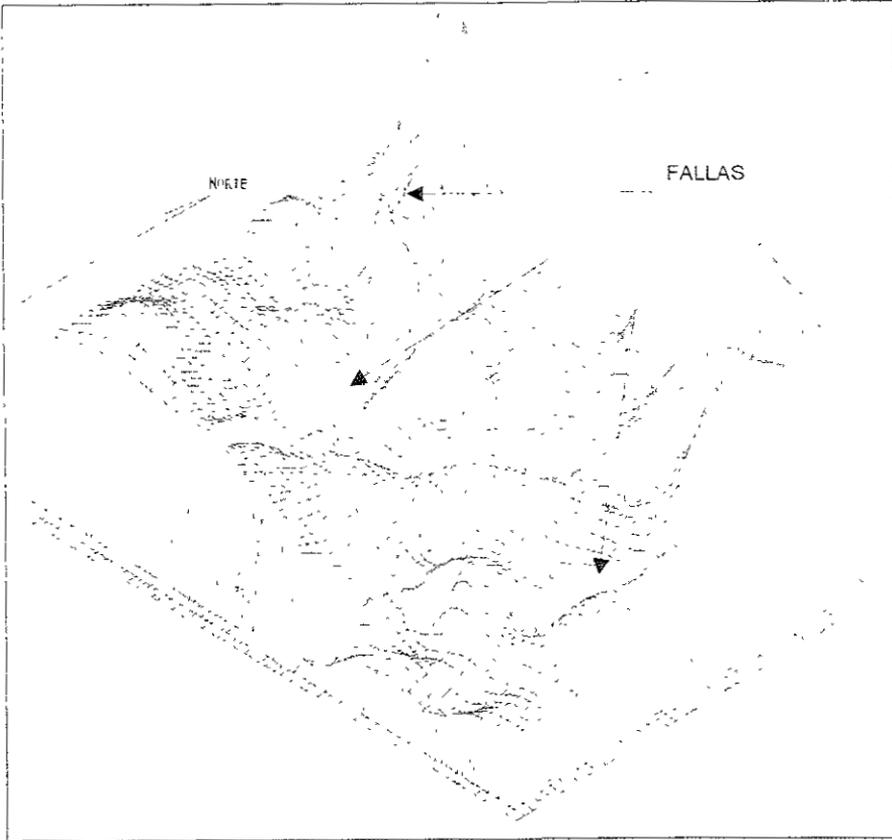


Fig. 5 16 Vista tridimensional de la cima afallada del campo

5.1.4 ESTUDIO SISMOLOGICO-ESTRUCTURAL

El progreso de las técnicas sismológicas han sido contundentes y efectivas en los últimos 25 años para localizar en forma indirecta el posible entrapamiento de hidrocarburos. Los primeros trabajos sismológicos desarrollados en la zona marina de Campeche datan desde el año de 1966. Los resultados positivos obtenidos marcan el inicio de grandes descubrimientos de estructuras productoras como son las del Complejo Cantarell, ya que una de las principales ventajas que se han tenido con la aplicación de técnicas sismológicas es la delineación de los límites de un campo. A continuación se ejemplifica de una forma real esta limitación.

5.1.4.1 ESTRUCTURA MOAN

La Fig. 5.17, corresponde a la sección sismológica de la estructura Moan, en la cual se observa un anticlinal alargado con cierre y dimensiones pequeñas, echado muy suave en sus flancos; encontrándose limitada hacia el Sur por una falla inversa y al Norte por una falla normal, ambas paralelas a su eje estructural como se muestra en la Fig. 5.18

La Fig. 5.18, muestra la estructura Moan, que en combinación con la sección sísmica se pudo obtener de una forma definida lo siguiente: pertenece al prospecto Cantarell Norte, el cual es una prolongación hacia el Noreste del Complejo productor Cantarell, teniendo límite al Noroeste la estructura del pozo Tunich-1 (improductivo con agua salada); Al Oeste con el pozo Zazil-ha-1 (productor) hacia el sur la estructura Ixtoc y hacia el Este una línea imaginaria, cercana y paralela al borde de la plataforma de Yucatán.

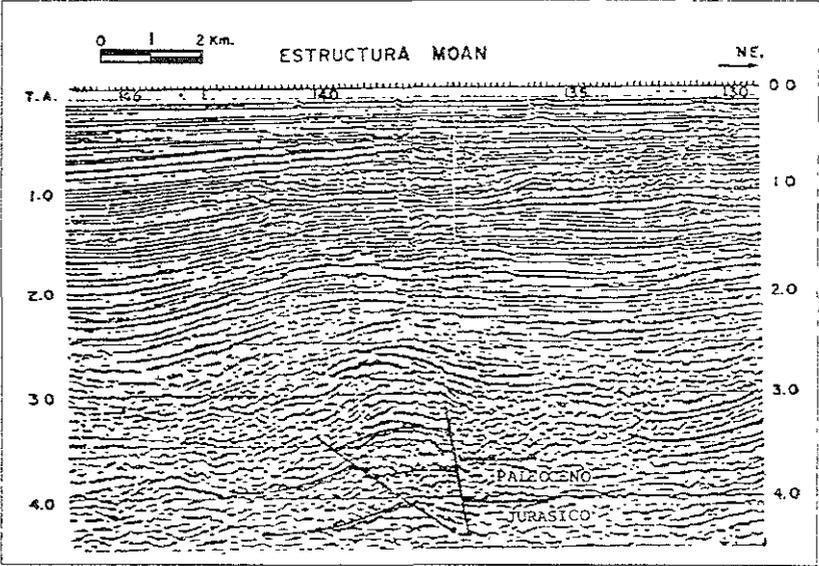


Fig 5.17 Sección sísmológica (L-500) que define la estructura Moan

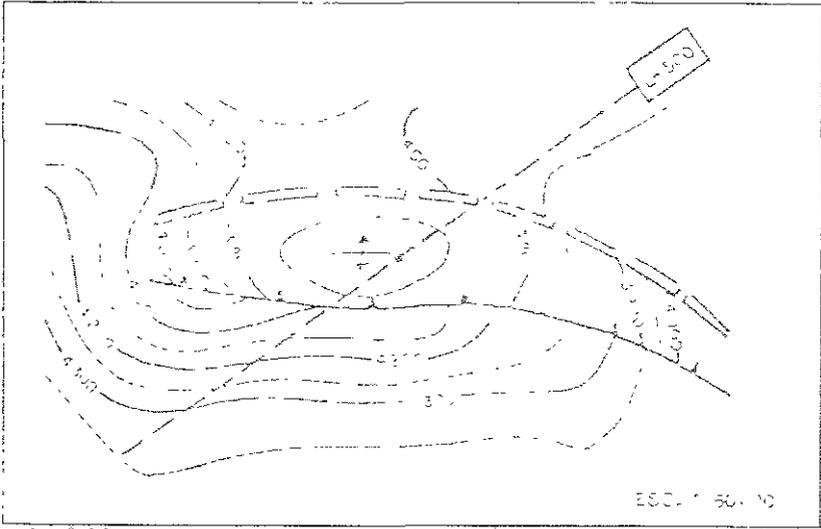


Fig 5.18 Configuración sísmica-estructural Moan

5.1.4.2 ESTRUCTURA CHUC

La Fig 5 19 muestra la sección sísmológica de la estructura Chuc. Se pueden apreciar dos anticlinales que son interrumpidos por una falla normal. Al suroeste una falla de tipo inverso

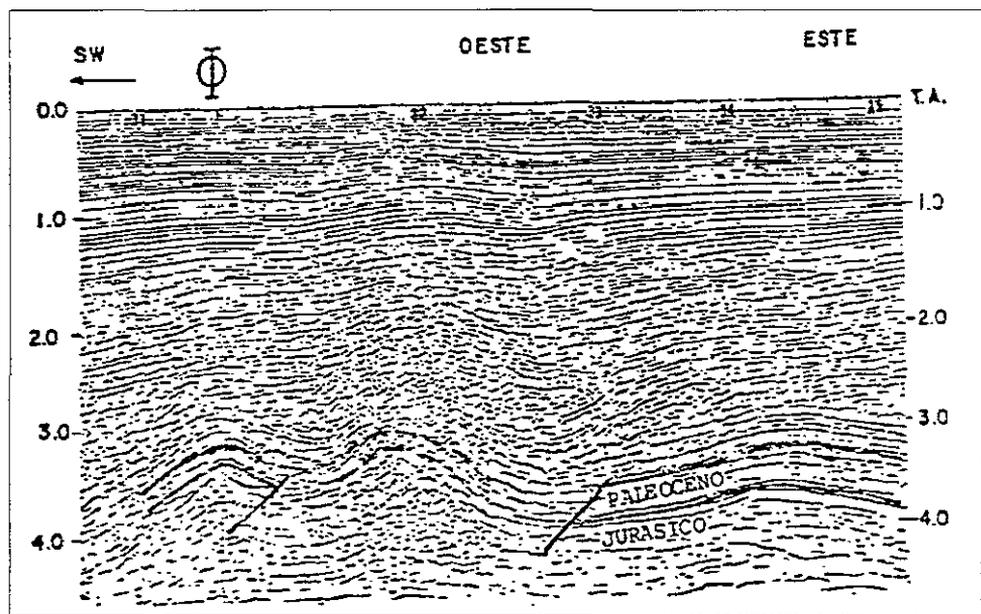


Fig. 5.19 Sección sísmológica (L-3388) que define la estructura Chuc

De acuerdo con la sección sísmológica de la Fig. 5.19, se pudo delimitar de una manera más exacta la configuración sísmica-estructural de la Fig. 5.20. Como dato adicional, fue perforado el pozo Chuc-1 cuyo resultado fue productor.

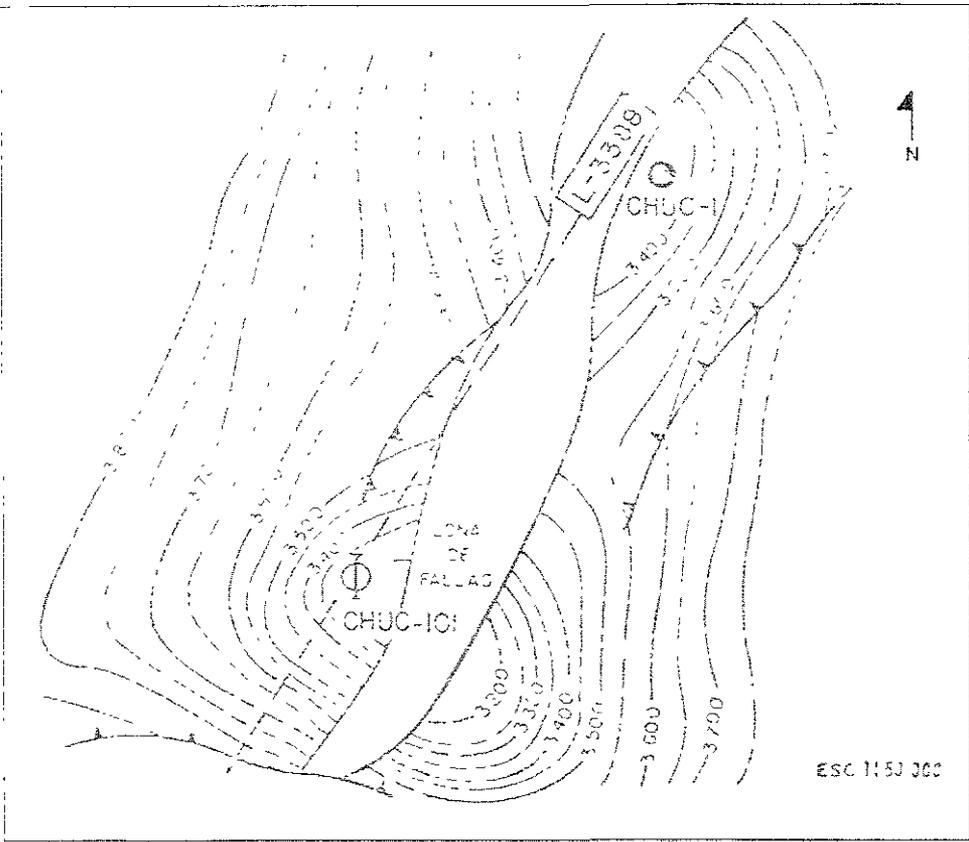


Fig 5 20 Configuración sísmica-estructural Chuc

5.2. EJEMPLOS DE CARACTERIZACIÓN MACROSCÓPICA

5.2.1. PLEGAMIENTOS

Como se vió en el capítulo anterior los plegamientos son de muchos tamaños y tipos, y tienen orígenes variados. Su estudio es de gran importancia desde el punto de vista petrolero ya que en los plegamientos llamados anticlinales es donde se tienen grandes posibilidades de encontrar hidrocarburos. Desde el punto de vista del geofísico los plegamientos podrían representar zonas de problemas debido a la falta de continuidad de información, o bien, problemas para determinar correctamente la velocidad adecuada para la conversión a profundidad o realizar la migración. Ahora bien, cuando un plegamiento es severo la orientación de las líneas sísmicas es crítica ya que éstas deberían ser lo más normal posible a los ejes del plegamiento. A continuación se describen algunos ejemplos típicos de plegamientos.

5.2.1.1 PLEGAMIENTO CONCÉNTRICO

Si se considera primeramente la representación sísmica del plegamiento concéntrico se alcanzará a apreciar que los estratos tienen un centro común de curvatura y que conservan un grosor constante, en la Fig. 5.21 se pueden apreciar las reflexiones típicas de éstos. Aparecen como plegamientos paralelos, con intervalos iguales de tiempo en la sección sísmica.

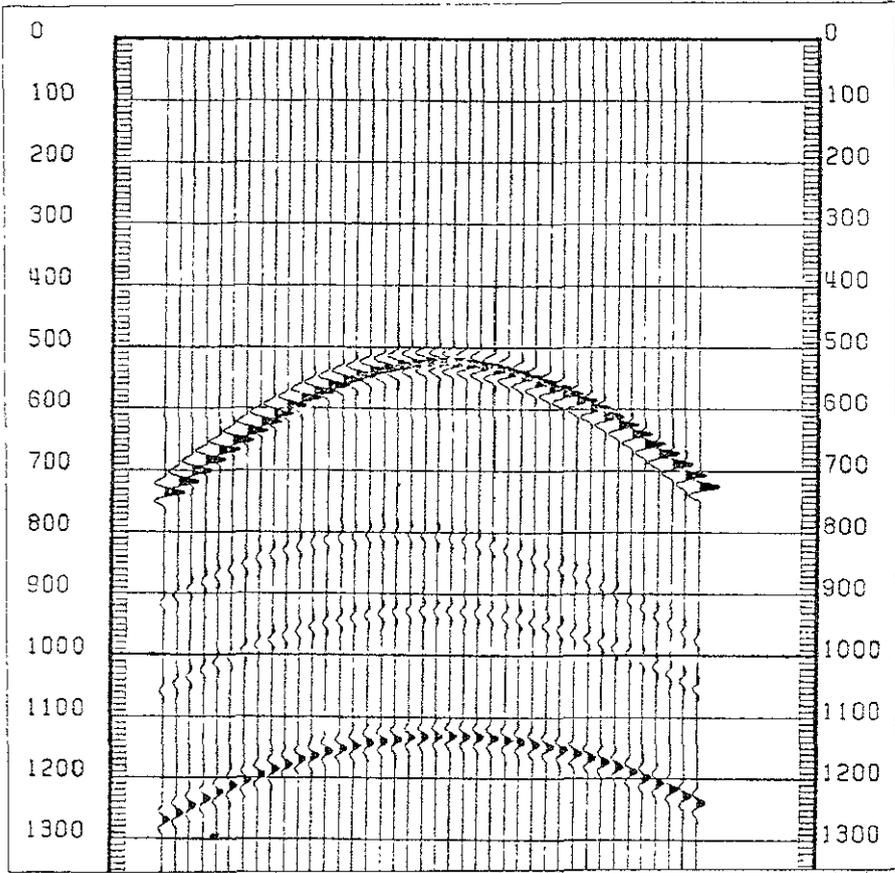


Fig 5 21 Reflexiones típicas de ondas sísmicas en un plegamiento concéntrico

En la sección sísmica de la Fig. 5 22 se representa un ejemplo real de un plegamiento

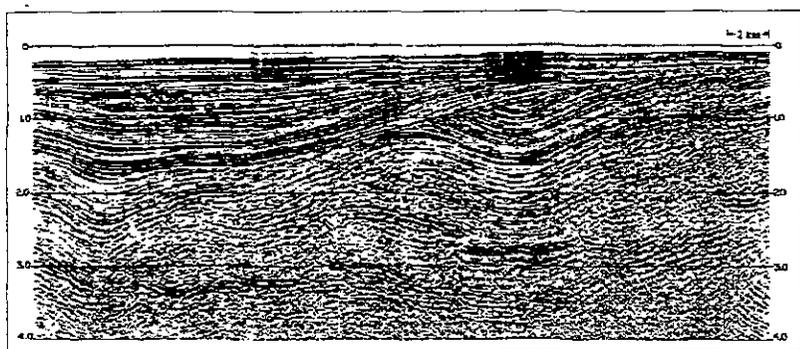


Fig 5.22 Representación real de un plegamiento

5.2.1 ANTICLINAL

Como se describió en el capítulo anterior son estructuras plegadas, en las que los techos de las capas son convexos y las capas más antiguas quedan en el centro de la estructura.

Con datos sísmicos, los anticlinales pueden ser identificados debido a que la curvatura del anticlinal tiende a hacer más débiles las reflexiones sísmicas. Generalmente, la calidad de los datos sísmicos en anticlinales no es muy buena. En la Fig 5 23 se muestra una sección sísmica en un anticlinal. En la parte A se observa que los estratos mantienen sus espesores durante el plegamiento, por lo que se trata de calizas y areniscas consolidadas. En la parte B, se tienen rocas menos duras (lutitas y evaporitas), ya que tienden a fluir y deslizarse a lo largo de los estratos, produciendo marcadas variaciones del espesor a corta distancia. Generalmente las estructuras plegadas implican afallamiento, como se puede observar en la parte C. La determinación de anticlinales es de tipo cualitativo y cuantitativo cuando se determinan sus

características. tales como: geometría, dimensiones, profundidad de la cima y de la base etc

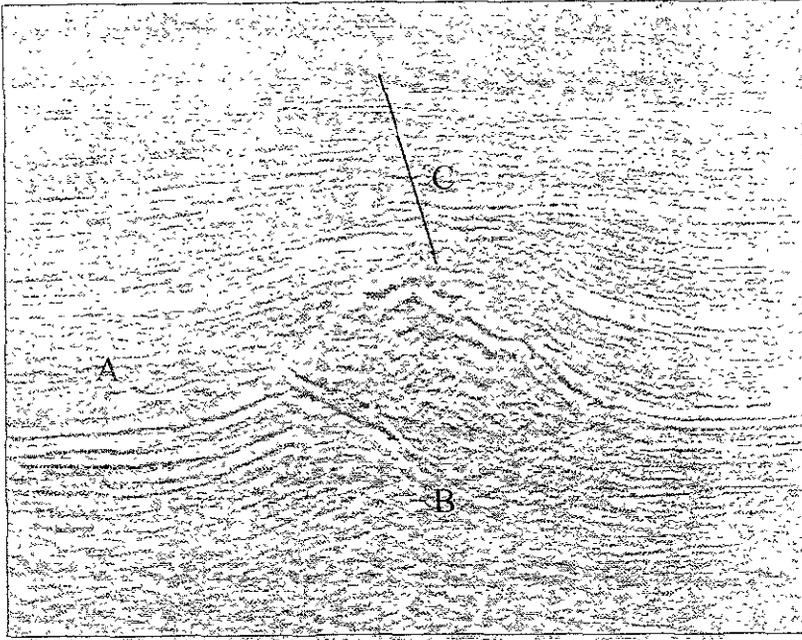


Fig. 5 23 Representación real de un anticlinal en una sección sísmica

5.2.3 SINCLINALES

Dentro de una sección sísmica el sinclinal se presenta más estrecho de lo que es en realidad, como se puede observar en la Fig. 5 24, donde el punto más bajo del sinclinal no sufre cambios. La trayectoria del viaje al punto más bajo del sinclinal tiene la longitud mínima y el tiempo de propagación más corto. En otras palabras la presentación sísmica del sinclinal es convexa hacia arriba. Se verá que dentro del sinclinal los puntos

reflectores avanzan de derecha a izquierda, mientras que los puntos de observación van de izquierda a derecha.

Cabe mencionar que la representación de un sinclinal en una sección sísmica por lo regular está acompañado por otro evento geológico, ya que el plegamiento no puede pasar desapercibido a esfuerzos producidos en el interior de la tierra

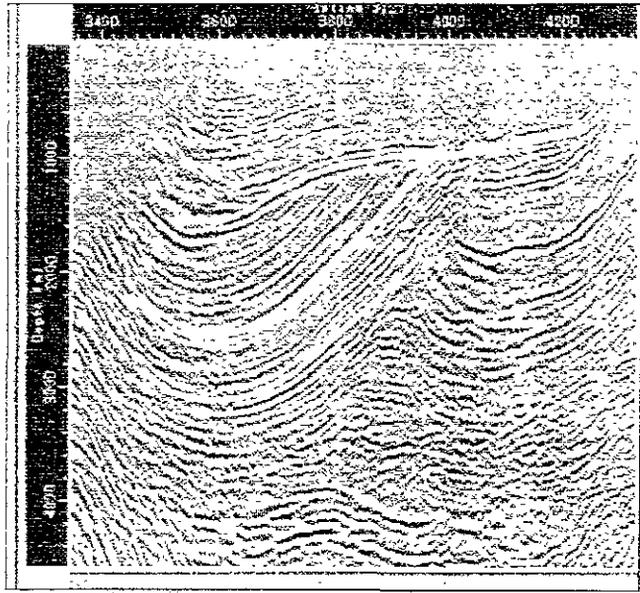


Fig. 5.24 Representación de un sinclinal en una sección sísmica

5.2.4 DOMOS SALINOS

Son cuerpos intrusivos que afectan a las capas que se localizan encima, las cuales normalmente sufren, además de la deformación, una gran cantidad de afallamientos y fracturamientos

Con información sísmica es posible la identificación de domos salinos. Los domos salinos someros son tan evidentes que pocas veces se cometen errores en su identificación. Debido al gran contraste de impedancia, la cima del domo salino (o casquete rocoso sobre la parte superior del domo) puede ser un reflector muy fuerte. En la Fig. 5.25 se muestran tres secciones sísmicas donde se pueden apreciar diferentes estructuras salinas. En la Fig. 5.25 d, se muestra el comportamiento de velocidades de las ondas sísmicas. La determinación de los domos salinos es de tipo cualitativo y cuantitativo, cuando se determinan sus características, tales como geometría, dimensiones, profundidad de la cima, etc. Cuando la sal empieza a migrar hacia las partes altas provoca que los estratos sobreyacentes se arqueen hacia arriba con características anticlinales. Sobre la superficie superior uniforme de la sal cierto grosor de sedimentos mostrará reflexiones en dirección paralela a esta superficie. Por encima de este nivel el material de la cuenca se volverá progresivamente menos cóncavo hacia arriba, esto es, los sedimentos son más gruesos a la mitad. La velocidad de las ondas en la sal es alta, alcanza los 5000 m/seg.

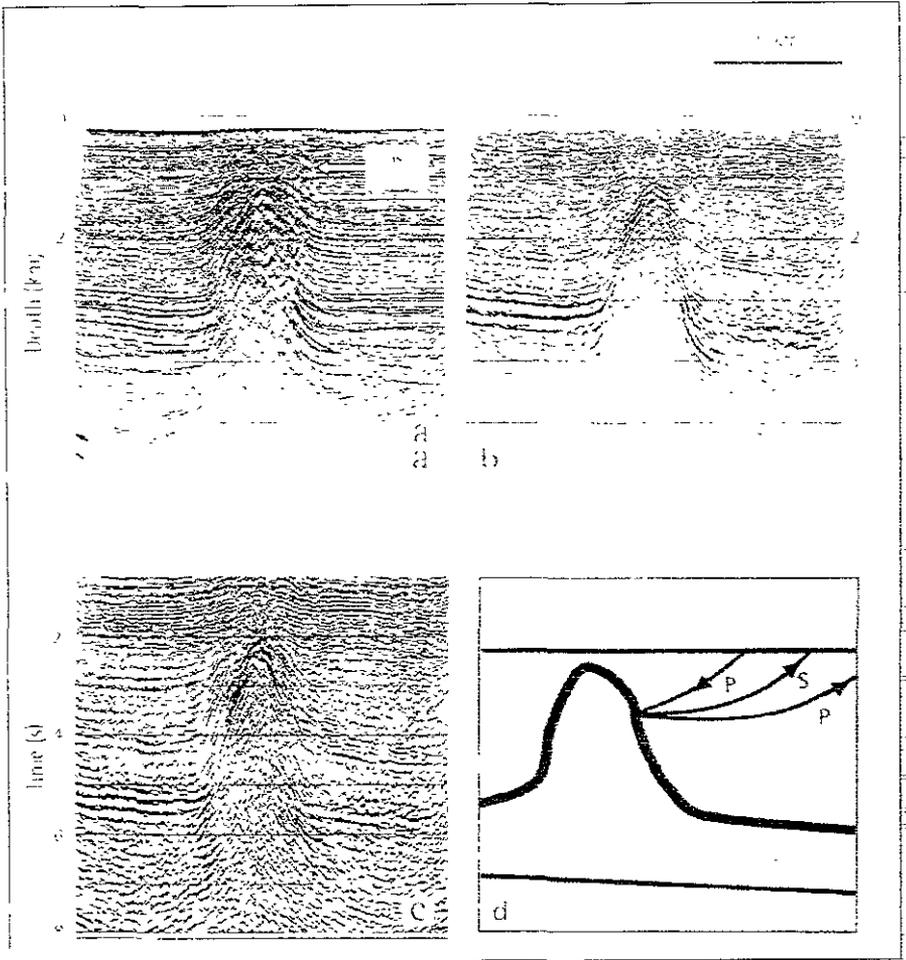


Fig 5.25 Representación sísmica de domos salinos

5.2.5. VARIACIÓN DE FACIES

Como se mencionó en el capítulo anterior, una facies es el conjunto de rocas cuyas características distintivas como composición, textura, color, contenido de fósiles, etc., reflejan las condiciones ambientales y de sedimentación en las que se formaron

Un conjunto de mediciones hechas con registros, para un determinado intervalo en un pozo, representa la evaluación de algunas propiedades en términos de valores de: resistividad, tiempo de tránsito, índice de hidrógeno, etc. En la Fig 5.26 se muestra un registro SP, el cual sirve de apoyo para este ejemplo. Así pues, un conjunto de registros representa una electrofacies que, posteriormente, puede correlacionarse con facies geológicas.

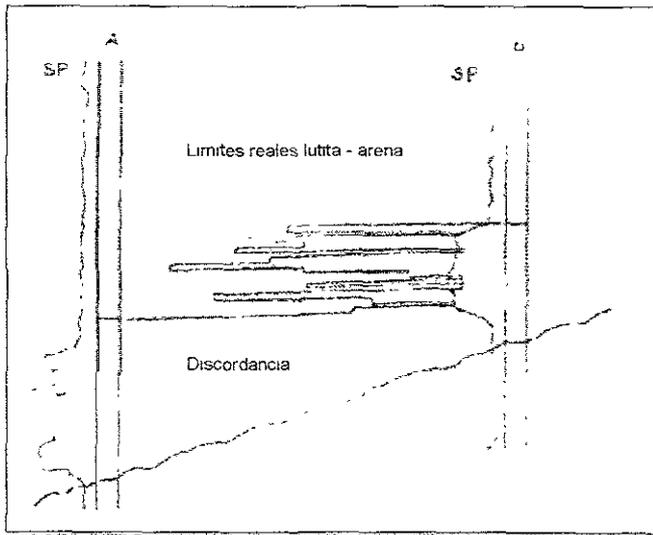


Fig. 5.26 Representación de un registro SP

Mediante análisis sísmico de la sección de interés, Fig. 5.27, pueden determinarse facies geológicas a partir de las características de reflexión sísmica. A la facies sísmica se deben las características distintivas que hacen a un grupo de reflexiones verse diferentes de las reflexiones adyacentes. Las reflexiones paralelas sugieren depositación uniforme sobre una superficie estable, mientras que las reflexiones divergentes indican variación en el ritmo de depositación de una área a otra o bien una inclinación gradual.

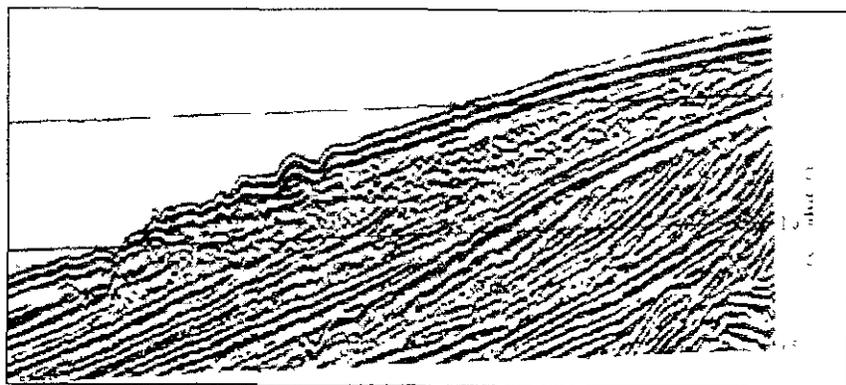


Fig. 5.27 Sección sísmica que muestra los cambios de facies

Con la información de los registros geofísicos y de la sección sísmica se puede establecer con más precisión el trazo de líneas límite de facies, Fig 5.28.

Las variaciones de un punto a otro en las características de los sedimentos detríticos (litofacies) o de los sedimentos orgánicos (biofacies) se puede representar sobre un plano de facies. Un ejemplo de un plano de facies se muestra en la Fig. 5.29. El procedimiento usual es convertir los datos de las facies a porcentajes y unir los puntos

de igual valor. Los datos se obtienen de muestras de roca, de registros geofísicos y de levantamientos sísmicos

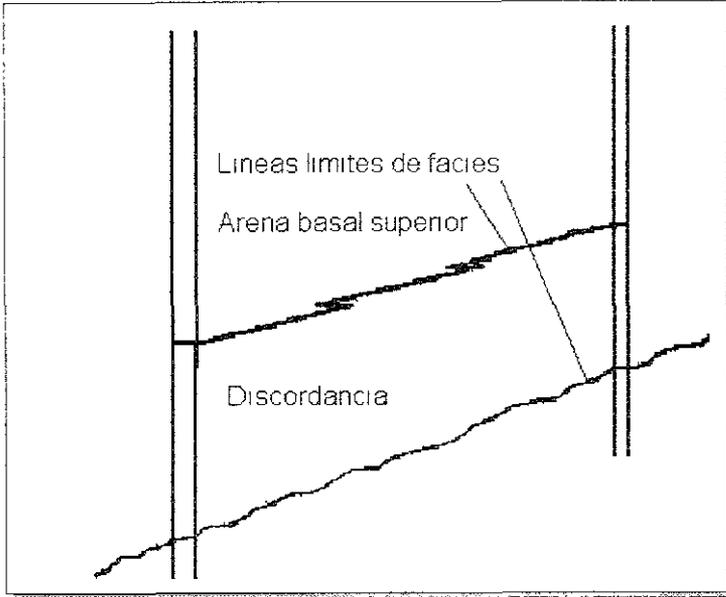


Fig 5.28 Trazo de líneas límite de facies

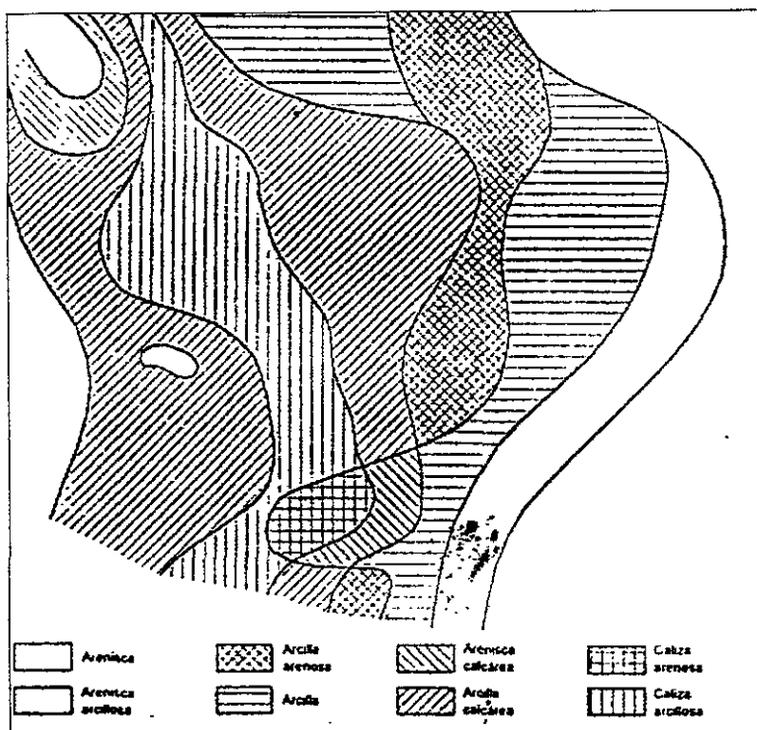


Fig. 5.29 Plano de facies

5.2.6 FALLAMIENTO

Comúnmente, los eventos de reflexión terminan abruptamente cuando el punto de reflexión llega al plano de falla y entonces se concentran de nuevo en posiciones desplazadas sobre el otro lado de la falla. Además, idealmente la reflexión tiene un carácter suficientemente distintivo para que las dos porciones de los lados opuestos de la falla se puedan reconocer y así determinar la caída de ésta. *En la práctica, usualmente las difracciones prolongan eventos de tal modo que las ubicaciones de los planos de falla no son claramente evidentes, aunque en ocasiones se pueden observar terminaciones abruptas.* Más aun, aunque a veces la misma reflexión se identifica inequívocamente sobre los dos lados de una falla, en muchos casos se pueden hacer sólo correlaciones tentativas a través de fallas.

A menudo se ven sobre los dos lados de la falla diferentes echados de reflexión, que en ocasiones pueden ser distorsiones, éstas pueden ser tan grandes y cambiar tan rápidamente que causan un marcado deterioro de la calidad de los datos debajo de la falla, y a veces tan grande que las reflexiones están casi completamente ausentes “zona de sombra” debajo de la falla. Las características anteriores hacen que las fallas en las secciones sísmicas sean relativamente fáciles de visualizar. Las Figs. 5.30, 5.31 y 5.32 representan fallas en secciones sísmicas

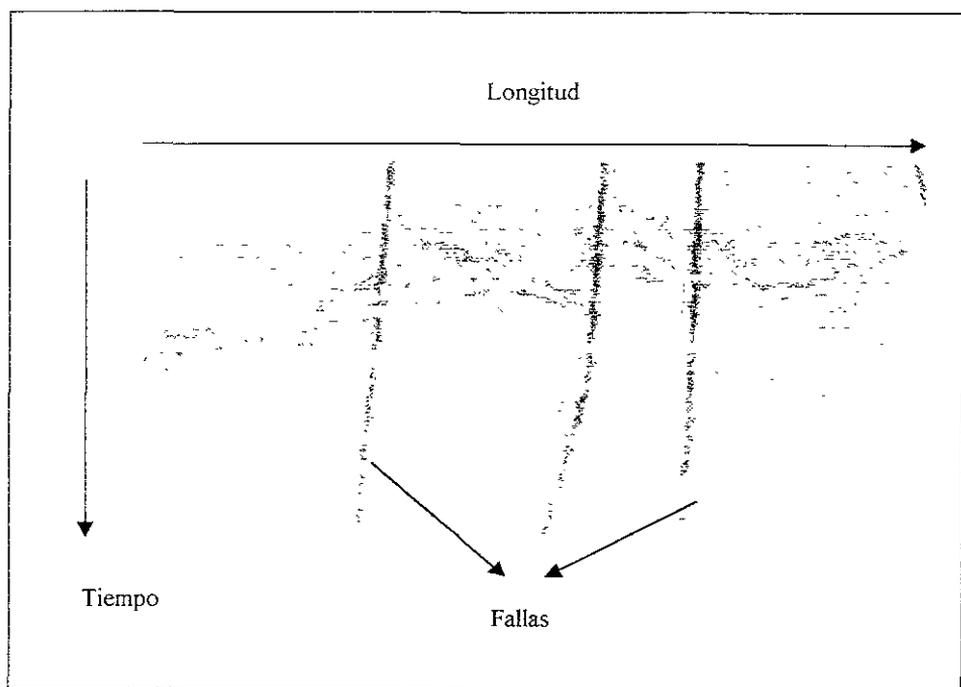


Fig 5.30 Representación de fallas en una sección sísmica

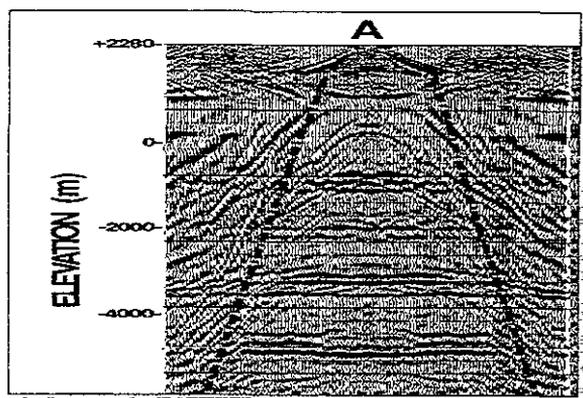


Fig. 5.31 Representación de dos fallas en una sección sísmica

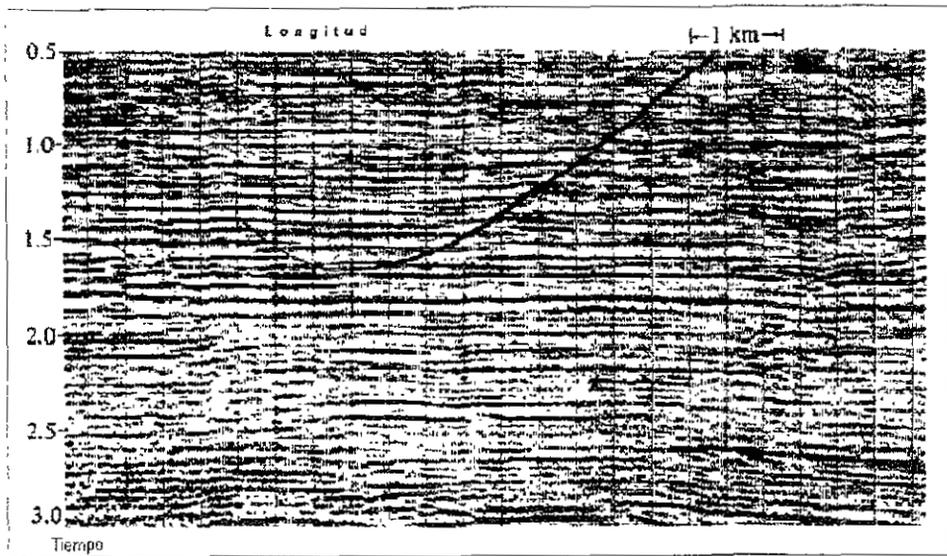


Fig. 5 32 Representación de una falla en una sección sísmica

5.2.7 ARRECIFES

El término arrecife comprende una amplia variedad de tipos, incluyendo tanto extensos arrecifes de barrera que cubren grandes áreas, como pequeñas cimas arrecifes aisladas. Para identificar un arrecife es necesario considerar que el arrecife se forma en un área inactiva tectónicamente, caracterizada por estratificación plana más o menos uniforme en una gran área. La uniformidad de la sección hace posible atribuir significado a cambios sutiles producidos por el arrecife que podrían pasar desapercibidos en áreas tectónicamente más activas. El arrecife es creado por organismos marinos que viven en la zona de acción de las olas en la que la temperatura del agua es adecuada para mantenerlos en crecimiento activo. El sitio del arrecife es por lo general una elevación topográfica que proporciona la profundidad apropiada. Aunque la elevación topográfica se puede deber a una estructura en las capas inferiores o el basamento, como un bloque de falla inclinado, la mayoría de las veces corresponde a un arrecife previo. Los arrecifes tienden a crecer verticalmente, logrando a veces espesores de 400 metros o más y por lo tanto acentúan el efecto en los datos sísmicos. El arrecife se puede delinear por medio de reflexiones Fig. 5.33 a, pero su interior puede presentarse como un vacío de reflexiones, Fig. 5.33 b. Se pueden ver difracciones de la parte superior o flancos del arrecife o de ambos Fig. 5.33 c. La terminación abrupta de reflexiones de los sedimentos circundantes indica la localización del arrecife, Fig. 5.33 d. Si el arrecife produce una barrera para la sedimentación, todo el patrón de reflexión difiere en los dos lados del arrecife, reflejando los diferentes ambientes sedimentarios, Fig. 5.33 e. Las reflexiones sobrepuestas pueden mostrar poco relieve (usualmente sólo unos cuantos milisegundos de magnitud) debido a la compactación; el efecto decrece con la distancia abajo del arrecife, Fig. 5.33 f. Una

* Arrecife delineado

diferencia de velocidad entre los materiales del arrecife y los sedimentos circundantes puede hacer que varíe el tiempo de viaje a reflexiones planas abajo del arrecife. Comúnmente, la velocidad en las calizas del arrecife es mayor que la de las lutitas, así que el arrecife puede estar indicado por la disminución de tiempo entre reflexiones sobre y abajo del arrecife y por una pseudo elevación bajo éste. Fig. 5.34 a, la magnitud de esta anomalía es pequeña, usualmente menor que 20 milisegundos. Sin embargo, el arrecife puede estar rodeado algunas veces por evaporitas u otras rocas con mayor velocidad que la de las calizas del arrecife poroso, así que la anomalía de tiempo se invierte, Fig. 5.34b. La Fig. 5.35 representa un arrecife en una sección sísmica

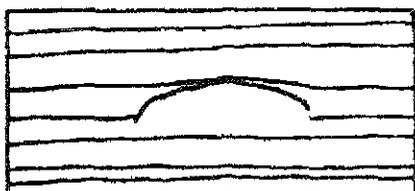


Fig. 5.33 a Ad* por reflexión



Fig. 5.33 b Ad* por ausencia de reflexiones



Fig. 5.33 c Ad* por difracciones de los bordes de arrecife

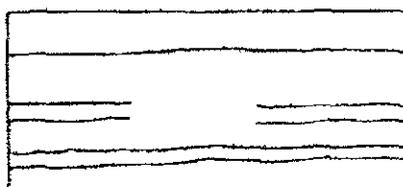


Fig. 5.33 d Ad* por terminación abrupta de reflexiones



Fig. 5.33 e Ad* por cambio en el patrón de reflexión

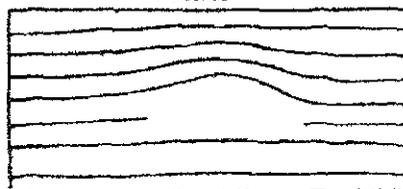


Fig. 5.33 f Ad* por cambio diferencial sobre el arrecife

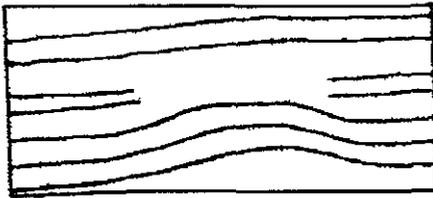


Fig 5.34 a Ad* por velocidad anormal abajo del arrefice

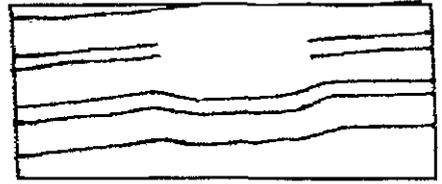


Fig 5.34 b Ad* por velocidad menor que la circulante

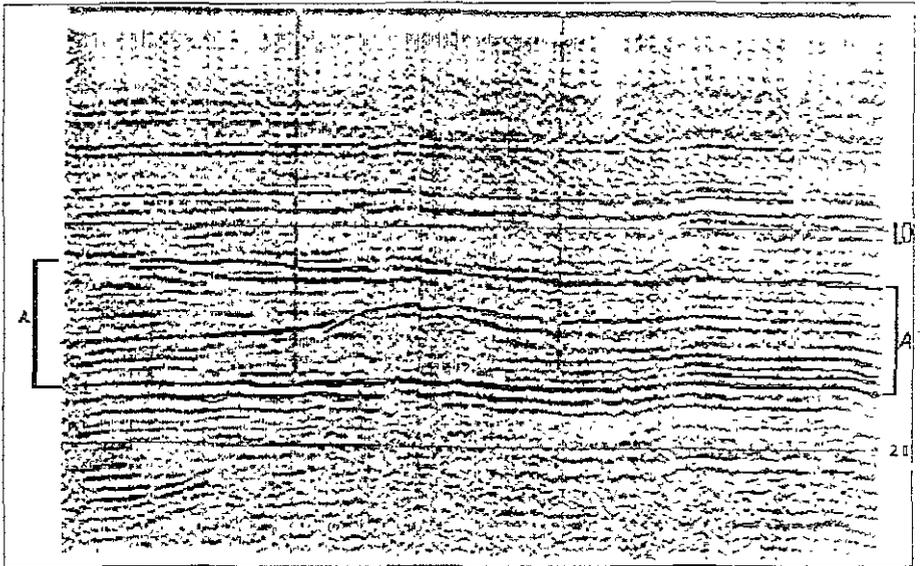


Fig. 5.35 Representación de una sección que contiene un arrefice, indicado por A

5.2.8 DISCORDANCIAS

Las discordancias representan un salto en la secuencia de la roca, un período durante el cual las rocas se erosionaron o al menos no se depositaron. Probablemente las condiciones cambiaron durante ese salto, por lo tanto, la naturaleza de la discordancia es diferente de la de abajo y existe un contraste de impedancia acústica en la discordancia. Por consiguiente, las discordancias son usualmente buenos reflectores. Las discordancias comúnmente están asociadas con trampas. La Fig. 5.36 representa la sección de una discordancia

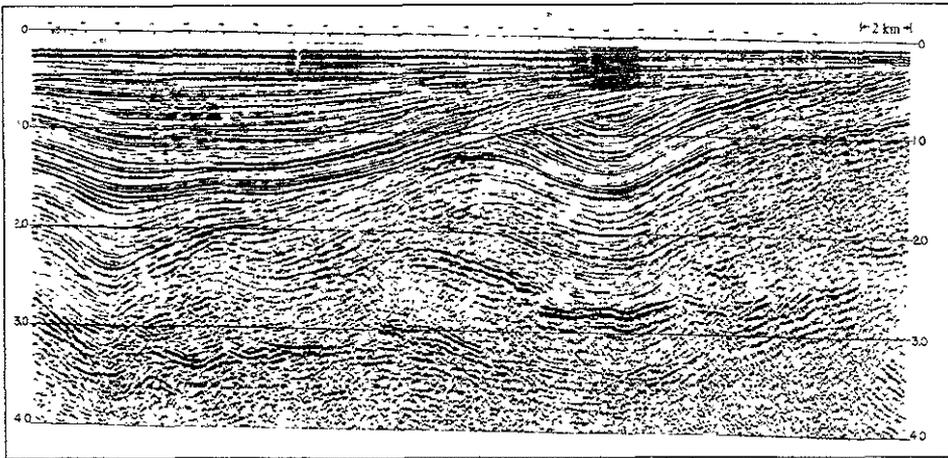


Fig.5.36 Representación de una discordancia en una sección sísmica

5.3 EJEMPLOS DE CARACTERIZACIÓN MESOSCÓPICA

5.3.1 PERFIL SÍSMICO VERTICAL (VSP)

Como se dijo en el capítulo anterior, la caracterización mesoscópica es la que se realiza al volumen de roca inmediata al pozo y limitada verticalmente por alguna característica de pequeña escala, como pueden ser límites verticales de capa o cambio de estratificación. Los registros geofísicos de pozos son la fuente de información más común para efectuar caracterizaciones mesoscópicas. Con el paso del tiempo la técnica en los registros geofísicos se ha perfeccionado para caracterizar más rápida y eficientemente a los yacimientos. En este subcapítulo se hablará de una técnica que mejora la resolución de la sísmica superficial (levantamiento sísmico) y, por lo tanto, se logra un mejor conocimiento del yacimiento.

En las etapas iniciales de planeación de la exploración y del desarrollo en una nueva área, se usan principalmente exploraciones sísmicas superficiales para delinear trampas estructurales o estratigráficas. Mejoras recientes en las técnicas de filtrado y procesamiento digitales han conducido a resultados de alta calidad en condiciones favorables. La resolución de las exploraciones sísmicas superficiales, sin embargo, sigue siendo fundamentalmente limitada debido a las bajas frecuencias de operación (menor resolución en el reflejo de las ondas).

Al iniciar la perforación, se presentan oportunidades para mejorar esta situación a través del uso de registros de pozo. Después de corregir y calibrar contra disparos de verificación, los registros sísmicos y de densidad pueden utilizarse para generar **sismogramas sintéticos**, los cuales son extremadamente valiosos para verificar las

reflexiones en una sección sísmica y relacionar las características sísmicas con estructuras geológicas

Una aplicación geofísica de los registros de servicio de cable implica la preparación de un Perfil Sísmico Vertical (VSP). En esta técnica, un cañón de aire u otra fuente sísmica en la superficie genera una señal de entrada que un geófono en el pozo detecta. Ya que la energía sonora viaja sólo una vez a través de las capas superficiales interperizadas, el perfil resultante tiene una resolución mucho mejor que la sísmica superficial alrededor del agujero y en casos favorables, puede identificar reflectores ubicados muy por debajo de la profundidad máxima del pozo.

El VSP es una técnica para registrar simultáneamente los trenes de onda ascendente y descendente (Fig. 5.37). Esta es una gran ventaja con respecto a la técnica sísmica de reflexión convencional, la cual sólo registra las ondas ascendentes. Al registrar un número suficiente (50 ó más) de niveles espaciados de manera bastante regular (de 4 a 7 m) en el pozo, los campos de onda ascendente y descendente pueden separarse mediante un procesamiento. Un análisis de las componentes ascendente y descendentes permite estudiar detalladamente el cambio del tren de ondas sísmicas con la profundidad. Las propiedades acústicas de la tierra pueden entonces relacionarse directamente con la litología del subsuelo e interpretarse de acuerdo a ella.

El uso de sensores de pozo reduce la distorsión de la señal provocada por las capas poco profundas de baja velocidad, ya que la señal pasa sólo una vez por las capas superficiales.

El campo de onda total registrado en el detector dentro del agujero consiste en señales que llegan desde arriba de la herramienta (descendentes) y señales que llegan desde abajo de ella (ascendentes). Las señales descendentes son las llegadas directas

(primeras) y los múltiples descendentes. Las señales ascendentes consisten en reflexiones directas y múltiples ascendentes.

En la Fig. 5.38, se muestra una representación típica de un VSP, con escalas de distancia, en ft, y tiempo de tránsito, en $\mu\text{seg} / \text{ft}$

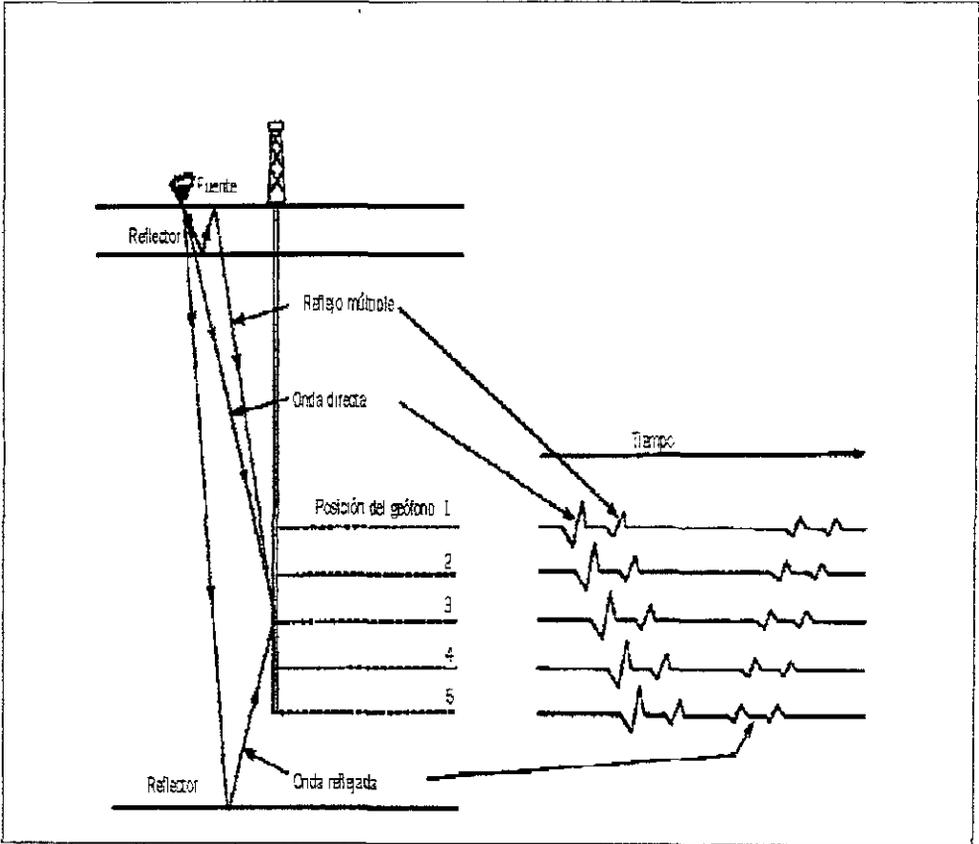


Fig. 5.37 Una traza VSP que contiene ondas ascendentes y ondas descendentes

5.3.1.1 HERRAMIENTA :

La Combinable Seismic Imager (CSI), es una herramienta de adquisición sísmica triaxial, que graba información sísmica de ondas compresionales y de corte, en pozos de agujero descubierto y entubado. Está diseñada para obtener información sísmica de alta calidad, Fig 5.39

La CSI se considera una herramienta telemétrica, la cual puede ser corrida sola o en combinación con otras herramientas.

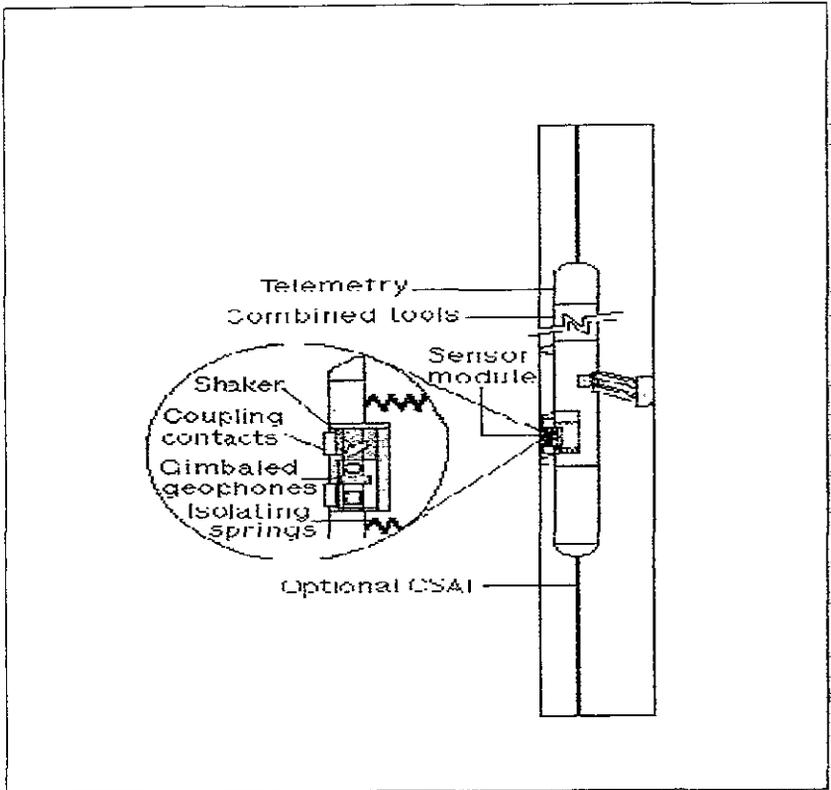


Fig. 5.39 Diagrama de la herramienta CSI,

5.3.1.2 CARÁCTERÍSTICAS Y BENEFICIOS:

- Como tiene una capacidad triaxial asegura una respuesta exacta para cualquier tipo de onda
- Tiene un módulo sensor que está separado del cuerpo de la herramienta, minimizando la resonancia y el ruido
- La CSI usa una fuerza de anclaje y junto con el módulo sensor (el cual se extiende hacia afuera del cuerpo de la herramienta) permite un acoplamiento acústico del módulo con las formaciones

5.3.1.3 APLICACIONES DE LA HERRAMIENTA:

- Levantamiento en pozos horizontales
- Confirmación de reflectores sísmicos bajo la profundidad total del pozo.
- Evaluación de echados.
- Detección de onda de corte
- Análisis de capas delgadas
- VSP en pozos desviados
- Evaluación sísmica de horizontes profundos
- Medición de amplitudes múltiples

5.3.1. 4 VENTAJAS DEL VSP.

Las ventajas del perfil sísmico vertical incluyen

- Registrar la traza sísmica real en el agujero en vez de confiar en un sismograma generado de manera sintética.
- La medición del contenido espectral de la señal sísmica descendente en función de la profundidad
- La determinación de un enlace preciso entre los resultados sísmicos en la superficie y los registros de pozo, ya que el VSP es una medición de la velocidad de alta resolución
- El registro de señales con un contenido de altas frecuencias, debido a que sólo atraviesan una vez las capas de baja velocidad y con capacidades de absorción alta cerca de la superficie
- El mejoramiento de la resolución sísmica de características estratigráficas alrededor del pozo, tales como fallas o acuñamientos
- El registro de señales del reflector profundo que no se reciben en la superficie; esto reviste una utilidad particular en las áreas de estructura compleja
- Un excelente registro de la serie de coeficientes de reflexión de banda limitada mediante la deconvolución del VSP

5.3.1.5 PRINCIPALES APLICACIONES DEL VSP.

La mejor resolución del VSP hace posible comprobar o negar la presencia de reflexiones que son confusas o dudosas en las secciones sísmicas cerca del pozo. El VSP resulta particularmente adecuado para determinar las condiciones existentes debajo de la barrena. Se puede comprobar o reconocer la presencia de zonas sobrepresionadas, arenas gaseosas y reflectores profundos.

Ya que se registra el campo de ondas descendentes se puede identificar y eliminar las reflexiones múltiples. La misma información sobre ondas descendentes puede emplearse para volver a procesar los perfiles sísmicos superficiales en la proximidad del pozo.

Tal vez la aplicación más común del VSP sea correlacionar reflexiones observadas en un perfil sísmico de superficie y las propiedades petrofísicas específicas medidas en el pozo. El papel de correlación del VSP es importante para el desarrollo de yacimientos.

Finalmente, al colocar la fuente sísmica a distancia considerable del pozo, se pueden describir las características estructurales y estratigráficas a una distancia de cientos hasta miles de pies del pozo, y compararlos con la sísmica de superficie.

5.3.1.6 PERFIL SÍSMICO VERTICAL NORMAL Y CON DESPLAZAMIENTO.

Una revisión del VSP normal en el agujero vertical con estratificación horizontal da muy poca información lateral. Sin embargo, si los reflectores tienen echado, es posible obtener datos sobre las características de sus echados, tal como se muestra en la Fig 5 40

Un VSP con desplazamiento, Fig 5 41, ofrece la posibilidad de una gran resolución lateral. Puede lograrse la cobertura lateral de hasta la mitad de distancia de desplazamiento de la fuente en el sentido de la fuente

El perfil sísmico vertical puede hacerse utilizando una posición fija de la fuente a cierta distancia del pozo y moviendo el geófono en el pozo, o bien fijando el geófono y desplazando la fuente.

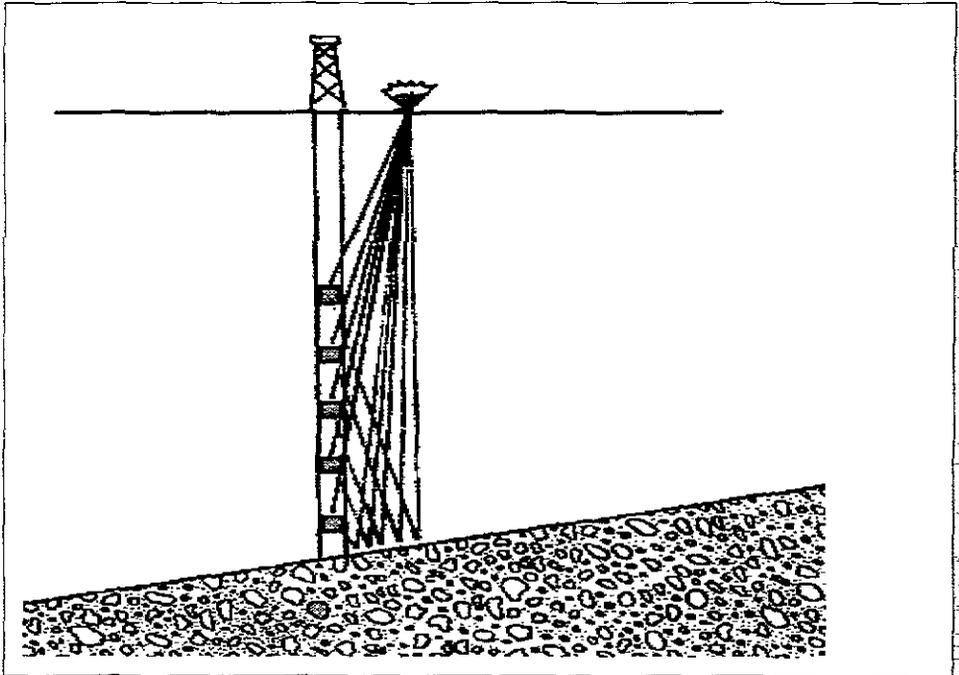


Fig 5 40 VSP normal: Fuente fija, receptor móvil.

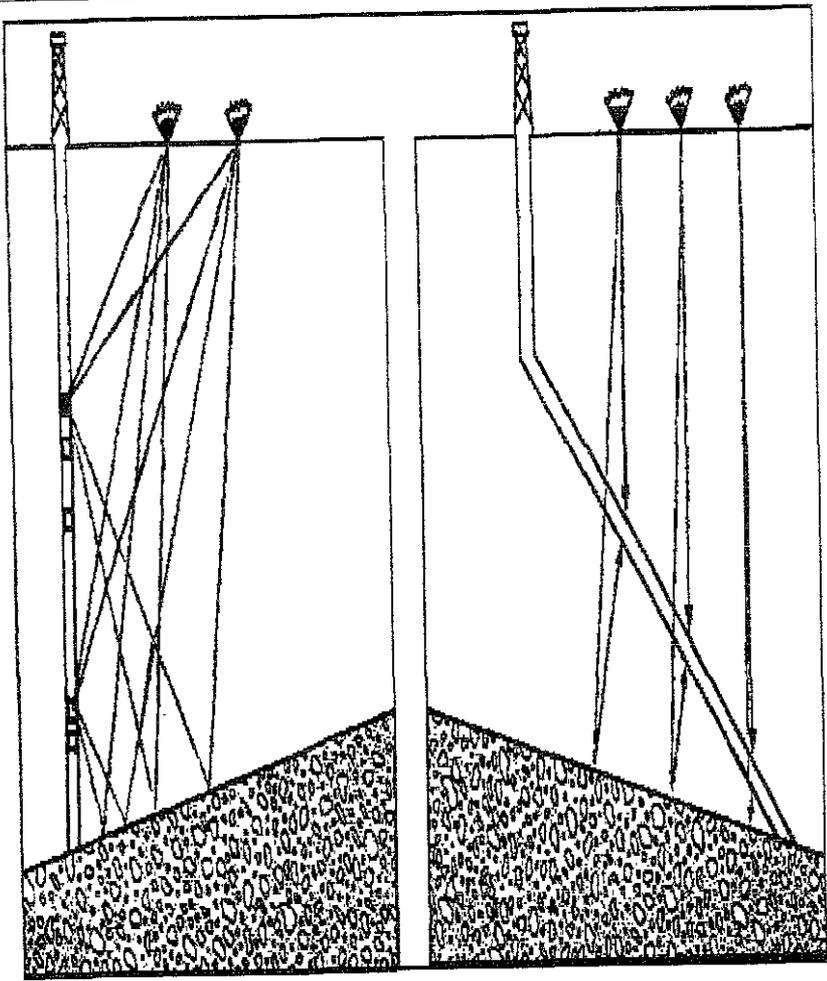


Fig 5 41 VSP con desplazamiento: fuente móvil, receptor fijo.

5.3.1.7 PROCESAMIENTO GEOGRAM. *

Las ondas sísmicas que se propagan por la tierra son afectadas por cada límite de capa litológica. En particular, en el contacto de dos formaciones con impedancia acústica diferente, parte de la energía será transmitida a través del contacto y parte será reflejada. La cantidad de energía sísmica transmitida y reflejada depende de la diferencia de impedancias acústicas entre las dos capas ó formaciones. La impedancia acústica (Z) de una formación, está dada por:

$$Z = \rho v \tag{Ec. 5.1}$$

Donde ρ es la densidad de la formación y v su velocidad por intervalo

La cantidad de energía reflejada entre dos capas adyacentes depende de la impedancia relativa de las dos capas: EL coeficiente de reflexión R se define como

$$R_{1-2} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \tag{Ec. (5.2)}$$

donde: Z_2 y Z_1 son las impedancias acústicas de las capas 2 y 1, respectivamente

El subsuelo puede considerarse como una serie de capas que tienen impedancias acústicas específicas, las cuales pueden representarse por la serie de coeficientes de reflexión en las fronteras de las formaciones.

* Marca registrada por Schlumberger.

Ya que el registro sónico mide la velocidad acústica y un registro de densidad la densidad global volumétrica, pueden emplearse para calcular la serie de reflectividad, la cual puede convolucionarse con una ondícula conveniente. El resultado es un despliegue Geogram (sismograma sintético).

El procedimiento Geogram produce una traza sísmica ideal solamente si los registros sónico y de densidad han sido correctamente registrados, corregidos y ajustados para representar el subsuelo que no ha alterado la perforación. El uso de los datos de LSS o Array Sonic, corregidos por disparos de verificación, produce un despliegue Geogram considerablemente mejor que el que se hace con datos sónicos estándares. Existen programas especiales que permiten recalcular las velocidades sónicas y las densidades globales volumétricas tomando en cuenta el efecto de la zona invadida, esta es particularmente importante en las formaciones que contienen gas.

El procesamiento Geogram permite efectuar correlaciones cualitativas así como evaluaciones cuantitativas de los datos sísmicos.

Un despliegue Geogram, puede ayudar en la evaluación cualitativa de las secciones sísmicas al proporcionar lo siguiente:

- Una traza sísmica de referencia ideal para los datos sísmicos de superficie
- Conversiones de tiempo a profundidad
- Detección de múltiples
- Correlaciones de características sísmicas
- Correlación directa con los intervalos de registro

El modelaje sísmico también puede mejorarse y el tiempo de procesamiento reducirse si se toma como hipótesis un modelo realista basado en el programa Geogram. Los datos originales del registro pueden modificarse y emplearse para generar nuevas trazas sísmicas. Otras aplicaciones son el modelaje inverso y el diseño de la operación de deconvolución. Además, los datos, sean de registro, brutos o procesados, pueden presentarse en una escala temporal para su corrección con los datos sísmicos.

En la Fig. 5 42, se muestra un ejemplo de un sismograma elaborado usando el programa GEOGRAM, el cual contiene escalas de tiempo en miliseg y de profundidad en m, con registros de densidad, sonico corregido, caliper, rayos gama y de impedancia y reflectividad.

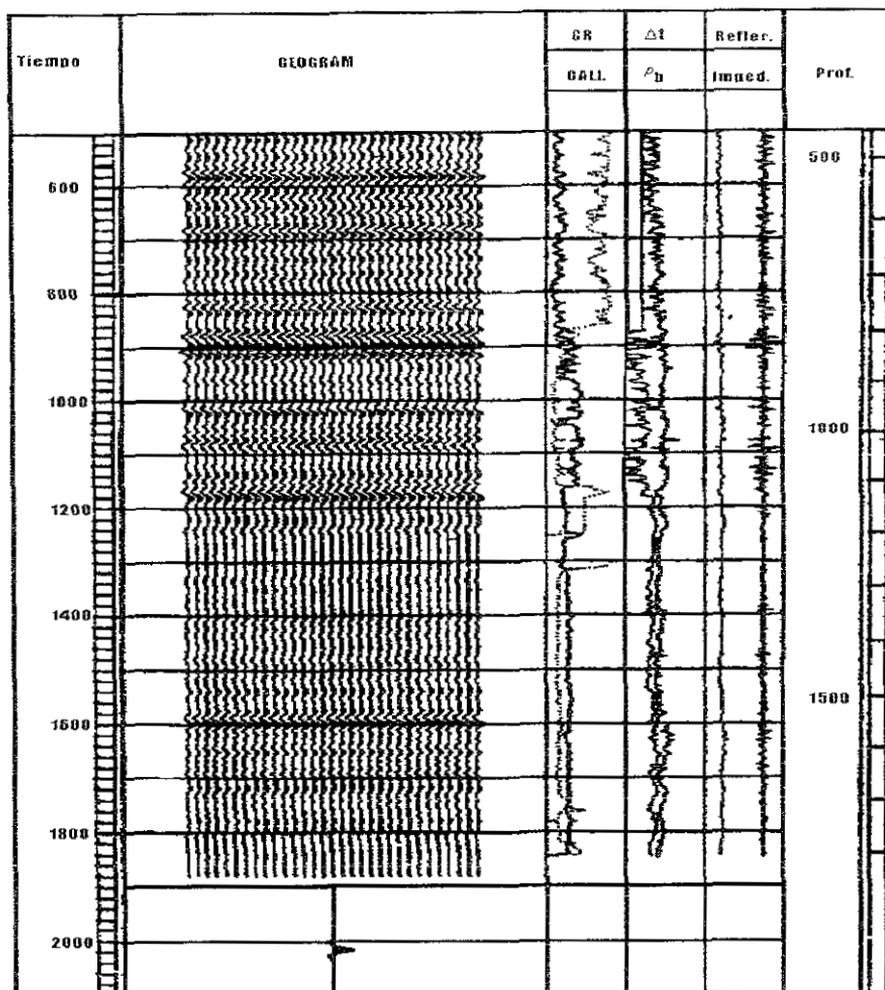


Fig 5 42 Ejemplo de un sismograma sintético obtenido usando el programa Geogram.

5.3.2 PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN EXPLORATORIA A PARTIR DE LA SISMOLÓGIA

La planeación de la perforación de los pozos petroleros es una tarea que a medida que la profundidad de los yacimientos se ha ido incrementando, ha tomado una importancia básica. De la planeación depende en gran parte que se alcance el objetivo; que el tiempo empleado y, por lo tanto, el costo sea mínimo; que se tenga la *máxima seguridad tanto para el personal como para las instalaciones* y que se evite, también, el daño a la ecología.

Para llevar a cabo la planeación de pozos exploratorios se requiere, aparte del conocimiento geológico-petrolero máximo posible del área de estudio y de personal con alto grado de experiencia en esta actividad, de una técnica capaz de obtener un mayor conocimiento de las características de las formaciones que serán atravesadas por el pozo. El único recurso que se puede utilizar para este fin es precisamente la información sísmica, ya que se puede considerar como una radiografía del subsuelo.

En esta parte del trabajo se presenta una metodología para determinar las velocidades de propagación de las ondas sísmicas del intervalo de los diferentes estratos que serán atravesados por el pozo, con base en la función de velocidad obtenida de los datos de la línea sísmica correspondiente.

Además, se presenta un método sísmico para predecir y cuantificar la zona geopresionada, el *gradiente de fractura* y el *gradiente de sobrecarga*. El conocimiento de estos parámetros aunado a la información geológica-petrolera del área en estudio, sugieren finalmente el plan de perforación de una localización exploratoria.

Para ilustrar la técnica descrita se tomó como ejemplo la localización del pozo Jácome 1 del área Villahermosa

5.3.2.1 COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD DE PROPAGACION DE LAS ONDAS SÍSMICAS.

Faust, L. Y, en 1950, realizó un estudio de velocidades sísmicas en rocas sedimentarias en más de 500 registros de velocidad de pozos petroleros de Estados Unidos y Canadá

Las conclusiones más importantes que este autor encontró fueron las siguientes

- 1.- A pesar de haber utilizado en su estudio una gran cantidad de provincias geológicas, muy distantes entre sí, encontró, en general una similitud en el comportamiento de la velocidad sísmica
- 2 - La velocidad sísmica de intervalo se incrementa exponencialmente con la profundidad y la edad geológica y obedece, por lo tanto, a una ecuación del tipo:

$$V = k(Z)^n \quad \text{Ec. (5.3)}$$

En donde:

V: es la velocidad del intervalo, k y n son constantes debidas a la edad geológica y Z es la profundidad.

3 - Finalmente, las investigaciones realizadas por el autor lo condujeron a la determinación de la ecuación empírica siguiente

$$V = 125.3(ZE)^{1/6} \quad \text{Ec. (5.4)}$$

En donde E es la edad geológica, en millones de años.

Esta ecuación tiene la particularidad de que al graficar en escala logarítmica la profundidad contra la velocidad, se forma una línea recta de pendiente igual a 1/6 para cada edad geológica, Fig 5 43

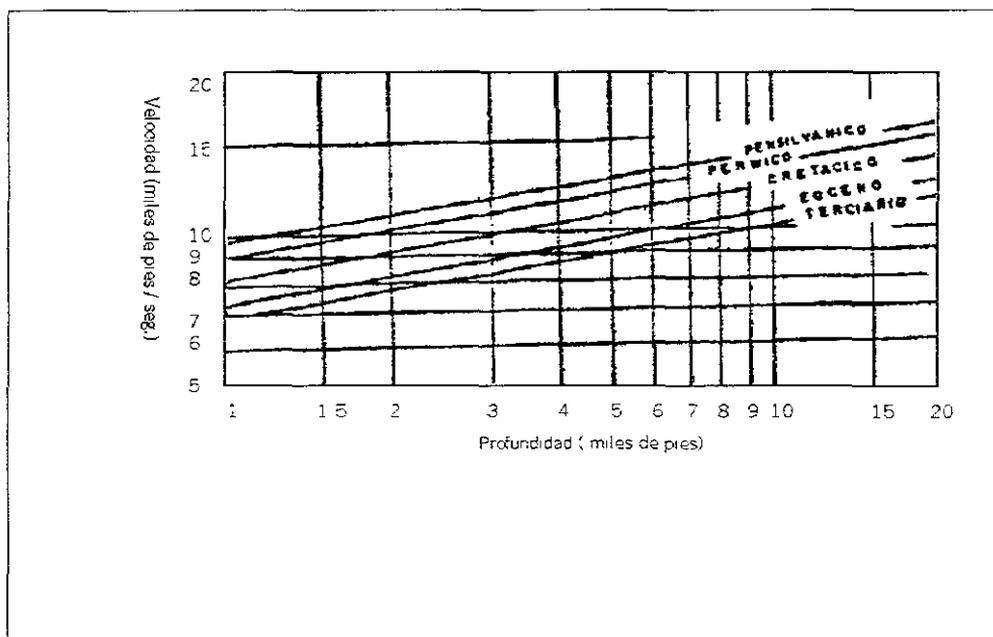


Fig 5 43 Gráfica logarítmica de la velocidad contra la profundidad para varias edades geológicas

5.3.2.2 DETERMINACION DE LA FUNCION DE VELOCIDAD

Cuando no se dispone de información relativa a velocidades sísmicas obtenidas en pozos, es posible determinar una función aproximada de tales velocidades a partir de medidas sísmicas en la superficie

Como la cantidad de datos sísmicos es muy grande y los cálculos involucrados son innumerables, la determinación de la velocidad se lleva a cabo por medio de computadora. A este proceso se le conoce como análisis automático de la velocidad y a la grafica que se obtiene se le conoce con el nombre de VELAN. Esta grafica se representa en la Fig 5 44

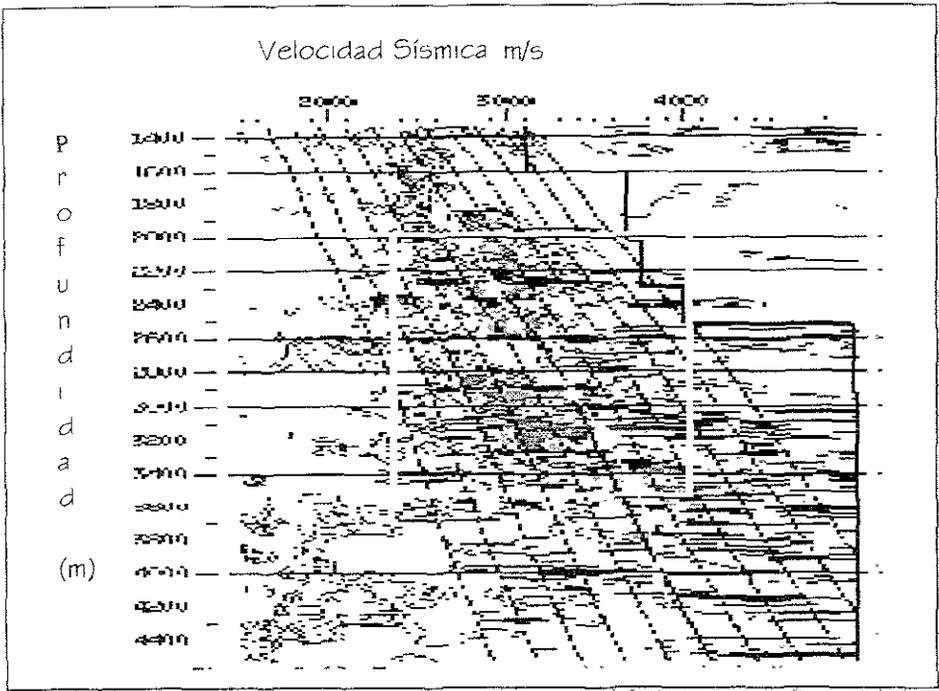


Fig 5.44 Grafica de velocidad sísmica contra profundidad, denominada VELAN

5.3.2.3 ANTECEDENTES DEL MÉTODO SÍSMICO PARA DETERMINAR ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL.

La detección y evaluación de las zonas sobrepresionadas es de vital importancia para el éxito de algunas operaciones dentro de la industria petrolera, tales como las involucradas en la exploración, así como en la perforación y la terminación de pozos. Las experiencias adquiridas indican que existe una relación evidente de la distribución de aceite y gas con las presiones y temperaturas existentes en el subsuelo, por lo que un mejor conocimiento de estos parámetros es de gran interés en el desarrollo de las prácticas de exploración.

El conocimiento aproximado del gradiente de presión de fractura en las formaciones, junto al de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos, ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de los lodos de perforación y de las profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Con apropiados programas de perforación se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras y aumenta al máximo el ritmo de penetración.

Las propiedades de los estratos lutíticos han sido utilizadas para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones, debido a sus características y a que, además, constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

El problema de las presiones anormales ha sido estudiado con gran interés y se han desarrollado técnicas de apoyo para su detección y evaluación. Gráficas semilogarítmicas, de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, porosidad, factor de formación y densidad contra la profundidad muestran tendencias típicas cuando se

tienen condiciones normales de compactación, esto es, presiones hidrostáticas o normales en las formaciones, en tanto que en zonas sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados divergen de la tendencia normal. El grado de divergencia es una respuesta directamente proporcional a la magnitud de la sobrepresión y es la base de los métodos de cuantificación.

Comportamientos semejantes a los que tienen las formaciones anormalmente presionadas pueden resultar por causas ajenas a la presión por lo que es de gran importancia correlacionar todos los resultados para emitir conclusiones satisfactorias.

En áreas donde existen zonas con presiones anormales es de gran importancia la predicción de los gradientes de fractura, debido a que en estas zonas, la densidad del lodo debe elegirse cuidadosamente para mantener el control del pozo, ya que los valores de presión de formación están muy cercanos a los de fractura.

En 1968, Pennebaker fue el autor del primer trabajo para predecir y cuantificar la zona de presión anormal y el gradiente de fractura a partir de la información sísmica y, de esta manera, llevó a cabo la planeación de la perforación de los pozos exploratorios.

Pennebaker realizó sus estudios mediante el análisis de una gran cantidad de registros de velocidad, densidad, inducción, pruebas de formación, registros de presión de fondo, etc., de más de 350 pozos perforados en el Terciario, en Texas y Louisiana. Este análisis le permitió conocer más estrechamente el comportamiento del tiempo de tránsito (velocidad de intervalo) con respecto a las características más importantes de las rocas: litología, edad geológica y la presión de formación.

Si la ecuación $V = k(Z)^{1/n}$ de Faust se refiere a tiempo de tránsito, se tiene

$$T = K (Z)^{-1/n} \quad \text{Ec. (5.5)}$$

donde. K es una constante diferente a k

Las investigaciones de Pennebaker lo condujeron a determinar que $n = 4$ funciona satisfactoriamente siempre y cuando sólo se consideren zonas de secuencias de arena y lutita

Pennebaker sustituyó la constante K por tres constantes independientes: presión de formación P, litología L y edad geológica E. La ecuación se transforma por lo tanto en

$$T = PL(EZ)^{-1/4} \quad \text{Ec. (5.6)}$$

Con esta ecuación, Pennebaker estableció que para formaciones sedimentarias, de cualquier sitio, el tiempo de tránsito decrece linealmente con la profundidad cuando se grafica en escala logarítmica y la pendiente de la recta que se forma es precisamente $1/4$. Cualquier variación a esta tendencia reflejará una anomalía que puede deberse a la litología, edad geológica o a la presión de formación. Sin embargo, es posible identificar el comportamiento correspondiente a cada una de esas características.

Pennebaker desarrolló un método gráfico para cuantificar la zona de presión anormal, que consiste en una familia de rectas paralelas de $\frac{1}{4}$ de pendiente impresas en una mica transparente. Esta mica se sobrepone a la gráfica de tiempo de tránsito donde se obtienen directamente los valores de la presión anormal (transformados a densidad de lodo)

En realidad, el método gráfico aplicado por Pennebaker fue desarrollado a partir de los trabajos de Hottman y Johnson en 1965, autores pioneros en la determinación de las presiones anormales.

En este ejemplo que se eligió para predecir cualitativamente la zona de presión anormal se utilizó el criterio de Pennebaker y para cuantificarla se seleccionó el Método de Ben Eaton, ya que presenta las siguientes ventajas, a saber.

- Es un método analítico
- *Optimiza las ecuaciones de Hottman y Johnson.*
- Permite utilizar el gradiente de sobrecarga real.
- Se puede adaptar fácilmente a un programa computarizado.
- La práctica ha mostrado que es el método más confiable cuando no se dispone de correlaciones propias.

Ecuación de Ben Eaton

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D_n} \right) \right]^2 \left(\begin{array}{c} \Delta T_n \\ \Delta T_o \end{array} \right)^2 \quad \text{Ec. (5.7)}$$

donde

$\frac{P}{D}$ = Gradiente de presión (lb/pg²/ft o kg/cm²/m)

$\frac{S}{D}$ = Gradiente de sobrecarga (lb/pg²/ft o kg/cm²/m)

$\frac{P}{D_n}$ = Gradiente de presión normal (lb/pg²/ft o kg/cm²/m)

ΔT_n = Tiempo de transito normal (μseg/ft o μseg/m)

ΔT_o = Tiempo de transito observado (μseg/ft o μseg/m)

5.3.2.4 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SISMICO PARA PREDECIR Y CUANTIFICAR LA ZONA GEOPRESIONADA Y EL GRADIENTE DE SOBRECARGA.

- 1 Realice un análisis continuo de la velocidad en la vecindad de la localización exploratoria en estudio a partir de datos de la línea sismológica correspondiente
- 2 Obtenga la función análisis continuo de velocidad como resultado de la interpretación del análisis continuo de velocidad y de la información geológico-geofísica disponible del área
3. *Determine la velocidad de intervalo, tiempo de tránsito y la profundidad de los cuerpos reflectantes utilizando el procedimiento descrito en la primera parte de este estudio.*
4. *Determine el gradiente de sobrecarga en función de las velocidades de intervalo*
- 5 *Grafique en escala logarítmica el tiempo de tránsito contra la profundidad y ajuste una recta, la cual representará la tendencia normal de compactación de las formaciones que serán atravesadas por el pozo. Una vez hecho esto, la presión anormal quedará cualitativamente determinada.*
6. *Evalúe cuantitativamente la zona de presión anormal empleando la ecuación de Ben Eaton, (Ec 5.7)*
7. *Repita iterativamente el paso anterior para obtener un perfil de gradiente de presión de formación.*

5.3.2.5 GRADIENTE DE FRACTURA.

A continuación se describen los pasos que se deben realizar para la cuantificación del gradiente de fractura:

1. Con el método descrito anteriormente determine y cuantifique la zona de presión anormal y el gradiente de sobrecarga
2. Obtenga el valor promedio del **coeficiente matricial de la roca, K_a** , de Pilkington de la Fig. 5.45
3. determine el gradiente de fractura con la siguiente ecuación

$$\frac{F}{D} = \frac{P}{D} + K_a \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right] \quad \text{Ec. (5.8)}$$

donde.

$$\frac{F}{D} = \text{Gradiente de fractura (lb/pg}^2\text{/ft o kg/cm}^2\text{/m)}$$

$$\frac{P}{D} = \text{Gradiente de presión (lb/pg}^2\text{/ft o kg/cm}^2\text{/m)}$$

$$K_a = \text{Coeficiente matricial de la roca (adim)}$$

$$\frac{S}{D} = \text{Gradiente de sobrecarga (lb/pg}^2\text{/ft o kg/cm}^2\text{/m)}$$

- 4.-Repita iterativamente los pasos 2 y 3 para obtener un perfil del gradiente de fractura.

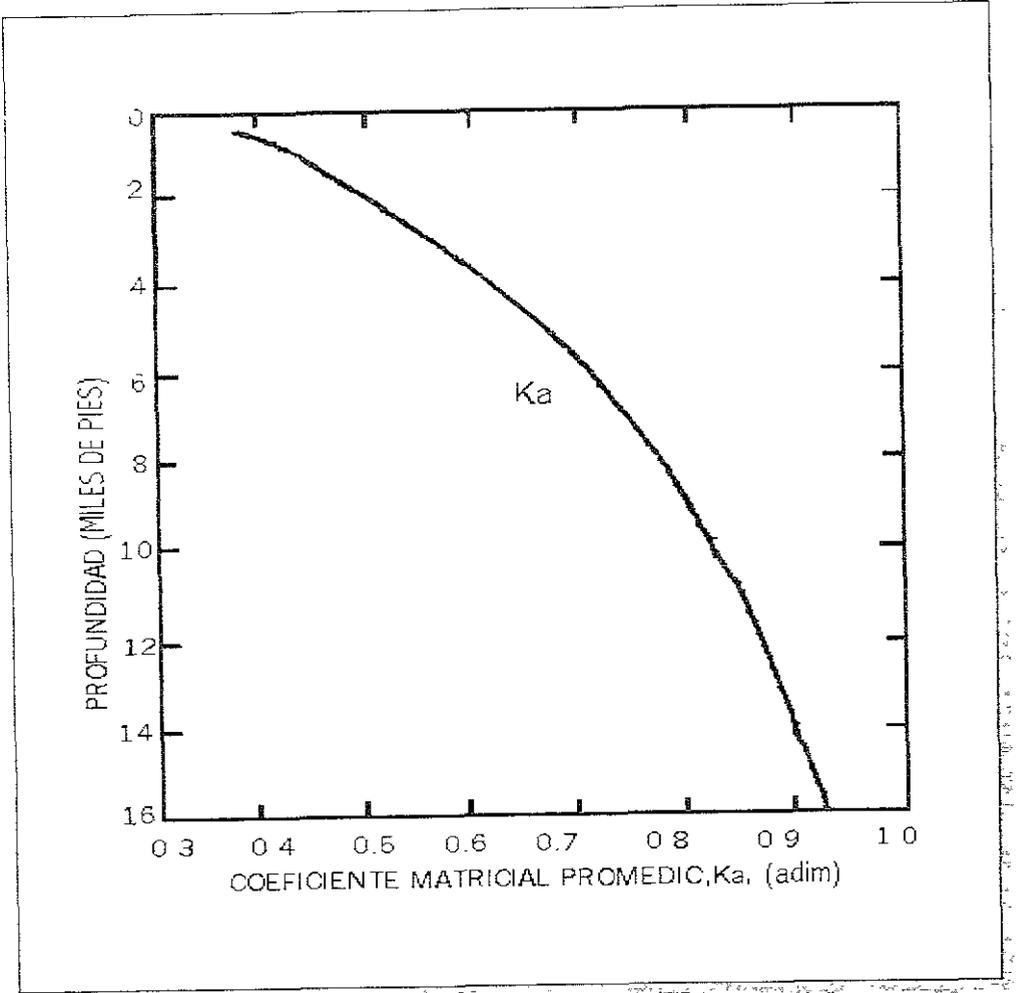


Fig. 5 45 Coeficiente matricial promedio de Pilkington

5.3.2.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO SÍSMICO

Para ilustrar objetivamente la técnica desarrollada en el estudio realizado por Yáñez M, se seleccionó la localización exploratoria de un pozo del área Villahermosa, Zona Sureste de Petróleos Mexicanos. El procedimiento que se siguió fue:

1. Se corrió muestreo continuo de velocidades cada 12 trazas, es decir, un análisis automático de velocidad cada 600m en un tramo de 4.2 km, centrado respecto a la localización Jácome. De estos siete análisis se obtuvieron presentaciones VELANS y velocidades constantes.
2. Se interpretaron las dos presentaciones anteriores conjuntamente con toda la información geológico-geofísica disponible para esta estructura.
3. Una vez definida la función de velocidad se procedió a tomar los valores de tiempo doble de reflexión T y la velocidad media cuadrática (V_{rms}), en los puntos de mayor contraste.
4. Para determinar la velocidad de intervalo y el tiempo de tránsito a partir del tiempo doble de reflexión y la velocidad media cuadrática se utilizó el método descrito en este subcapítulo. Con el objeto de sistematizar el uso de este método sísmico se utilizó un programa de cómputo (no presentado en este estudio), que con sólo alimentarlo con datos de función de velocidad entrega como resultado *Valores de velocidad para cada intervalo, el tiempo de tránsito, la densidad de la formación, el gradiente de sobrecarga y la profundidad de los horizontes reflectantes.*

5. Con valores de tiempo de tránsito y la profundidad correspondiente se obtuvo la gráfica mostrada en la Fig. 5 46, a la cual se ajustó una ecuación lineal recíproca que representa la tendencia normal de compactación o tiempo de tránsito normal de la localización de estudio

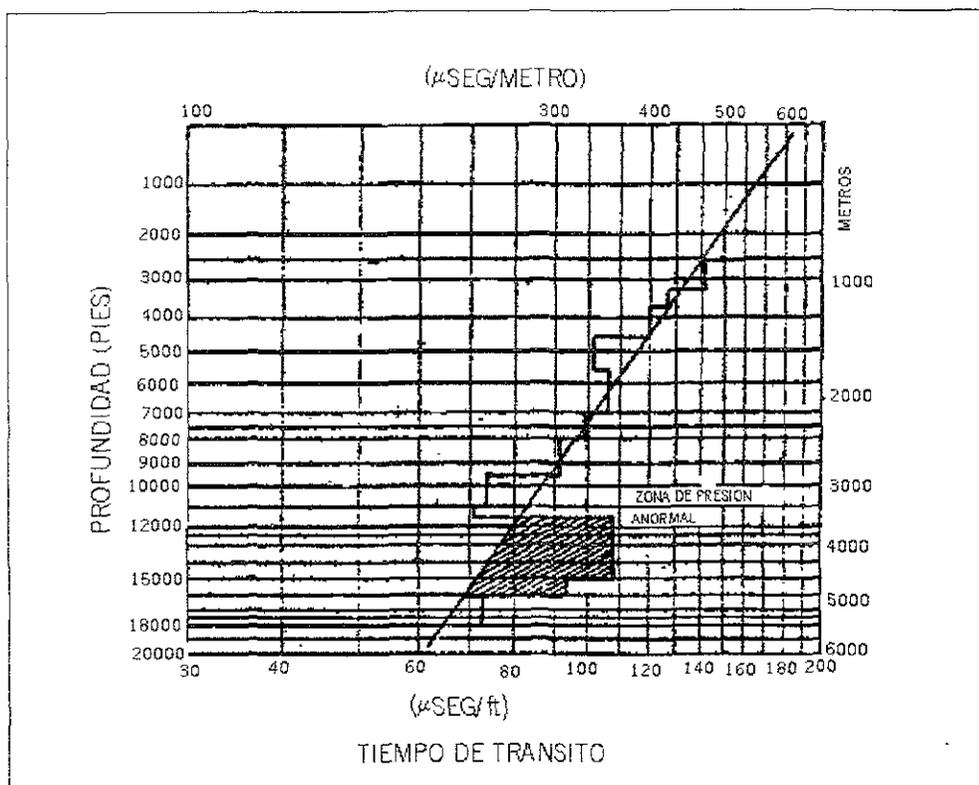


Fig 5 46 Detección de la zona de presión anormal a partir de la información sísmica

El ajuste de la curva en la figura anterior permite delimitar la zona de presión anormal, que para este caso está entre 3550 y 4836 m (parte sombreada)

- 6 Las ecuaciones que se utilizaron para determinar el tiempo de tránsito y el gradiente de sobrecarga son.

$$T_{TN} (\mu\text{seg} / ft) = \frac{1,820,436.2}{\text{Prof}(ft) + 10547.08} \quad \text{Ec. (5.9)}$$

donde:

T_{TN} = Tiempo de tránsito normal

$$\nabla S (\text{kg} / \text{cm}^2 / m) = \left(\frac{\text{Prof.}(m)}{2.4926 \times 10^{10}} \right)^{0.0905} \quad \text{Ec. (5.10)}$$

donde

∇S = Gradiente de Sobrecarga.

- 7 Una vez delimitada la zona de presión anormal y obtenido el gradiente de sobrecarga, se toman los valores de tiempo de tránsito observados y su profundidad correspondiente contenidos dentro de dicha zona; se calculan los valores del tiempo de tránsito con la ecuación ya vista y se procede finalmente a determinar el gradiente de presión de formación con la ecuación de Ben Eaton, (Ec. 5.7)
8. Para cuantificar el gradiente de fractura se requiere, además de los datos anteriores, el coeficiente matricial promedio de Pilkington, K_a , presentado en la Fig. 5.45. Para esta aplicación se ajustó una ecuación de tipo exponencial a dicha figura:

$$Ka(A \text{ dim}) = \frac{\ln \left[\frac{Pr \text{ of } (ft)}{242,206 \cdot 21} \right]}{4 \cdot 53366} \quad \text{Ec. (5.11)}$$

Posteriormente se realizó otro programa en el que además de introducir los datos del primer programa se adicionó la ecuación del tiempo de tránsito normal y la ecuación de Ka. En la Tabla 5.1 se muestran algunos resultados:

N°	PROFUNDIDAD		GRADIENTE SOBRECARGA		GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN		GRADIENTE FRACTURA	
	METROS	PIES	Kg/cm ² /m	Psi/Pie	Kg/cm ² /m	Psi/Pie	Kg/cm ² /m	Psi/Pie
1	617	2025	.2044	.8861	.1074	.4450	1527	.6622
2	779	2555	.2109	.9143	.1074	.4450	1611	.6985
3	1020	3345	.2168	.9403	.1074	.4450	1707	.7402
16	5493	18019	.2487	1.0732	.1074	.4650	2416	1.047

Tabla 5.1 Algunos datos del cálculo de los gradientes de presión, de formación y de fractura

5.3.2.7 PLANEACION DE LA PERFORACION DE LA LOCALIZACION EXPLORATORIA JÁCOME 1.

La planeación de la perforación de los pozos petroleros se lleva a cabo con base en la zona de presión anormal, el gradiente de fractura, el conocimiento geológico-petrolero que se tenga de la zona de trabajo y, fundamentalmente en la experiencia que para este fin tengan los profesionales responsables de tal actividad.

Para el caso particular de la localización exploratoria, tomando en consideración el análisis geológico-petrolero del área y el resultado de este trabajo, se sugiere el plan de perforación mostrado en la Fig. 5.47, del cual se desprenden los siguientes comentarios:

1. En la primera etapa se propone cementar la tubería de 16" a 750 m, dado que el gradiente de fractura a esa profundidad permite usar un lodo de perforación hasta de 1.61 gr/cm^3 , densidad suficiente para perforar hasta la cima de la zona de la presión anormal
2. La tubería de 10 ¾" se sugiere sea cementada, prácticamente, en la cima de la zona de la presión anormal (3500 m), donde ya el gradiente de fractura permite densidades del orden de 2.2 gr/cm^3 , cantidad muy superior a la requerida para atravesar la zona geopresionada. Para evitar posibles derrumbes en la zona de lutitas deleznable del Mioceno, se propone, en esta etapa, incrementar gradualmente la densidad del lodo de perforación hasta alcanzar 1.45 gr/cm^3 .

- 3 En virtud de que el Oligoceno de esta región se caracteriza por tener una gran cantidad de montmorillonita, la cual es sumamente hidrófila y deleznable, se recomienda el uso de lodo de emulsión inversa de 1.92 gr/cm^3 para atravesar la zona geopresurada (3550-4862 m). La tubería de 7 5/8" se sugiere sea cementada hasta la base del Paleoceno (5050 m), dado que el gradiente de fractura persiste alto a esa profundidad.
- 4 Los resultados obtenidos en la perforación del pozo Bellota 1-a, cercano al pozo Jácome 1, sugieren, para la última etapa (5050-Fondo), la utilización de lodo de 1.25 gr/cm^3 de densidad.

CONCLUSIONES:

1. La confiabilidad de los resultados que se obtengan con la aplicación de esta técnica dependerá, fundamentalmente, de lo siguiente
 - a. De la calidad de los datos sismológicos obtenidos en el campo
 - b. De la función de velocidad que se determine como resultado de la interpretación y evaluación del análisis de velocidad
2. Al igual que todos los otros métodos empleados en la predicción y cuantificación de las zonas geopresionadas, este método es válido únicamente en formaciones constituidas primordialmente por secuencias arenas-lutitas, las que generalmente en nuestro país se localizan en el Terciario

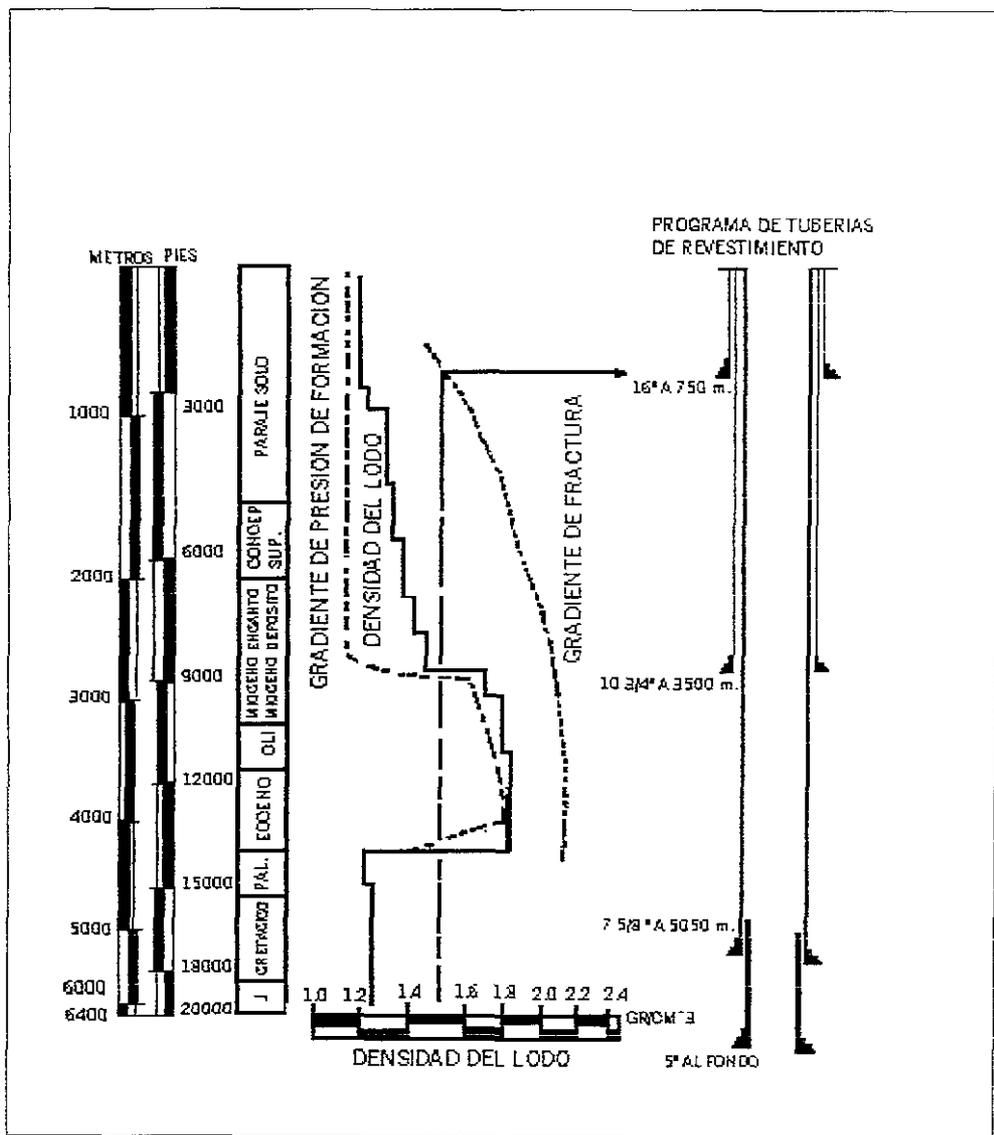


Fig. 5.47. Planeación de la perforación de la localización exploratoria Jácome 1, a partir de información sísmica.

RECOMENDACIONES

1. En virtud de que los datos sismológicos son interpretados por especialistas de alta calidad técnica y de que el valor interpretativo depende de la integración y el análisis conjunto de la información geofísico-geológica disponible, se recomienda que la función de velocidad representativa de la localización exploratoria en estudio, sea proporcionada por dichos especialistas
2. Es conveniente realizar un muestreo continuo de velocidad en la vecindad de la localización en estudio, con objeto de obtener un mejor cubrimiento de las condiciones de variabilidad estructural del subsuelo. Además de que en algunos puntos no siempre se obtiene buena información

5.4 CARACTERIZACIÓN MICROSCÓPICA

La interpretación de atributos sísmicos computados (amplitud, frecuencia, velocidad de intervalo, etc) a partir de datos sísmicos o información sísmica convencional migrada, contribuye significativamente para realizar una correlación con parámetros petrofísicos, especialmente con porosidad, saturación de agua y fracturamiento. Cabe mencionar que para algunos otros parámetros, como pudieran ser la permeabilidad, la presión capilar y la resistividad, se tendrían que hacer estudios más detallados, ya que en la actualidad no se puede obtener una correlación de una forma relativamente rápida a partir de los atributos sísmicos.

5.4.1 CUANTIFICACIÓN DE LA POROSIDAD, LA SATURACIÓN Y FRACTURAMIENTO

Con el desarrollo de la sismología de 3D se ha enriquecido la información del subsuelo, además de que ha servido para entender mejor el comportamiento de los procesos geológicos. En cuanto a la interpretación de los atributos sísmicos, ha sido de gran valía contar con tal información, pues es posible analizarlos espacialmente de una manera más continua y confiable, ya que, por un lado, se tiene un cubo con las mismas características sísmicas (información 3D) y de proceso digital y, por el otro, se observan en forma continua las variaciones laterales y verticales de los atributos.

Para interpretar los atributos sísmicos con información convencional, simplemente se utiliza la información sísmica que se emplea para la interpretación estructural y estratigráfica de secuencias. Esto se basa en el objetivo que busca el procesamiento digital de la información sísmica, que es el de mejorar y realzar la relación señal a ruido. Los procesos que se aplican son constructivos, es decir, se busca que los eventos

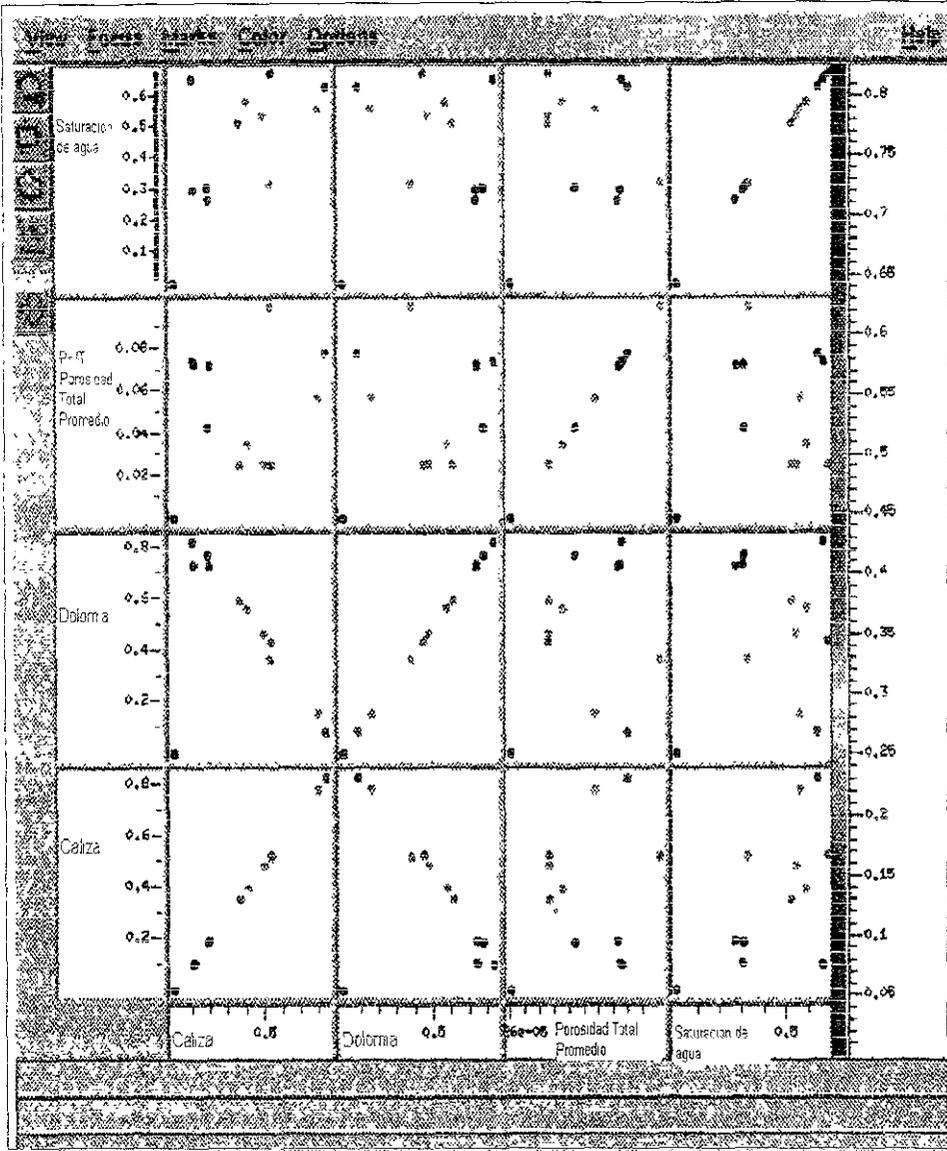


Fig. 5.50 Tendencia entre parámetros petrofísicos

5.4.1.3 APLICACIÓN.

Se presenta un caso de aplicación que se realizó a un campo de México de la Zona Marina. No se menciona el nombre del campo ya que no lo indica el autor del estudio.

Para realizar el análisis cualitativo de los atributos sísmicos en términos litológicos y petrofísicos se interpretaron los atributos sísmicos de amplitud promedio, frecuencia promedio, y velocidad de intervalo. El análisis de estos atributos se llevó a cabo en combinación con los resultados del procesamiento de registros geofísicos para obtener la distribución espacial y vertical de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

A partir de un sismograma sintético de un pozo se observó que la cima del horizonte de interés y el yacimiento estaban encajonados dentro del **lóbul** de polaridad positiva del reflejo, Fig. 5.51. Se aprovechó esta característica para el análisis de los atributos sísmicos de este horizonte. Se interpretaron cualitativamente los atributos convencionales de amplitud, frecuencia y velocidad de intervalo de la información sísmica en términos de litología (caliza y dolomía) y algunas propiedades petrofísicas (saturación de agua, fracturamiento y porosidad). De hecho, la interpretación de la saturación de agua (S_w) se enfocó más en términos de la compactación de la roca e indirectamente la presencia de porosidad en ésta y no al contenido de fluidos. Se homogeneizaron los resultados de los pozos en términos de la resolución sísmica.

Se prepararon gráficas cruzadas entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos. Las tendencias más claras fueron las litológicas (calizas y dolomias),

saturación de agua (en términos de compactación de la roca) y fracturamiento, contra los atributos sísmicos (amplitud, frecuencia y velocidad del intervalo), Fig 5 52

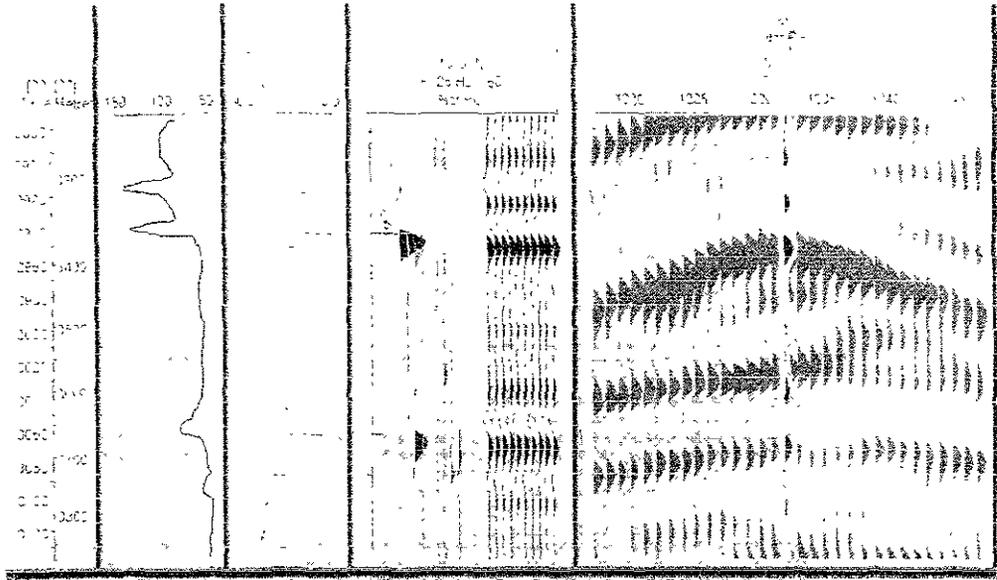


Fig. 5.51 Muestra del Intervalo donde se realizó el estudio

Por otro lado, para apoyar las tendencias encontradas entre atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos se graficaron los parámetros petrofísicos entre sí. Fig 5 53

Se puede observar primero que la gráfica de la amplitud contra la saturación muestra una tendencia lineal decreciente, a medida que aumenta la amplitud. Esto muestra dos cosas, en el sentido de la porosidad y compactación, que a menor amplitud se tiene mayor compactación y menor porosidad. Mientras que a mayor amplitud se tiene que la roca es más susceptible de fracturarse y contener mayor porosidad, por supuesto se está hablando de rocas cristalinas. Este comportamiento se corrobora al

graficar la saturación (S_w), contra la dolomía, Fig. 5.52 También se puede notar una dependencia lineal entre la saturación y la amplitud cuya representación matemática resultó

$$S_w = -0.00731749 * (\text{Amp}) + 0.988951$$

Donde S_w Saturación del agua

Amp Amplitud de onda

Util para la cuantificación de la saturación promedio a partir de la amplitud sísmica promedio en este intervalo (ventana)

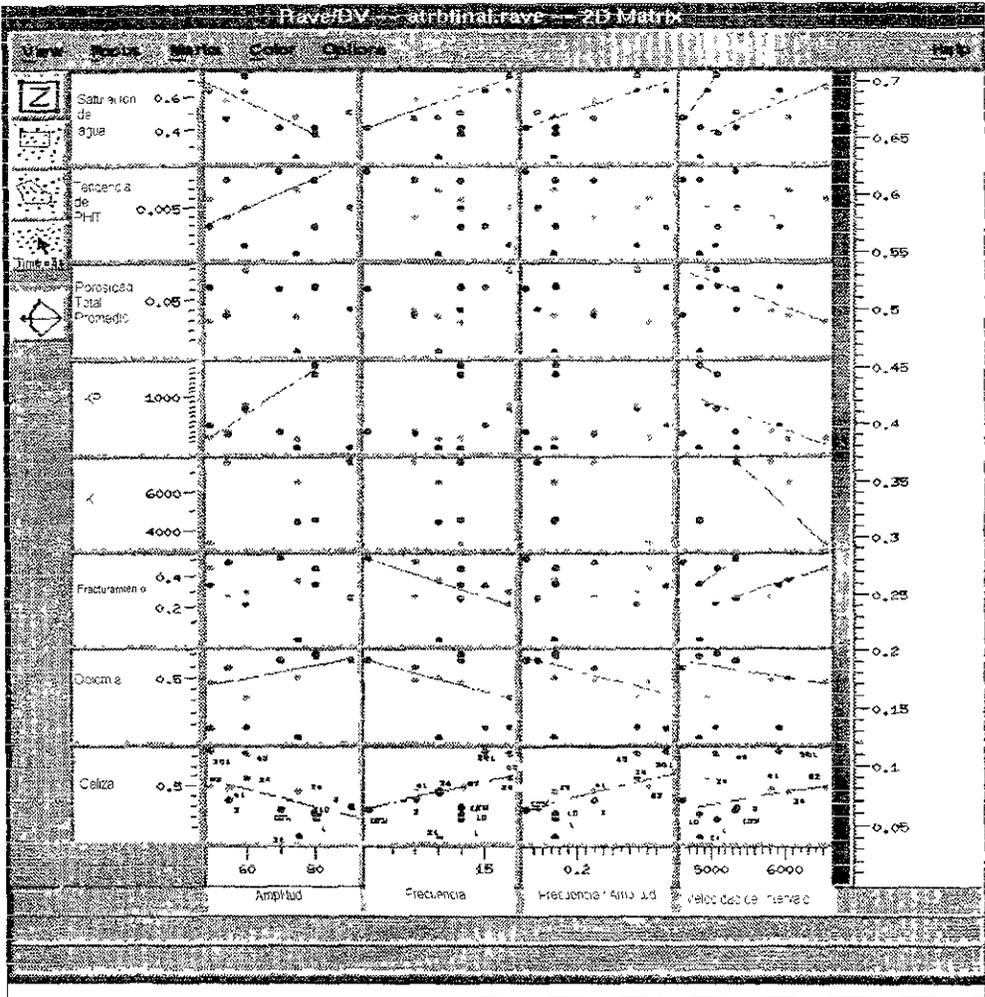
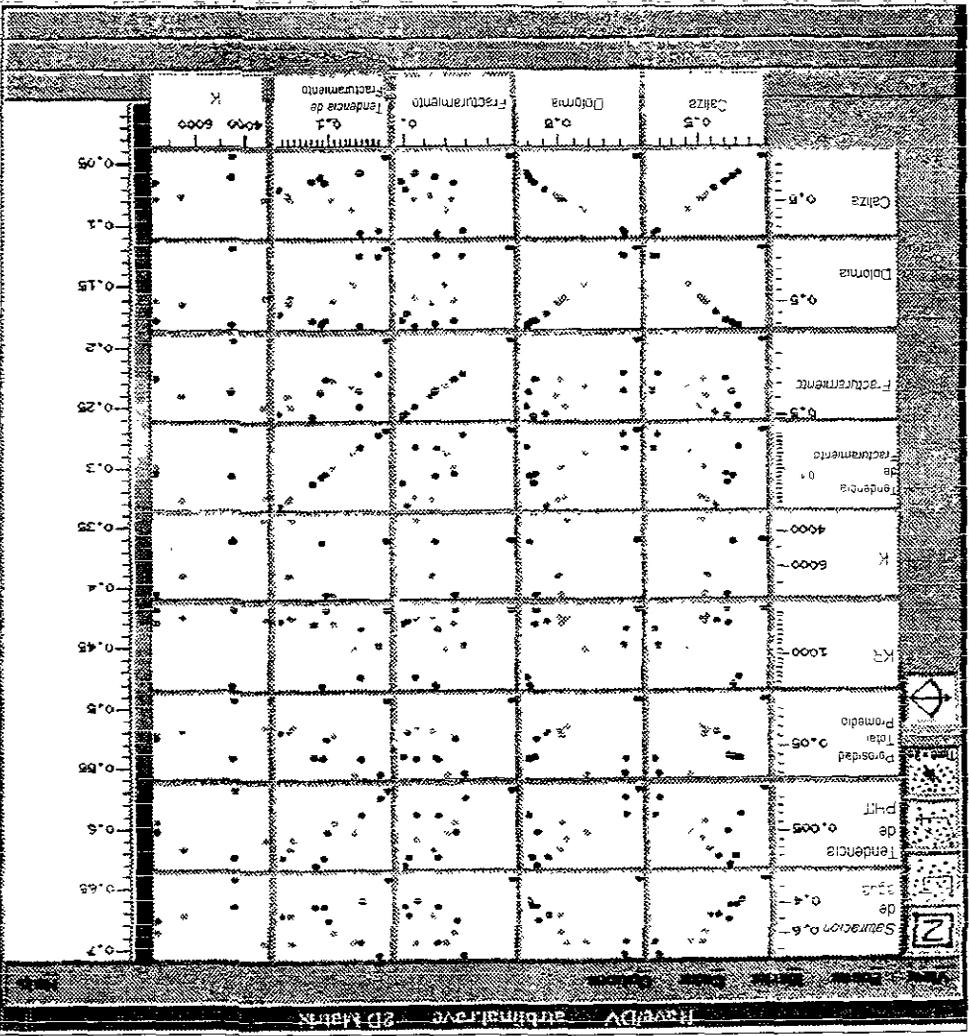


Fig. 5.52 Tendencias encontradas en el ejemplo de aplicación

En la gráfica de porosidad total (PHT) contra amplitud (AMP), Fig.5.52, las porosidades totales acusan un incremento lineal conforme aumenta la amplitud sísmica, por lo que la amplitud está en función de la porosidad. No menos importante es la relación de las amplitudes con la litología (caliza y dolomía), resultando que a mayor

Fig 5.53 Tendencias entre los parámetros petrofísicos del ejemplo de aplicación

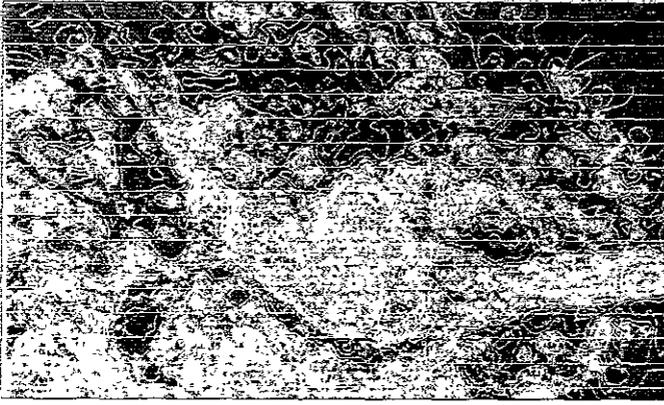


amplitud se tiene mayor contenido de dolomía y viceversa. Este resultado sirvió para la interpretación de las amplitudes en términos litológicos en el campo con el objeto de poder discernir sísmicamente entre dolomías y calizas

El mismo análisis se realizó para el atributo de frecuencia instantánea dando los resultados siguientes. Para frecuencias altas se interpretaron sedimentos compactos y calcáreos. Mientras que para frecuencias bajas se tiene sedimentos compactos y porosos. Para el caso del fracturamiento y la frecuencia se observó que a medida que éste bajaba la frecuencia aumentaba. Esto es cierto si se considera que conforme se tienen frecuencias más altas se encuentran sedimentos más calcáreos y más compactos, mientras que para sedimentos más dolomíticos y fracturados se tiene frecuencias bajas, existiendo una absorción de altas frecuencias. Esta misma tendencia se confirma en la gráfica de fracturamiento (FRAC) vs caliza (CAL) en la Fig. 5.52

Para el caso de la velocidad de intervalo se obtuvieron resultados interesantes, este atributo respondió a la saturación, fracturamiento, porosidad total y litología. En la Fig. 5.54 se muestra una lamina delgada obtenida de un núcleo en la zona de estudio y que sirve para comparar en términos reales con los resultados obtenidos. Con lo anterior se puede decir que el parámetro de saturación se tiene una correspondencia directamente proporcional con la velocidad, a medida que crece el intervalo de velocidad crece la saturación. Esto, en términos de compactación y porosidad, explica que los sedimentos calcáreos son los más compactos y menos porosos, por lo que la velocidad de propagación de las ondas sísmicas es más rápida. La tendencia inversamente proporcional de la porosidad total contra la velocidad de intervalo confirma este comportamiento, Fig. 5.52. Para el caso de las dolomías sucede todo lo contrario,

Fig. 5.54 Lámina delgada que muestra la porosidad en el intervalo de interés



promedio a partir de la velocidad de intervalo.

Esta ecuación se puede utilizar si se requiere calcular las porosidades totales

$$V_{int} = \text{Velocidad del intervalo}$$

Donde: PHIT = Porosidad total

$$PHIT = -0.0000268 * (V_{int}) + 0.21004$$

ecuación resultó ser:

contra la velocidad de intervalo, esta tendencia se aproximó a una función lineal cuya

Ya que se observó un comportamiento inversamente proporcional de la porosidad

con las gráficas de caliza, dolomía contra la velocidad de intervalo. Fig. 5.52

posiblemente a la porosidad y fracturamiento en las dolomías. Este resultado se confirma

Esta inversión de la velocidad de propagación de las ondas sísmicas se debe

que las dolomías tuvieran una velocidad de intervalo más alta que las calizas y no es así.

velocidades y saturaciones bajas. Este es un resultado interesante ya que se esperaba

correspondan lo más fiel posible al subsuelo que se está registrando y sean fácilmente identificables. Por ejemplo, en el caso de la amplitud sísmica se le aplica una cierta ganancia (un porcentaje mayor en la amplitud), la cual produce un realzamiento del carácter, de tal suerte que los cambios que está registrando la amplitud no se destruyen sino se acentúan, mostrando con ésto las variaciones litológicas y petrofísicas de las rocas que se encuentran en el subsuelo. Por supuesto, la cuantificación puntual de esta amplitud a partir de esta información, no es posible.

5.4.1.1 METODOLOGIA

El método consiste en calibrar la información petrofísica proveniente de pozos cercanos, a los que ya se les hayan cuantificado parámetros, como porosidad, saturación de agua, fracturamiento, litología, etc, con los atributos sísmicos obtenidos (amplitud, frecuencia, velocidad de intervalo, etc.) Para lograr ésto se realizan gráficas cruzadas, es decir, graficas donde se muestran los dos parámetros a la vez. Ahora bien, existe el inconveniente de tener datos que provienen de diferentes fuentes; por ejemplo, la información de los pozos se obtiene en escala de longitud mientras que la sísmica los obtiene en tiempo, lo cual implica que la información necesita ser homogeneizada.

5.4.1.2 HOMOGENEIZACIÓN DE LOS DATOS

La homogeneización de ambos datos en términos de la resolución sísmica se logra a través de una ventana de tiempo (lugar donde regularmente se requiere interpretar los atributos sísmicos), cuyo espesor en tiempo es convertido a metros por

medio de una velocidad de intervalo. En la primera columna, de izquierda a derecha, de la Fig. 5.48 se muestra cómo se transforma por medio de un paquete computacional los tiempos a distancias

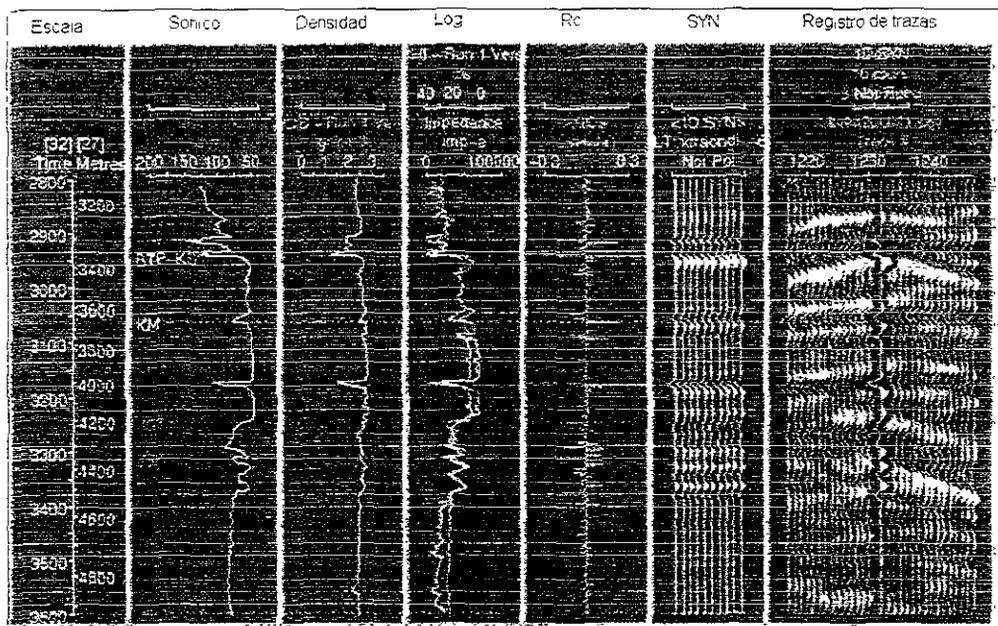


Fig.- 5.48 Esquema de conversión de tiempo a distancia.

El espesor así obtenido se emplea para promediar los parámetros petrofísicos en los pozos. De esta manera se obtiene el equivalente en tiempo y en profundidad de la unidad a analizar. Después se obtienen los atributos sísmicos a interpretar en esa ventana de tiempo tomando en cuenta los valores de cada atributo que están en cada pozo. Es importante mencionar que en la medida en que se tenga un mayor número de pozos e información de éstos será mejor el ajuste y calibración de los atributos sísmicos.

Una vez que se tiene lo mencionado anteriormente, se efectúa un análisis estadístico y cualitativo entre los atributos y los valores de los pozos, efectuando gráficas cruzadas entre sí Fig 5.49

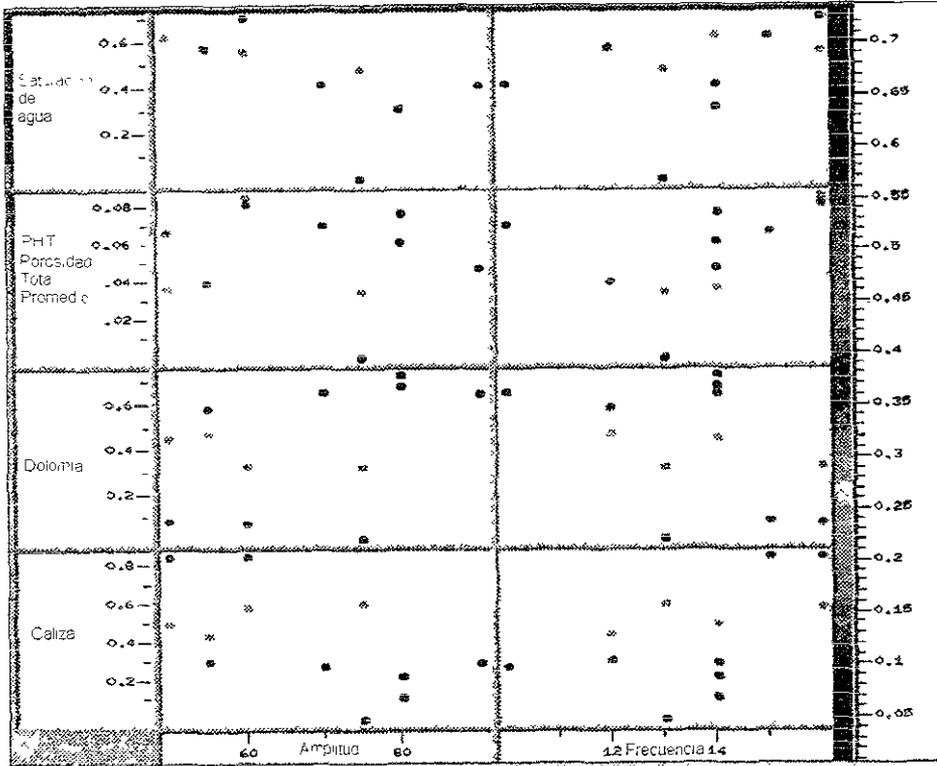


Fig -5 49 Representación de graficas cruzadas entre atributos sísmicos y los valores de los parámetros petrofisicos de los pozos

De esta manera, se tiene la posibilidad de encontrar tendencias entre las variables y relaciones empíricas que pudieran ayudar a la extrapolación e interpolación de algunos de los atributos extraídos en esta ventana de tiempo, en términos petrofisicos La

interpretación así realizada, por supuesto dependiendo de la resolución de la información sísmica, representará el comportamiento de los atributos y parámetros petrofísicos promedio en el intervalo analizado

Los resultados que se obtienen han servido para corroborar lo que antes se intuía de manera cualitativa en cuanto al comportamiento de los atributos sísmicos con algunas propiedades petrofísicas. Por ejemplo, se sabía que la amplitud sísmica sufría una absorción en zonas falladas y fracturadas, la frecuencia de la señal también era afectada por este fenómeno y se manifestaba por el cambio en el contenido de frecuencias altas

Por otro lado, estos resultados dan una buena idea del comportamiento litológico y petrofísico que tiene lugar en el espesor analizado, además de que son de gran utilidad para reducir la incertidumbre en el establecimiento de un modelo geológico-petrofísico del yacimiento. El empleo de las gráficas cruzadas realizadas entre los valores de los parámetros petrofísicos sirve de apoyo para analizar el comportamiento real entre éstos, además de la comprobación de las tendencias obtenidas con los atributos sísmicos Fig. 5.50. Se han realizado trabajos de aplicación de esta metodología tanto en yacimientos carbonatados (calizas y dolomías en la zona marina), como en terrígenos, con resultados satisfactorios.

Por supuesto falta mucho por aprender de la información que se está obteniendo, además se está en el proceso de combinar datos geoestadísticos, de pruebas de presión, de fracturamiento y de otras disciplinas, para tener una integración de datos sísmicos más cercanos con la realidad.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- La información sísmica, obtenida por levantamientos superficiales o por sísmica de pozo, tiene amplia aplicación en estudios de caracterización de yacimientos petroleros.
- Los datos sísmicos, en combinación con datos geológicos y petrofísicos, permiten realizar caracterizaciones de yacimientos en las cuatro escalas que normalmente se manejan: mega, macro, meso y micro.
- La caracterización de yacimientos petroleros debe ser realizada por un grupo técnico formado principalmente por Ingenieros Geofísicos, Geólogos y Petroleros, ya que se maneja información de las tres especialidades.
- El Ingeniero Petrolero que participe en estudios de caracterización de yacimientos debe tener conocimientos de geología y de sísmica para lograr mejores resultados en su trabajo.
- De acuerdo con lo anterior y con base en la experiencia adquirida con este trabajo, se concluye que es necesario que dentro del plan de estudios de la carrera de Ingeniero Petrolero, así como existen materias de geología se incluya por lo menos *una materia relacionada exclusivamente a la aplicación de la sísmica en la caracterización de yacimientos petroleros.*

- Se deben tener presentes los antecedentes geológicos y petrofísicos adquiridos durante la formación académica del Ingeniero Petrolero para poder relacionar la sísmica con la caracterización de yacimientos

GLOSARIO

Amplitud: *Respuesta del voltaje de salida después de haberse convertido la energía sísmica en energía eléctrica en un sismodetector.*

Análisis de Velocidad. *Calculo de la velocidad raíz cuadrática media (RMS) a partir de mediciones de sobretiempo normales por distancia o de otras correlaciones de otros valores estadísticos, basados en los sobretiempos normales por distancia. En el uso normal involucra datos de PRC.*

Apilamiento. *Un registro compuesto, obtenido mediante la mezcla de las trazas de diferentes registros.*

Apilamiento de puntos de reflejo común. *Un conjunto de trazas que corresponden al mismo punto de reflexión en el subsuelo, pero que son de diferentes perfiles y tienen diferentes distancias de desplazamiento. Antes de hacer el apilamiento, los registros se corrigen estática y dinámicamente. El objeto de esto, es disminuir los efectos extraños y eventos cuya dependencia del desplazamiento es diferente al sobretiempo normal por distancia.*

Arreglo.- *Un grupo de sismodetectores conectados a un canal sencillo de registro o puntos de tiro que deberán dispararse simultáneamente, llamado algunas veces patrón o distribución.*

Arribo.- *Un alineamiento de energía coherente que indica el paso de un frente de onda, un evento.*

Atenuación.- (1) *Una disminución en la magnitud de la señal durante la transmisión.* (2) *Una reducción en amplitud o energía sin que cambie la forma de la onda.* (3) *La disminución de la fuerza de la señal sísmica con la distancia que no depende del arreglo geométrico, pero puede estar relacionado con las características físicas del medio de transmisión causando absorción de la reflexión y dispersión.*

AVO.- Amplitud vs. Distancia. A este tipo de análisis se le conoce, también, como *Variación de la Amplitud Respecto a la distancia*.

AVO... técnica que estudia la dependencia de la amplitud con respecto a la distancia, a partir de cómo varían los coeficientes de reflexión cuando se modifica el ángulo de incidencia.

Proceso apropiado para inferir algunas propiedades petrofísicas, como las de las rocas asociadas con formaciones saturadas con gas, que se manifiestan en las amplitudes sísmicas.

Azida.- Nombre de un grupo de compuestos explosivos, que contienen tres átomos de nitrógeno con dobles enlaces. El nitrógeno puede estar unido a un metal, como el plomo, o a varios grupos orgánicos. Las azidas son muy sensibles a los golpes y al calor y deben mantenerse con mucho cuidado.

Bin.- Un área usada para almacenar trazas con puntos medios que caen dentro de esa área. El bin puede tomar cualquier forma pero normalmente adopta la cuadrada o rectangular.

Binning.- El binning es un arreglo usado en sísmica 3D para hacer que todas las trazas con puntos medios caigan dentro de una sola celda, para ordenarlas y ayudar en la generación de apilados.

Carga.- La combinación explosiva usada para detonaciones sísmológicas, especificadas por el peso y tipo de explosivos y algunas veces por su longitud.

Coefficiente Matricial de la Roca (K_a): Es la relación existente entre los esfuerzos vertical y horizontal de la matriz de roca y debe ser calculado a la profundidad D_i .

Convulación.- La acción del filtrado lineal. Si una forma de onda $g(t)$ se pasa a un filtro lineal con la respuesta de impulso, $f(t)$ la salida será la convolución de g con f .

Deconvolución. (1) El proceso de deshacer el efecto de otro filtro. Un filtro inverso está diseñado y convolucionado con la señal. El objeto de ello es

nulificar cualquier efecto indeseable de alguna operación anterior de filtrado. (2) Con más exactitud, la deconvolución puede indicar:

- a) Dereverberación para eliminar la acción del filtrado de una capa de agua
- b) Eliminar la acción filtrante de una superficie más compleja.
- c) Eliminación de fantasmas.
- d) Eliminar múltiples.
- e) Ajustar la forma de la respuesta a ciertas especificaciones, tal como lo hace un filtro acoplado con una pulsación sísmica.

Densidad.- Propiedad física que mide la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. Comúnmente varía de 1.9 a 2.8 gr/cm³ en las rocas del subsuelo.

Detonador.- Aparato usado para detonar una carga explosiva, haciendo pasar corriente eléctrica a través de un fulminante. Generalmente incluye un ohmetro de bajo voltaje para comprobar la continuidad en las terminales de los fulminantes.

Diagénesis: Es el proceso a través del cual el sistema tiende a aproximarse al equilibrio bajo condiciones de sepultamiento somero y mediante el cual los sedimentos son normalmente consolidados.

Dinoseis.- Una fuente de energía sísmica en la que se realiza una explosión de gas en una placa colocada en el suelo. Nombre comercial de la Sinclair Research Co.

Disparo.- (1) Detonar un explosivo. (2) Llevar a cabo un levantamiento sísmico.

DMO.- (Dip-Moveout) también conocido como pre- apilado, es un proceso multicanal por pasos, que se realiza mediante un ordenamiento en familias de datos de offset común, posterior a una corrección NMO y previo al apilamiento.

Echado. (1) El ángulo que forma una superficie plana con la horizontal. (2) El ángulo que forma un reflector o un refractor con la horizontal.

Editar.- *Los preparativos para procesar una cinta sismológica digital. La edición puede o no incluir correcciones estáticas y dinámicas y ajustes de ganancia.*

Estáticas.- *Las correcciones aplicadas a los datos sísmicos, para eliminar los efectos debidos a las variaciones por elevación, y de espesores de las capas interperizadas o de la velocidad.*

Evento sísmico. *Un alineamiento de un número de trazas que indican la llegada de una nueva energía sísmica, caracterizada por un cambio sistemático de fase o por una diferencia de amplitud en un sismograma*

Facies.- *Acumulación de depósitos que muestran características específicas y gradúan lateralmente a otras acumulaciones sedimentarias formadas al mismo tiempo, pero que presentan características diferentes.*

Filtro.- *La parte de un sistema que discrimina algo de la información que entra en él. Generalmente es con base en la frecuencia aunque se puede usar otras bases para ella, como la longitud de onda o la diferencia entre los tiempos de arribo (filtro de velocidad).*

Frecuencia.- *Número de veces por segundo que se repite una onda, a medida que se mueve hacia delante o hacia atrás a lo largo del eje del tiempo, es la recíproca del período.*

Fuente de energía.- *Instrumento usado para generar un sismo artificial, produciendo la energía suficiente para que se transmita al subsuelo y sea registrada por un sismodetector en superficie.*

Gather (Sección de trazas comunes) = punto común. *Exponer la información de entrada a un proceso de apilamiento en donde todas las trazas sísmicas que corresponden al mismo punto de reflexión son expuestas, lado a lado después de corregir estática y dinámicamente. Se usa para comprobar las correcciones y evaluar los componentes de un apilamiento. (2) Otros tipos de exposiciones en los cuales las trazas de diferentes perfiles son reacomodados.*

Geófono.- *Un instrumento usado para transformar la energía sísmica en voltaje eléctrico. La mayoría de los geófonos son detectores de velocidad, siendo sus salidas proporcionales a la velocidad de la masa de inercia con respecto a la caja de geófonos(la cual es proporcional a la velocidad del movimiento de la tierra). Pero más debajo de la frecuencia natural, la respuesta de la mayoría de los geófonos disminuye linealmente con la frecuencia y así operan como acelerómetros.*

Grupo: *Un conjunto de geófonos que colectivamente alimentan un solo canal. El número de geófonos puede variar de uno a varios cientos.*

Hidrófonos. *Un detector sensible a las variaciones de presión, en oposición a un Geófono el cual es sensible al movimiento; se usa cuando el detector puede ser colocado a unos cuantos pies de profundidad en el agua en un trabajo marino o de pantano, o como sismómetro de pozo. La respuesta de frecuencia de los hidrófonos depende de su profundidad bajo la superficie debido a un patrón de onda sujeto a la condición de límite de que la presión sea cero en la superficie y un máximo a un cuarto de longitud de onda.*

Levantamiento por Reflexión.- *Medición de la energía sísmica en varios puntos como una función del tiempo, posteriormente a un tiro(o después de alguna otra liberación de energía); la corrección debe hacerse por los efectos de la variación de la distancia desde el punto de tiro. El objeto es determinar los tiempos de llegada de las ondas sísmicas que han sido reflejadas en la superficie de contacto, paralelas a los planos de estratificación, y preparar un mapa de variaciones de prof. De las superficies de contacto*

Levantamiento por Refracción.- *Medición de la energía sísmica en varios puntos como una función del tiempo después del tiro y a una cierta distancia de este. El objeto es determinar los tiempos de llegada de las ondas sísmicas que han viajado a una dirección casi paralela a los planos de estratificación en las capas de alta velocidad. El objeto es trazar un mapa de la profundidad de esas capas, incluye también la detección y preparación de mapas de la distribución de masas de alta velocidad, como los domos salinos.*

Lóbulo: *Salida de forma semicircular de una onda.*

Longitud de onda.- $= \lambda$: *la distancia entre puntos similares sucesivos en dos ciclos de ondas, medidos perpendicularmente a la cresta:*

$$\lambda = v/f = 1/k$$

en donde (v) es la velocidad de onda, (f) es la frecuencia y (k) el número de la onda.

Microsismo.- *Temblores débiles de la tierra debidos a causas naturales como el viento, olas del mar, o pequeños sismos controlados artificialmente.*

Migración: *Trazar reflejos inclinados en su posición vertical verdadera y no solo directamente debajo del punto intermedio entre el punto de disparo y el centro de la distribución de geófonos. Generalmente se limita al plano de la sección, aunque se deben considerar (y así se hace en ocasiones) posiciones tridimensionales apropiadas.*

NMO. (Normal Moveout). *Es un proceso que remueve dinámicamente el desplazamiento en tiempo debido al offset entre fuente y receptor, corrigiendo todas las trazas a offset cero, considerando un medio homogéneo de velocidad constante.*

Moveout.- *Corrimiento en tiempo. (1) La diferencia en tiempo de llegada a diferentes posiciones de los geófonos.*

Offset.- (1) *La distancia desde el punto de la explosión hasta el grupo de geófonos más cercano. Con frecuencia se desglosa en componentes: desplazamiento perpendicular que es la distancia en ángulo recto con la línea de tendido, y el desplazamiento en línea que es la distancia de la proyección del punto de explosión sobre la línea de tendido. (2) El desplazamiento perpendicular únicamente. (3) La distancia entre el punto de explosión y el centro de cualquier grupo de geófonos. (4) En ocasiones, en refracción, el desplazamiento. (5) Desplazamiento del trazo*

de una reflexión hasta su posición adecuada en una sección transversal; migración (6) Desplazamiento de un cuerpo que anteriormente era contiguo.

Onda de cizalla.- = Ondas S una onda de cuerpo en la que el movimiento de la partícula es perpendicular a la dirección de la propagación.

Ondas love.- Una onda limitrofe, que se propaga en forma de múltiples reflexiones internas de ondas transversales, en una capa superficial. La dispersión de las ondas love pueden ser utilizadas para calcular el espesor de la capa superficial.

Ondas Rayleigh.- Tipo de onda sísmica que se propaga a lo largo de la superficie. Un tipo de onda superficial que genera ruido del terreno (ground roll). El movimiento de las partículas es elíptico y retrógrado en el plano vertical que contiene la dirección de la propagación, su amplitud decrece exponencialmente con la profundidad. La dispersión de las ondas Rayleigh se puede usar para calcular el espesor de la capa superficial.

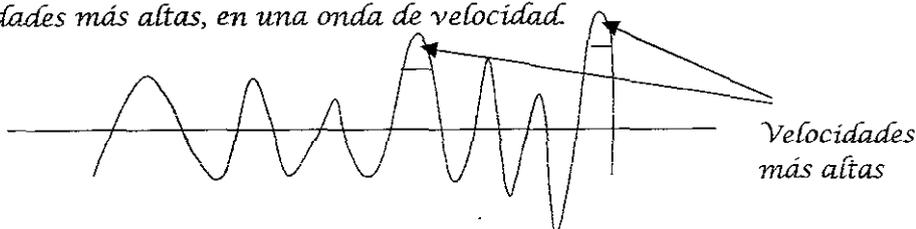
Ondícula.- Un impulso sísmico consistente generalmente de 1-1/2 a dos ciclos. Una Ondícula de Ricker es un tipo particular.

Periodo.- El tiempo T para un ciclo. El tiempo para que una cresta de onda atraviese una distancia igual a una longitud de onda o el tiempo para que dos crestas de onda sucesivas pasen por un punto fijo:

$$T = 1/f = \lambda/v$$

Donde f = frecuencia, λ = longitud de onda, y v = la velocidad de la fase.

Picado de Velocidades.- El picado de las velocidades es la selección de las velocidades más altas, en una onda de velocidad.



Pistola neumática.- *Una fuente de energía para trabajos sismológicos marinos que inyecta dentro del agua una burbuja de aire comprimido. Las oscilaciones de la burbuja a medida se expande y contrae, generan una onda sísmica cuya frecuencia depende de la cantidad de aire de la burbuja, de su presión y de la profundidad del agua.*

Play back.- *(1) Producción de una nueva forma de registro sísmico, a partir de cintas magnéticas. En el proceso de reproducción puede incluirse el filtraje, el ajuste de ganancia, el desplazamiento de tiempo, la mezcla, el apilamiento, etc. (2) El resultado de tal proceso, a diferencia de la grabación original.*

PRC (Punto de Reflejo Común).- *La situación en la que la misma porción del subsuelo produce reflexiones a diferentes distancias de desplazamiento en varios perfiles.*

Procesado de datos.- *Consiste principalmente en aplicar una serie de correcciones a la información grabada en campo con la finalidad de obtener perfiles o imágenes más representativas del subsuelo.*

Profundidad de tiro.- *La distancia medida hacia abajo dentro del pozo de tiro, entre la superficie y la carga explosiva. Con pequeñas cargas, la profundidad de tiro, se mide al centro o hacia la base de la carga, pero con grandes cargas, se dan por lo general las distancias tanto arriba como debajo de la columna de explosivos.*

Reflexión.- *La energía u onda generada por una explosión o cualquier otra fuente sísmica, que se ha reflejado (ha regresado) en un contraste de impedancia elástica o de una serie de contrastes dentro de la tierra.*

Refracción.- *(1) Un evento que resulta de la energía refractada en forma de reflejo o difracción por una discontinuidad en el refractor, como sería en el caso de una falla. Se caracteriza por la velocidad aparente del refractor y de no existir sobretiempos por distancia. (2) Una refracción múltiple en la que la energía se refleja de la misma manera múltiple entre los reflectores que se encuentran sobre el refractor. El recorrido extra debe presentarse antes o en cualquier momento durante el*

recorrido a lo largo del refractor. El efecto de este cuerpo de refracción múltiple consiste muchas veces en el incremento de ciclos a las llegadas de refracción.

Relación señal-ruido.- *La energía de un evento sísmico deseado, dividida entre toda la energía remanente (ruido) en ese tiempo.*

Reverberación.- *Reflexión múltiple de una capa, en los trabajos marinos generalmente se produce en la capa de agua. En ocasiones, se hace la distinción entre aquellos casos en donde el agua es tan profunda que los múltiples sucesivos son discretos y aquellos otros en donde se mezclan en una oscilación más o menos estacionaria. Las reverberaciones ocasionalmente se presentan en registros terrestres, pero con mayor frecuencia se tienen en los tiros marinos. Remover los efectos de la reverberación es el objetivo de la deconvolución en el procesamiento digital*

Rifts.- *El termino rift queda reservado para los grabens (fosa de hundimiento formada por fallas normales que están hundidas con relación a los compartimientos vecinos) de una cierta dimensión (anchura del orden de la decena de kilómetros, longitud del orden de la centena).*

Rot allong.- *Un método de campo para registrar la información en un apilamiento de CDP's*

Ruido sísmico.- (1) *Cualquier señal sísmica indeseable coherente o incoherente proveniente de la superficie o subsuelo y que interfiere con la señal sísmica a detectar, sea reflexión, refracción u onda directa. (2) En ocasiones restringido a la energía fortuita.*

Rumbo.- *Dirección de la línea que se forma por la intersección de la superficie de una roca con un plano horizontal. El rumbo siempre tendrá que ser perpendicular a la dirección del echado.*

Señal sísmica.- (1) *Es aquella que se genera por un sismo y que puede considerarse como un tren de ondas, el cual incluye un espectro amplio*

de frecuencias. (2) Son los eventos de los que podemos obtener información en un sismograma.

Sismograma.- Un registro de la energía que se recibe en un tendido de sismómetros. Puede ser impreso en papel fotográfico o en cinta magnética.

Sismograma sintético.- Registro sísmico artificial de reflexión, elaborado a partir de los datos del registro de velocidad, convolucionando la función de la reflectividad (un registro de impulso) con una forma de onda que incluye los efectos de filtrado de la tierra y del sistema de registro. Generalmente se construye a partir de datos del registro sónico solamente, aunque también se puede incorporar datos de densidad. Puede hacerse para indicar únicamente los eventos primarios, los primarios más múltiplos seleccionados, o los primarios más todos los múltiplos; se puede construir mediante métodos analógicos, digitales o manuales.

Técnica de tiro de Punto de Reflejo Común.- Es la técnica de campo diseñada para abarcar múltiples áreas del subsuelo, con objeto de registrar datos sísmicos a partir de los cuales se hacen apilamientos de puntos de reflejo común. Se utilizan diferentes combinaciones de sismodetectores y puntos de tiro para que las reflexiones se puedan registrar en varios perfiles para los mismos puntos de reflejo. También se le llama "desplazamiento sucesivo" (roll along).

Tendido.- La distribución de los grupos de geófonos, desde los cuales se registran simultáneamente los datos, provenientes del subsuelo, con un solo tiro. Los tendidos de reflexión comúnmente constan de 24 grupos con separación entre los centros de los grupos del orden de 15 a 120 metros (50 a 400 pies). Los diferentes tipos de tendido incluyen: tiros desplazados (broad side), en cruz (cross), lateral (end on), tiros en abanico (fan shooung), tiros desplazados en línea (in line offset), correlativos (interlocking), tendido en L (L spread), recíprocos (reversed), bilaterales (split), y tendido en T (T spread).

Tiro.- (1) Detonar un explosivo. (2) Llevar a cabo un levantamiento sísmico, tal como "tirar un prospecto".

Tiro de abanico.- Una primera aplicación del sismógrafo de refracción que servía para indicar la presencia de domos salinos (dentro de una sección gruesa de baja velocidad) con detectores distribuidos en forma de abanico (y muy separados entre sí) desde los puntos de disparo. Mediante observaciones se traza una curva de tiempo de viaje normal (versus distancia), para condiciones normales dentro del área (sin domos presentes). Un adelanto anormal (disminución relativa en tiempo) que se suponía asociado con una velocidad alta de la sal, indicaba la presencia de un domo.

Traza.- (1) Registro de un canal sísmico. (2) Una línea en un plano que representa la intersección de otro plano con el primero, tal como la "traza de una falla".

Velocidad RMS. Velocidad raíz cuadrática media. La velocidad media en un análisis de velocidad, que se basa en las mediciones de sobretiempo normal por distancia (normal moveout) (aproximadas). Para una serie de capas de velocidad V_i cuando el tiempo de recorrido de la energía sísmica perpendicular a ellas es t_i , la velocidad RMS es:

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum v_i^2 t_i}{\sum t_i}}$$

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. Marca de la Continental Oil Co.

BIBLIOGRAFIA:

- Angeles, M. R. & Pérez, R. C. "Sistema Automatizado para la configuración de yacimientos afallados", Ingeniería Petrolera, Julio de 1985.
- Angeles, M. R., Flores, V. M.: "Definición de la geometría de un yacimiento combinando la información sísmica y los datos de pozos", revista de Ing. Petrolera Julio de 1984
- Bradley, E. M. "Practical seismic interpretation", Prentice-hall inc., 1995
- Campero, Q.L. "Integración de datos sísmicos de reflexión para la prospección de hidrocarburos", IPN, ESIA Ticomán, 1986
- Castro, R. C. "Comunicación verbal"
- Coffeen, J. A. "Seismic exploration fundamentals seismic techniques of finding oil" Pennwell Books, Tulsa Oklahoma.
- De la Rosa H. M.: "Análisis de las características de la onda sísmica bajo diferentes condiciones de generación, absorción y resolución", IPN, ESIA Ticomán, 1987.
- Del Valle T. E. "Comunicación verbal"
- Del Valle, T.E. "Introducción a los métodos geofísicos de exploración", FI/ DICT/1987
- Dix, C.H.: "Seismic velocities from surface measurements", Geophysics, Vol. 20, N°1, January, 1955
- Dorantes, H.D. "Sísmica de pozo" IPN, ESIA Ticomán, 1986
- Espino M, A. "Interpretación y configuración de datos sísmicos de reflexión", IPN, ESIA Ticomán, 1986
- Faust, L.Y.: "Seismic velocity as a function of depth and geologic time", Geophysics, Vol. XX, N° 1, June, 1955.
- Gonzalez, R.J. "Procesado sísmico 2D para la aplicación de atributos sísmicos", Tesis, ESIA Ticomán
- Hottman, C.E. & Johnson, R.K.: "Estimation and information pressures from log-derived shale properties", Journal Petroleum Technology, June, 1965.
- López G. A.: "Estudio de reflexión para la localización de hidrocarburos", IPN, ESIA Ticomán, 1970
- Martínez, R. N. & León V.R. "Procedimiento semi-automático para el cálculo de geopresiones y gradientes de fractura" IMP, 1982

-
- McQuillin, R., & Barclay W., & Bacon M.: "An introduction to seismic interpretation", Gulf Publishing Company, 1980.
 - McQuillin, R., & Barclay W., & Bacon M.: "An introduction to seismic interpretation reflection seismic in petroleum exploration", 2a Edition, Graham & Trotman, 1984.
 - Pilkington, P.E.: "Fracture gradient estimates in tertiary basins", Petroleum Engineering International, May. 1978.
 - Ramírez C.A.: "La resolución sísmica" IPN, ESIA Ticomán, 1989
 - Ricoy, S.U., & Rodríguez, M.A.: "Interpretación de ambientes sedimentarios a través de secciones sísmicas", trabajo presentado en el XIX Congreso Nacional de AIPM, Noviembre 1981.
 - Rodríguez, M.A.: "Cuantificación de atributo sísmico para la caracterización de yacimientos usando información sísmica convencional". I.M.P. 1999
 - Rodríguez, M.A. "Comunicación verbal"
 - Schlumberger Service. "Principios/ aplicaciones de la interpretación de registros" 1984.
 - Selley, C.R.: "Elements of petroleum geology", 2th Ed. Academic Press, 1992
 - Serra O. "Advanced interpretation of wireline logs", Schlumberger, 1999.
 - Sheriff, E.R.: "a first course in geophysical exploration", Human Resources Development Corporation, Printed in USA, 1977.
 - Sheriff, E.R., & Geldart, L.P.: "Exploración sísmológica" Vol. 1, Ed. Limusa, 1991.
 - Sheriff, E.R., & Geldart, L.P.: "Exploración sísmológica" Vol. 2, Ed. Limusa, 1991.
 - Yáñez M.M.: "Perforación exploratoria a partir de trabajos sísmicos", Congreso Nacional de la AIPM. Enero 1984.
 - Zapata, P. C., & Zamora, D. F.: "Estudio sísmológico. Estructural determinado con el método tridimensional en el área mariana de Campeche". Trabajo presentado durante el XXII Congreso de la AIPM. Marzo 1985.