



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

ADQUISICION DE DATOS EN SISMICA DE POZO

T E S I S
Que para obtener el título de
INGENIERO GEOFISICO
p r e s e n t a
JAVIER IVAN RAMOS LOPEZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. RICARDO H. CASTREJON PINEDA

México, D. F.

2000

279702



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-804

SR. JAVIER IVAN RAMOS LOPEZ
Presente

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

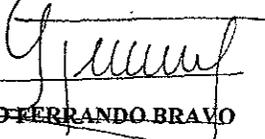
ADQUISICION DE DATOS EN SISMICA DE POZO

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE PROPAGACION DE ONDAS EN POZO**
- III HERRAMIENTAS DE SISMICA DE POZO**
- IV ADQUISICION DE DATOS Y PROCESADO**
- V APLICACIONES**
- VI CONCLUSIONES**
- ANEXO**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 27 de agosto de 1999
EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFR*RLLR*gtg

R



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

ASUNTO: Propuesta del Tema de Tesis ó Trabajo Escrito.

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

En contestación de su oficio de fecha 12 de agosto de 1999 en el que me solicita proponer TEMA DE TESIS O TRABAJO ESCRITO para que sea desarrollado por JAVIER IVAN RAMOS LOPEZ registrado con número de cuenta 8809718-5 y pueda presentar su examen profesional de la carrera de **INGENIERO GEOFISICO**, me permito someter a su consideración el siguiente:

TEMA: ADQUISICION DE DATOS EN SISMICA DE POZO

CAPITULOS:

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE PROPAGACION DE ONDAS EN POZO**
- III HERRAMIENTAS DE SISMICA DE POZO**
- IV ADQUISICION DE DATOS Y PROCESADO**
- V APLICACIONES**
- VI CONCLUSIONES**
- ANEXO**
- BIBLIOGRAFIA**

Atentamente
México, D.F., a 27 de agosto de 1999

Firma del Profesor:
Nombre: Ing. Ricardo Castrejón Pineda

ADQUISICION DE DATOS EN SÍSMICA DE POZO

CONTENIDO:

pagina:

I. INTRODUCCIÓN

i

II. CONCEPTOS BASICOS DE PROPAGACIÓN DE ONDAS ELASTICAS EN POZO

2.1 Ondas compresionales y transversales	1
2.1.1 Ondas de tubo	1
2.2 Efectos del pozo	3
2.2.1 Ecuaciones fundamentales	4
2.2.2 Patrones de radiación de fuentes en pozo	9
2.2.3 Volumen fuente de desplazamiento	10
2.2.4 Esfuerzos radiales en fuente	14
2.3 Reflexión y refracción de ondas en pozo	15
2.3.1 Modos de propagación de ondas en pozo	15
2.3.2 Reflexión y refracción en una interfase plana	16
2.3.3 Angulo crítico de refracción y reflexión completa de energía	17
2.3.4 Ondas de interfase generadas por una fuente puntual	18
2.3.5 Refracción crítica y generación de fuentes de onda	20
2.3.6 Interfase de construcción de modos atrapados	21

III. HERRAMIENTAS DE SÍSMICA DE POZO

24

3.1 Fuentes sísmicas para generación de ondas en pozos

24

3.1.1 Explosivos

25

3.1.2 Pistolas de aire

26

3.1.3 Vibradores

29

3.2 Detectores de ondas acústicas en pozo

30

3.3 Factores que influyen en las mediciones

31

3.3.1 Litología y geometría del pozo

31

3.3.2 Efectos de atenuación de las ondas	33
3.3.3 Velocidades de propagación	38
3.3.4 Temperatura y presión hidrostática	40
3.4 Registro acústico	42
3.4.1 Principio de medición	45
3.4.2 Sónico compensado en pozo	47
3.4.3 Profundidad de investigación	48
3.4.4 Imagen de sónico dipolar(DSI)	49
3.4.5 Sónico digital (SDT)	50
3.5 Herramientas en sismica de pozos	52
3.5.1 Arreglo sísmico de imágenes (ASI)	52
3.5.2 Adquisición de datos sísmicos (SAT)	55
IV. ADQUISICIÓN DE DATOS Y PROCESADO	58
4.1 Registros en pozo abierto	58
4.1.1 Registro de ondas de cizallamiento	59
4.1.2 Mediciones atenuadas en pozo	61
4.1.3 Utilización de amplitudes de ondulaciones en atenuación	61
4.2 Registro en pozo adomado	62
4.2.1 Mediciones atenuadas en pozo entubado	64
4.2.2 Imagen de sónico dipolar (DSI)	64
4.2.3 Sónico digital (SDT)	65
4.3 Obtención de datos de perfil sísmico vertical (VSP)	67
4.4 Procesamiento de datos	70
4.4.1 Procesamiento de datos en VSP	71
4.4.2 Secuencia de procesamiento	75
4.5 Procesamiento de datos en sismica de pozos	77
4.5.1 Arreglo sísmico de imágenes (ASI) y Adquisición de datos sísmicos (SAT)	77

V.APLICACIONES	79
5.1 Registro acústico	79
5.1.1 Causas de discrepancias entre las velocidades sónicas y sísmicas	80
5.1.2 Parámetros de porosidad	82
5.1.3 Parámetros de elasticidad	84
5.1.4 Imagen de sónico dipolar (DSI)	85
5.1.5 Sónico digital (SDT)	88
5.2 Sísmica de pozos	90
5.2.1 Arreglo sísmico de imágenes (ASI)	93
5.2.2 Adquisición de datos sísmicos (SAT)	94
5.3 Perfil sísmico vertical (VSP)	95
5.3.1 Características del VSP	95
5.3.2 Método VSP	96
5.3.3 Resolución lateral y vertical de VSP	103
5.3.4 VSP en pozo desviado	104
5.3.5 Perfil sísmico en pozo vecino	105
5.3.6 Tiros de prueba (checkshot survey)	106
VI. CONCLUSIONES	110
ANEXOS:	
A. Ecuación de propagación de ondas	112
B. Patrones de radiación de ondas compresionales y transversales en pozo	114
C. Tabla de herramientas	118
D. Abreviaturas	119
Bibliografía	120

I. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es presentar algunas de las herramientas para la obtención de datos en pozo, provenientes de ondas sónicas y sísmicas. En este trabajo se incluyen:

- Las herramientas en sísmica de pozos.
- La adquisición y principios de procesado de datos en sísmica de pozos.
- Algunas aplicaciones de herramientas de sísmica de pozos.

En el capítulo II se hace referencia a los fundamentos de propagación de ondas en pozos y enfocándose principalmente a formaciones con fluidos. Durante la perforación de un pozo se utilizan diversos fluidos, además las formaciones presentan fluidos en su interior.

El planteamiento de la ecuación de propagación de ondas (White 1965) se hace considerando que tenemos un pozo lleno de fluido, un medio con frontera cilíndrica, elástico e infinitamente largo y un medio lineal homogéneo e isótropo.

Las consideraciones se hacen sin tomar en cuenta otros factores físicos y condiciones de frontera que pueden hacer mucho más compleja encontrar la solución de la ecuación de propagación de ondas en un pozo.

La solución presentada es sólo un planteamiento general para dar fundamento a la teoría de obtención de datos en sísmica de pozos. En cuanto a la investigación y solución de modelos de propagación de ondas en diversos medios y geometrías se ha desarrollado gran cantidad de trabajos en décadas anteriores. El planteamiento de un modelo y solución de propagación de ondas puede resultar complejo, y está fuera de los objetivos de este trabajo.

En el capítulo III se explican los principios de funcionamiento de las herramientas. Se hace una mención sobre sus especificaciones técnicas para las condiciones de operación, haciendo énfasis en el tipo de datos obtenidos y sus aplicaciones. Se hace una breve descripción del tipo de fuente utilizada en la generación de ondas en pozo

fracturamiento hidráulico, evaluación de capas delgadas y monitoreo de yacimientos, entre otras aplicaciones que se mencionan en el capítulo III, IV y V.

No se hace un desarrollo detallado del método de perfil sísmico vertical (VSP), sólo se hace una breve mención de algunas técnicas para obtener datos, así como el tipo de fuentes más utilizadas, como son: vibroseis, pistolas de aire y explosivos. La aplicación del método VSP proporciona datos de las velocidades de formación que a su vez ayudan a determinar los contrastes de impedancia. El método proporciona entonces información general del comportamiento de las capas o contactos (formaciones).

En el capítulo IV el procesado de datos es planteado de un modo general. Para el procesado de datos de registro sísmico se aplican correcciones por cavernas, aunque la herramienta sea sísmico compensado. Para las herramientas de sísmica de pozos se establece una secuencia general de procesado que es más utilizada para este tipo de herramientas, considerando que no es única.

En la información que se obtiene con VSP se procesan las secciones de un modo similar al que se aplica a la información obtenida por métodos de sísmica en 2D y 3D. Se aplican además correcciones por orientación de la herramienta, corrección por divergencia esférica, separación de eventos (llegada de frentes de onda) ascendentes - descendentes y filtrado de velocidades (separación de ondas P y S).

No se establecen las ecuaciones, tipos y métodos de filtrado específicos, debido a que el procesado se hace con paquetes de cómputo diseñados y utilizados para tal propósito. Dentro de los paquetes se presentan opciones para el procesado de información de cada herramienta, incluyendo el registro sísmico.

El tema de procesado incluye desde las propiedades de ondículas hasta la utilización y diseño de filtros, lo cual no se trata en este trabajo.

En el capítulo V se mencionan las principales aplicaciones de las herramientas y el tipo de información que proporcionan para herramientas de registro sísmico. Se menciona la aplicación de los parámetros para obtener la módulos elásticos y la porosidad.

En el caso de las herramientas de sísmica de pozos, los datos adquiridos son los siguientes: radio de velocidades como indicador de gas, utilización de ondas Stoneley como indicador

de fracturamiento hidráulico y de permeabilidad de la matriz (o zonas indicadoras de permeabilidad), análisis de areniscas, determinación de ángulos de arribo, determinación precisa de velocidades y detección de fallas en estructuras. Se menciona la aplicación de los tiros de prueba para el calibrado de herramientas con las profundidades y su ajuste. Dentro de las aplicaciones de VSP se menciona la adquisición de secciones, ajustándola con los datos de profundidad del pozo. Esta información se correlaciona con la información sísmica obtenida en 2D y cubos de datos sísmicos 3D.

Las velocidades de las formaciones y las secciones obtenidas en VSP se correlacionan con las secciones sísmicas para eliminar el ruido y confirmar los horizontes reflectivos (información sísmica coherente).

Al final se incluyen las conclusiones del presente trabajo.

II. CONCEPTOS BASICOS DE PROPAGACIÓN DE ONDAS ELASTICAS EN POZO

2.1 Ondas Compresionales y Transversales

Un medio elástico (como la corteza terrestre), es capaz de soportar ondas compresionales (P), en las cuales los desplazamientos son en la dirección del campo ondulatorio, es decir, en la dirección de propagación del campo y las ondas de cizallamiento (S), en las que el desplazamiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación del campo ondulatorio.

Las ondas de cizallamiento (S) adicionalmente se subdividen de acuerdo al plano en el cual se realiza el movimiento de las partículas. Si la tendencia del desplazamiento se propaga en dirección del plano vertical, decimos que la onda ha sido polarizada verticalmente, de ondas de esfuerzo a ondas SV. Si los desplazamientos son en dirección al plano horizontal, entonces es una onda polarizada horizontalmente, llamada onda SH.

2.1.1 Ondas de tubo

Las ondas Stoneley (ondas de tubo a bajas frecuencias) son ondas acústicas en la frontera sólido – líquido, resultado de la interacción de ondas compresionales en el líquido y de ondas transversales en el sólido. Por definición las ondas Stoneley tienen una longitud de onda menor que el diámetro del pozo. El movimiento de las partículas en el sólido es elíptico y retrógrado similar a las ondas Rayleigh. La velocidad de las ondas Stoneley es menor que las ondas compresionales en un fluido u ondas de esfuerzo en un sólido. Las ondas Rayleigh tienen movimientos de partículas retrógrado con respecto a la dirección de propagación. Estas ondas no se transmiten en líquidos y su velocidad es de aproximadamente del 90% de la velocidad de las ondas transversales.

Las ondas de tubo (Stoneley) son creadas por el movimiento de partículas en la columna de lodo de perforación, del cual está lleno el pozo. Las ondas superficiales son la fuente

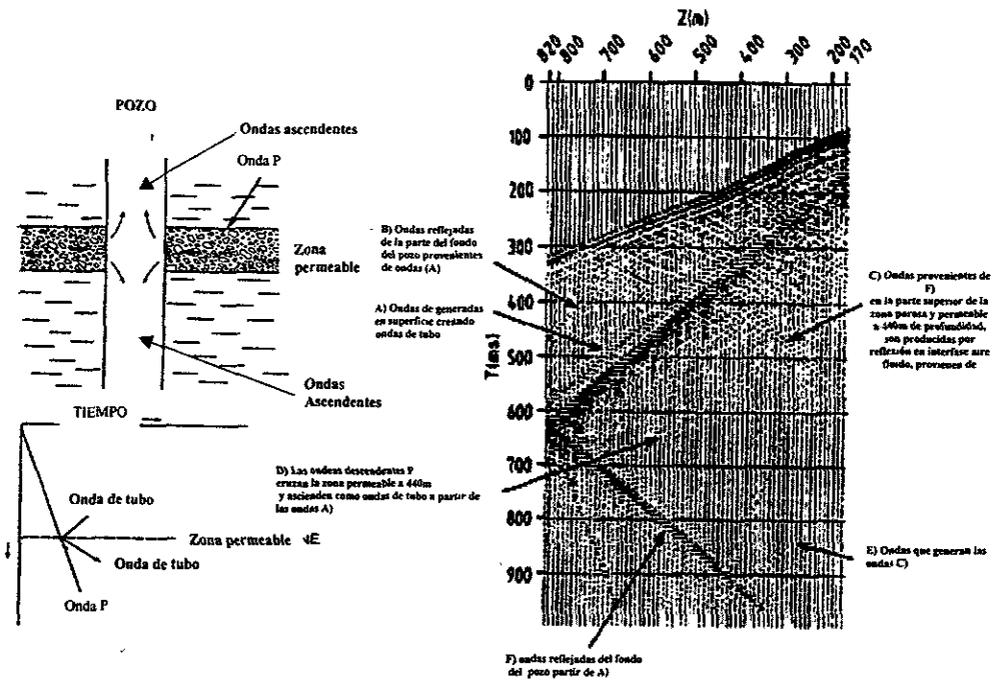
principal de las ondas de tubo. Estas ondas superficiales son creadas por una fuente sísmica. La propagación de ondas compresionales (P) y transversales (SV o S) alcanzan al pozo y la columna de lodo, generando ondas de tubo. Una vez iniciadas, las ondas de tubo se propagan de forma ascendente y descendente dentro del pozo. En segundo término se dice que las ondas de tubo son generadas siempre que se tenga un fuerte contraste de impedancia acústica, notable tanto en superficie como al fondo del pozo y en cada cambio abrupto en el diámetro del pozo (variaciones en el diámetro de la tubería), o zonas en las cuales ha ocurrido excavación. Una herramienta introducida en cambios de diámetro de pozo puede generar ondas de tubo secundarias. Las ondas de tubo pueden ser creadas por ondas compresionales cuando posteriormente se encuentran marcados contrastes en la impedancia acústica en el pozo (por ejemplo: variaciones en el ademado).

Las ondas de tubo generadas por ondas de Rayleigh superficiales son importantes, pudiendo ser atenuadas. Las ondas superficiales pueden atenuarse con una fuente arreglada que actúe como un filtro en número de onda k , diseñado para eliminar la longitud de onda fundamental λ , de ondas superficiales.

La amplitud de ondas superficiales disminuye conforme aumenta la profundidad, se puede representar con la función $\exp(-2\pi z/\lambda)$. Una forma sencilla de atenuar ondas de tubo es disminuir el nivel o cantidad de lodo, así como minimizar el efecto de ondas superficiales. Por ejemplo, si la columna de lodo es disminuida a través de una distancia igual a la mitad de la longitud de onda fundamental, entonces las amplitudes de onda superficial reducen a sólo el 5% de su valor inicial. Otro método consiste en cavar una -zanja- entre la fuente y la boca del pozo. Al mismo tiempo, la fuente puede ser separada una distancia de la mitad de la longitud de onda fundamental de la onda superficial. Aunque las ondas de tubo ciertamente son atenuadas si la fuente se aleja mucho del pozo, la conversión de ondas comienza a tener mayor importancia conforme la distancia que se ha incrementado sobre las trazas, (por ejemplo, en el Perfil Sísmico Vertical). De este modo, la mejor solución es disminuir la columna de lodo cuando las condiciones lo permiten.

Las ondas de tubo generadas por ondas superficiales constituyen un ruido no aleatorio que afecta la grabación de (ejemplo, VSP), de este modo se obstaculiza la observación. Como quiera, algunas ondas de tubo sean generadas *in-situ* por ondas compresionales como en las zonas transversales de alta permeabilidad; estas ondas de tubo son de interés en la

exploración geofísica. Las figuras II.1 y II.2 muestran el modo en que se originan ondas tanto ascendentes como descendentes dentro del pozo (ondas de tubo), produciendo amplitudes proporcionales a la permeabilidad en la zona de generación. Los valores de permeabilidad se obtienen aplicando una distancia fuera del pozo, la cual es igual a la mitad de la longitud de onda de las ondas compresionales incidentes.



Las figuras II.1 y II.2 muestran el modo de propagación de ondas ascendentes y descendentes dentro del pozo. Ref[11]

2.2 Efectos del Pozo

La obtención, procesamiento e interpretación de datos obtenidos en pozos se basa en que asumimos en que los detectores sísmicos están libres de disturbios o afectaciones por el medio circundante. De modo similar para fuentes enterradas, los procesadores y usuarios

asumen que la fuente es ideal en lo que las ondas son puramente compresionales y de cizallamiento, que son radiadas en igual amplitud en todas las direcciones. En algunos casos el efecto del pozo fuente a un campo ondulatorio (cercano al pozo), domina completamente y enmascara otros efectos. En otros casos los efectos del pozo son sutiles, pero aún sin perturbaciones detectables puede causar interpretaciones erróneas, especialmente si las mediciones del pozo son aceptadas siempre para un mismo valor como representante del campo sísmico ondulatorio que existió en ausencia del pozo.

Es más importante considerar algunas propiedades elementales de ondas sísmicas en pozos y cercano a pozos. El conocimiento de los efectos del pozo pueden ser críticos en el diseño y conducción de la investigación VSP.

2.2.1 Ecuaciones fundamentales

Si las mediciones se hacen en el interior de un pozo lleno con fluido, se almacena el primer evento sísmico de ondas de cuerpo que se transmiten a través de la tierra. Posteriores arribos incluyen ondas de tubo que atraviesan a lo largo del pozo. Es importante conocer las formas de ondas sean o no de cuerpo que son captadas en el interior del pozo, utilizando un detector sísmico de pared, que son similares a datos que han sido grabados en la ausencia del pozo. Si las formas de onda grabadas son diferentes, podría dificultarse la correlación de datos con el perfil de superficie, o hacer cualquier interpretación basado en el concepto de onda sísmica que explícitamente no incluye el fenómeno en el pozo.

La manera más apropiada para resolver el problema es dar solución a la ecuación de

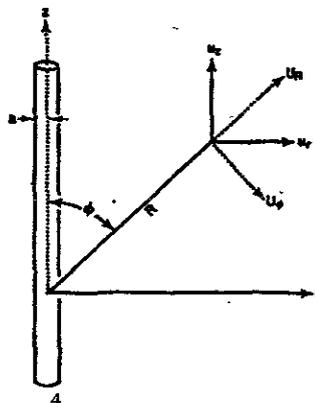


Figura II.3: En el sistema coordinado se muestran las componentes cilíndricas y los esfuerzos. Ref [3]

propagación de ondas. Figura II.3.

En este esquema se muestra un sistema coordenado para su solución. En este caso el radio del pozo $R=a$, la componente de desplazamiento de la partícula son u_r y u_z para coordenadas cilíndricas y U_R y U_Φ en sistema de coordenadas esféricas.

Si asumimos que tiene simetría axial, la propagación de la onda elástica (alrededor del pozo) se describe por dos potenciales escalares, Φ y Ψ . Los dos potenciales escalares se representan en un sistema de coordenadas cilíndricas (r, θ, z) puede escribirse en un pozo lleno de fluido

$$\frac{\partial^2 \phi_1}{\partial r^2} + (1/r) \frac{\partial \phi_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 \phi_1}{\partial z^2} = (1/\alpha_1^2) \frac{\partial^2 \phi_1}{\partial t^2} \quad (2.1)$$

$$\psi_1 = 0 \quad (2.2)$$

Inciendo en la frontera del sólido

$$\frac{\partial^2 \phi_2}{\partial r^2} + (1/r) \frac{\partial \phi_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 \phi_2}{\partial z^2} = (1/\alpha_1^2) \frac{\partial^2 \phi_2}{\partial t^2} \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial^2 \psi_2}{\partial r^2} + (1/r) \frac{\partial \psi_2}{\partial r} - \psi_2/r + \frac{\partial^2 \psi_2}{\partial z^2} = (1/\beta_2^2) \frac{\partial^2 \psi_2}{\partial t^2} \quad (2.4)$$

En un pozo, tenemos un comportamiento de deformación en la dirección de z y en la dirección radial. En el caso de esfuerzos tangenciales en la dirección θ son iguales a cero debido a que no hay transmisión, esfuerzos ni torsión en las paredes del mismo.

En términos de estos potenciales los desplazamientos y los esfuerzos es tan dados del siguiente modo:

$$(u_r)_i = \frac{\partial \phi_i}{\partial r} - \frac{\partial \psi_i}{\partial z} \quad (2.5)$$

$$(u_\theta)_i = 0 \quad (2.6)$$

$$(u_z)_i = \frac{\partial \phi_i}{\partial z} + \frac{\partial \psi_i}{\partial r} + \psi_i/r^2 \quad (2.7)$$

$$(P_{r\theta})_i = 0 \quad (2.8)$$

$$(P_{rz})_i = \mu_i (2 \frac{\partial^2 \phi_i}{\partial r \partial z} + \frac{\partial \psi_i}{\partial r} + (1/r) \frac{\partial \psi_i}{\partial r} - \psi_i/r^2 - \frac{\partial^2 \psi_i}{\partial r^2}) \quad (2.9)$$

$$(P_{rr})_i = \lambda_i (\frac{\partial^2 \phi_i}{\partial r^2} + (1/r) \frac{\partial \phi_i}{\partial r} + \frac{\partial^2 \phi_i}{\partial z^2}) + 2\mu_i (\frac{\partial^2 \phi_i}{\partial r^2} - \frac{\partial^2 \psi_i}{\partial r \partial z}) \quad (2.10)$$

En la densidad (2.5) λ_i y μ_i , son las constantes de Lamé, las cuales se refieren a la densidad del medio por medio, de las siguientes densidades:

$$\alpha_i = \sqrt{(\lambda_i + 2\mu_i)/\rho_i} \quad (2.11)$$

$$\beta_i = \sqrt{(\mu_i/\rho_i)} \quad (2.12)$$

Cuando α_i y β_i son las densidades de ondas P y S, respectivamente y ρ_i es la densidad del medio i .

Si luego definimos $\bar{\phi}$ como la transformada de Fourier de ϕ , esto es:

$$\bar{\phi}_i(r, z, \omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} \phi_i(r, z, t) \exp(-i\omega t) dt \quad (2.13)$$

Entonces la solución formal de (2.1), (2.3) y (2.4) para el frente de onda en funciones de Bessel (White 1965) es:

$$\bar{\phi}_1 = \int_{-\infty}^{+\infty} A_1(k, \omega) J_0(lr) \exp(-ikz) dk \quad (2.14)$$

Que representa el frente de onda en funciones de Bessel modificadas:

$$\bar{\phi}_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} [B_1(k, \omega) H_0^{(1)}(mr) + B_2(k, \omega) H_0^{(2)}(mr)] \exp(-ikz) dk \quad (2.15)$$

$$\bar{\psi}_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} [C_1(k, \omega) H_1^{(1)}(mr) + C_2(k, \omega) H_1^{(2)}(mr)] \exp(-ikz) dk \quad (2.16)$$

$$l = \sqrt{(\omega^2/\alpha_1^2 - k^2)} \quad \text{para} \quad \omega/\alpha_1 > k$$

$$l = -i \operatorname{sgn} \omega (k^2 - \omega^2/\alpha_1^2) \quad \text{para} \quad \omega/\alpha_1 < k$$

$$m = \sqrt{(\omega^2/\alpha_2^2 - k^2)} \quad \text{para} \quad \omega/\alpha_2 > k$$

$$m = -i \operatorname{sgn} \omega (k^2 - \omega^2/\alpha_2^2) \quad \text{para} \quad \omega/\alpha_2 < k$$

$$n = \sqrt{\frac{\omega^2 a^2}{\beta_2^2} - k^2} \quad \text{para} \quad \omega/\beta_2 > k$$

$$\text{sgn } \omega = 1 \text{ si } \omega > 0, \quad \text{sgn } \omega = -1 \text{ si } \omega < 0$$

En la ecuación (2.14), J_ν es la función de Bessel de orden ν y en (2.15), (2.16) $H_\nu(i)$ es la función de Hankel de la i -ésima especie de orden ν . En la ecuación (2.14 - 2.16) derivada, requerimos un potencial infinito en el interior del pozo lleno de fluido. Ver anexo A.

Si la velocidad de fase a lo largo del eje del pozo es V_p , entonces podemos escribir $k = \omega/V_p$. En las siguientes derivadas asumimos que V_p es mayor que cualquiera de las velocidades de ondas de cuerpo en el medio. Las condiciones son satisfechas a lo largo del pozo en la frontera, cuando $r = a$ que podemos escribir como continuidad del desplazamiento radial:

$$(U_r)_1 = (U_r)_2 \quad (2.17)$$

Ignorando los esfuerzos tangenciales

$$(P_{rz})_1 = (P_{rz})_2 = 0 \quad (2.18)$$

y la continuidad de esfuerzos normales

$$(P_{rr})_1 = (P_{rr})_2 \quad (2.19)$$

Tenemos cinco incógnitas en la ecuación (2.14), pasamos sólo tres condiciones de frontera. Al resolver la ecuación (2.14), dos o más condiciones de frontera son requeridas. Si no requerimos utilizar ondas de esfuerzo y el ingreso de ondas P es conocida (dada por B_1), entonces podemos resolver la ecuación (2.14) usando la ecuación (2.17 - 2.19).

Las constantes de integración en la ecuación (2.14 - 2.16) son:

$$A = (B_1 \omega^2 m(n^2 - k^2) H_1^{(2)}(ma)) / \{ (\Delta \beta_2^2 J_1(la) J(la) [H_1^{(2)}(ma) H_0^{(1)}(na) - H_1^{(1)}(ma) H_0^{(2)}(na)] \} \quad (2.20)$$

$$B_2 = B_1 / \Delta \{ 4k^2 mn H_1^{(1)}(ma) H_0^{(2)}(na) + (k^2 - n^2) H_1^{(2)}(na) H_0(ma) + (\omega^2 m H_1^{(1)}(ma) H_1^{(2)}(na) / \beta_2^2 a) [2 + (\omega^2 a \rho_1 J_0(la)) / (\mu_2 \rho J_1(la))] \} \quad (2.21)$$

$$C_1 = 0 \quad (2.22)$$

$$C_2 = 2i B_1 k m(n^2 - k^2) / \Delta [H_1^{(2)}(ma) H_0^{(1)}(na) - H_1^{(1)}(ma) H_0^{(2)}(na)] \quad (2.23)$$

donde: $\Delta = \omega^2 m H_1^{(2)}(ma) H_1^{(2)}(na) / \beta_2^2 a [2 + (a \rho_1 \omega^2 J_0(la)) / (\rho_2 J_1(la))]$

Éstas provienen y son una solución exacta de (2.14 – 2.16). Substituyendo la ecuación (2.20 - 2.23) en la ecuación (2.14 – 2.16), encontramos para todos los potenciales, que los polos de las integrales son idénticas y son determinadas por $\Delta=0$. Cuando el radio del pozo es muy pequeño comparado con la longitud de onda, la relación de la dispersión se reduce a:

$$C_2^2 \hat{=} (\omega/k_0)^2 = (1/\alpha_1^2 + \rho_1/\rho_2 \beta_2^2) \quad (2.24)$$

La velocidad de fase CT es idéntica a la velocidad de onda de tubo determinada por White (1965). Claramente, las ondas de tubo se propagan a lo largo del pozo.

Si no existiera el pozo, entonces la solución de la ecuación (2.16) puede escribirse como:

$$(\bar{\phi}_2)_h = 2 \int B_1(k, \omega) J_0(mr) \exp(-ikz) dk \quad (2.25)$$

En VSP, lo que nos concierne es el desplazamiento vertical del medio. Si

$$(\bar{U}_z)_h = -2ik J_0^{(1)}(ma) B_1 \quad (2.26)$$

$$(\bar{U}_z)_b = \{-ik [H_0^{(1)}(ma) B_1 + H_0^{(2)}(ma) B_2] + n H_0^{(2)}(na) C_2\} \quad (2.27)$$

con: $k = \omega/V_p$

$$R_{hb} \hat{=} (\bar{U}_z)_b / (\bar{U}_z)_h = \{ [H_0^{(1)}(ma) B_1 + H_0^{(2)}(ma) B_2] + n H_0^{(2)}(na) C_2 \} / 2 J_0^{(1)}(ma) B_1 \quad (2.28)$$

Cuando el radio del pozo es muy pequeño comparado con la longitud de onda considerada, podemos escribir la ecuación (2.28) como:

$$R_{hb} \hat{=} 1 + [2(a l n)^2 n (na)] / (l^2 + \rho_1 \omega^2 / \rho_2 \beta_2^2) \quad (2.29)$$

El 2do término de la ecuación (2.29) representa el efecto del pozo sobre el desplazamiento vertical de las partículas en movimiento.

Es evidente para la ecuación (2.29) que tanto en el radio del pozo como la frecuencia se aproximan a cero, R_{bb} se aproxima a 1 ($R_{bb} \rightarrow 1$).

2.2.2 Patrones de radiación de fuentes en pozo

Las fuentes sísmicas dentro de pozos llenos con fluido son utilizados extensivamente en exploración. Se han utilizado diversas fuentes en pozo (sobre el uso de fuentes se detallara en capítulos posteriores).

Un examen de los fluidos del pozo con respecto a los patrones de radiación es importante debido a que los fluidos pueden ejercer un efecto determinante para ciertos casos. Si agregamos el control de la forma de los patrones de radiación de las ondas que inciden a través del pozo se ha observado que genera una amplitud muy alta de ondas de cuerpo en el medio circundante cuando las ondas de tubo son reflejadas en el fondo del pozo que contiene a la fuente que tiene fluidos. A continuación se analizará el efecto de los fluidos sobre los patrones de radiación de ondas compresionales y transversales, las ondas de tubo generadas calculadas con la banda de frecuencia sísmica.

Se ha discutido sobre los patrones de radiación para un pozo vacío, calculando los efectos del fluido combinando la solución de Heelan con la solución elemental de una onda de tubo, propagándose a lo largo del pozo - fuente. Se han presentado soluciones de ambas ondas para un punto dilatacional de fuente sobre el eje del pozo lleno de fluido utilizando contornos e integración numérica. Aquí se identifican parte de las soluciones refractadas - arriba representadas -, multiplicidad de reflejos en ondas cónicas, onda superficial a lo largo de la frontera cilíndrica y una onda que disminuye en la dirección axial. Se ha investigado la propagación de ondas elásticas para un punto - fuente localizado en pozo lleno de fluido. Aquí la consideración principal es el modo de propagación normal. Las condiciones para las cuales se resuelve la ecuación de un sistema de coordenadas cilíndricas, son:

1.- Un cilindro infinitamente largo

2.- Pozo con capas llenas de fluido

3.- Un medio elástico infinito.

Las radiaciones de campo lejano de las ondas P y S en el medio circundante y las ondas de tubo incidente en el pozo - fuente se presentan en forma cercana bajo aproximación de bajas frecuencias. La velocidad de las ondas de tubo se asumen como menores que todas las velocidades de ondas de cuerpo.

Otros dos tipos de fuentes son consideradas:

1- El volumen de la fuente actúa sobre el eje del pozo, o

2- Un esfuerzo radial uniforme - fuente- actúa en la pared del pozo.

2.2.3 Volumen fuente de desplazamiento

La propagación de ondas elásticas en la cercanía de un pozo cilíndrico así como una fuente axialmente simétrica se pueden describir por medio de dos potenciales, ϕ y ψ . La solución formal de la ecuación en el dominio de las frecuencias está dada en la ecuación (2.30 – 2.32). Al obtener la solución supondremos que los potenciales son para un pozo infinito en todo caso, excepto posiblemente en la fuente y la energía radial no elástica en la parte superior del pozo proveniente de los alrededores del medio infinito -.

$$\bar{\phi}_1 = \int_{-\infty}^{+\infty} A(k, \omega) J_0(kr) \exp(-ikz) dk + S \quad (2.30)$$

$$\bar{\phi}_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} B(k, \omega) H_0^{(2)}(kr) \exp(-ikz) dk \quad (2.31)$$

$$\bar{\psi}_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} C(k, \omega) H_1^{(2)}(kr) \exp(-ikz) dk \quad (2.32)$$

Tanto en el potencial como en el punto impulsivo de una fuente que se dilata en un medio infinito se representa de la siguiente forma:

$$\bar{S} = -V_0/4\pi \exp[(-i\omega/\alpha_1)R]/R \quad (2.33)$$

Donde R es la distancia entre la fuente y V_0 es el volumen de desplazamiento de la fuente. Aplicando la relación de Brekhovskikh (White 1965), en términos de la fuente, podemos escribir:

$$\bar{S} = iV_0/8\pi \int_{-\infty}^{+\infty} H_0^{(2)}(kr) \exp(-ikz) dk$$

Las condiciones de frontera con $r = a$ satisfacen este problema dado por la ecuación (2.4). Substituyendo la ecuación 2.30 - 2.32 en la ecuación 2.4, las constantes desconocidas $A(k,w)$, $B(k,w)$ y $C(k,w)$ en la ecuación 2.30 - 2.32 se puede determinar por la siguiente ecuación matricial:

$$[k][A \ B \ C] = [0 \ -QH_1^{(2)}(ka) \ -Q\omega^2 H_0^{(2)}(ka)/\mu_2] \quad (2.34)$$

Con los elementos de la matriz K dados por:

$$\begin{aligned} k_{11} &= 0 \\ k_{12} &= -2ikmH_1^{(2)}(ma) \\ k_{13} &= (n^2 - k^2)H_1^{(2)}(na) \\ k_{21} &= 1 J_1(ka) \\ k_{22} &= -mH_1^{(2)}(ma) \\ k_{23} &= ikH_1^{(2)}(na) \\ k_{31} &= \rho_1 \omega^2 J_0(ka)/\mu_2 \\ k_{32} &= (k^2 - n^2)H_0^{(2)}(ma) + 2m H_1^{(2)}(ma)/a \\ k_{33} &= i2k[nH_0^{(2)}(na) - H_1^{(2)}(na)/a] \end{aligned}$$

$$Q = iV_0/8\pi$$

La ecuación (2.34) se resuelve directamente para A , B y C , lo cual produce:

$$A = Q/\Delta [(k_{12} k_{33} - k_{13} k_{32}) H_1^{(2)}(ka) - (k_{12} k_{23} - k_{13} k_{22}) \rho_1 \omega^2 H_0^{(2)}(ka)/\mu_2] \quad (2.35)$$

$$B = Qk_{13}/\Delta [k_{31} I_1 H_1^{(2)}(la) - k_{21} \rho_1 \omega^2 H_0^{(2)}(la)/\mu_2] \quad (2.36)$$

$$C = Qk_{12}/\Delta [(k_{13} I_1 H_1^{(2)}(la) - \rho_1 \omega^2 H_0^{(2)}(la)/\mu_2)] \quad (2.37)$$

cuando:

$$\begin{aligned} \Delta = & \rho_1 \omega^2 / \mu_2 m(k^2 + n^2) J_0(la) H_1^{(2)}(ma) H_1^{(2)}(na) + \\ & + i(n^2 - k^2) J_1(la) H_1^{(2)}(na) [(n^2 - k^2) H_0^{(2)}(ma) + 2m H_1^{(2)}(ma)/a] + \\ & 4K^2 m l J_1(la) H_1^{(2)}(ma) [H_1^{(2)}(na)/a - n H_0^{(2)}(na)] \end{aligned}$$

La ecuación (2.35) con la ecuación (2.34) comprende la solución exacta de propagación de onda y un punto se expande actuando sobre el eje de un pozo lleno de fluido.

Cuando el radio del pozo es muy pequeño comparado con la longitud de onda de interés, los coeficientes A, B y C se expanden en términos del parámetro a. Reteniendo el término dominante en la expansión, podemos mostrar que:

$$A(k, \omega) = -i4Q/[\pi a^2 (l^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.38)$$

$$B(k, \omega) = \rho_1 Q(n^2 - k^2) / [\rho_2 (l^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.39)$$

$$C(k, \omega) = i2\rho_1 Qkn / [\rho_2 (l^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.40)$$

Sustituyendo la ecuación (2.40) en la ecuación (2.34), encontramos para todos los potenciales, que los polos de las integrales son idénticos y se pueden localizar por medio de la siguiente ecuación:

$$l^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2 \quad (2.41)$$

Los polos son $k_0 = \pm \omega / CT$

$$CT = 1 / (1/\alpha^2 + \rho_1 / \rho_2 \beta^2) \quad (2.42)$$

Nuestro primer interés es encontrar la solución en un campo lejano de un sólido circundante y el campo de presión de ondas de tubo que inciden en el pozo lleno de fluido. Cuando la

velocidad de ondas de tubo es menor que la velocidad de ondas de cuerpo, la principal contribución al sólido circundante puede obtenerse por medio del método de *profundidad descendente*.

Cuando $M \gg 1$, entonces:

$$H_0^{(2)}(mr) \rightarrow \sqrt{(2/\pi mr)} \exp[-i(mr-\pi/4)] \quad (2.43)$$

Substituyendo estas relaciones en la solución integral, y utilizando profundidad descendente, el potencial del campo lejano para ϕ_2 y ψ_2 pueden ser obtenidos, produciendo:

$$\bar{\phi}_2 = i2\rho_1(1-\beta_2^2 \cos^2(\phi)/\alpha_2^2)/(\rho_2/\rho_1-(\beta_2/\alpha_2)^2 \beta_2^2 \cos^2(\phi)) \exp(-i\omega R/\alpha_2)/R \quad (2.44)$$

$$\bar{\psi}_2 = -i4\rho_1 Q \operatorname{sen} \phi \cos \phi / (\rho_2/\rho_1-(\beta_2/\alpha_2)^2 \cos^2(\phi)) \exp(-i\omega R/\beta_2)/R \quad (2.45)$$

cuando: $R = \sqrt{(r^2+z^2)}$ y $\tan \phi = (r/z)$

El campo de presión de ondas de tubo se deriva de la aplicación del teorema del residuo a la expresión del potencial ϕ_1 .

El campo de presión (P_N) incidente en el pozo es:

$$P_N = 4 \omega \rho_1 Q C_T \exp(-i\omega z/C_T)/a^2 \quad (2.46)$$

Cuando la dependencia del tiempo de la fuente es dado por $G(t)$ y para la derivada del tiempo $G'(t)$, utilizamos la transformada inversa de Fourier al derivar el desplazamiento de la partícula (U_R, U_ϕ) en el sólido y en el campo de presión (P_N) en el fluido, por la siguiente fórmula. Tenemos que conservar sólo en términos radiales, alejándonos a distancia como $1/R$.

$$U_R^* = \rho_1 V_0 (1-2\beta \cos^2(\phi)/\alpha_2^2) G'(t-R/\alpha_2) / [4\pi \rho_2 (\rho_2/\rho_1-(\beta_2/\alpha_2)^2 \beta_2^2 \cos^2(\phi))] \quad (2.47)$$

$$U_\phi^* = \rho_1 V_0 \operatorname{sen} \phi \cos \phi G'(t-R/\beta_2) 2\pi \rho_2 (\rho_1/\rho_2 + (\beta_2/\alpha_1^2 - \cos^2(\phi))) \beta_2 R \quad (2.48)$$

$$P_N^* = \rho_1 V_0 C_T G'(t+z/C_T)/2\pi a^2 \quad (2.49)$$

En la cual el signo (+) positivo representa ondas de tubo atravesando en la dirección z negativa y el signo (-) menos representa las ondas de tubo atravesando en la dirección z positiva.

2.2.4 Esfuerzos radiales en fuente

Si consideramos una fuerza distribuida uniformemente sobre una pequeña longitud 'd' actuando sobre la pared del pozo lleno de fluido; podemos resolver este problema con sólo un ligero cambio de condiciones de frontera y la forma del potencial incidente en el pozo.

En este caso, las condiciones de frontera en $r = a$, es:

$$(P_{rz})_1 = (P_{rz})_2 = 0 \quad (2.50)$$

$$(U_r)_1 = (U_r)_2 \quad (2.51)$$

$$\text{y } (P_{rz})_2 - (P_{rz})_1 = T_0 \delta(t) Ld(z) \quad (2.52)$$

Cuando $\delta(t)$ es la función *delta de Dirac*, T_0 es el esfuerzo radial uniforme actuando sobre la pared del pozo, $Ld(z) = 1$ cuando $|z| \leq d/2$ y $Ld(z) = 0$ en otro caso.

$$\phi = \int A(k, \omega) J_0(kr) \exp(-ikz) dk \quad (2.53)$$

Aplicando las condiciones de frontera y la aproximación a bajas frecuencias, las constantes pueden derivarse como:

$$A = T_0 / [2\pi \mu_2 (1^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.54)$$

$$B = -iT_0 (a/l)^2 (n^2 - k^2) / [8\mu_2 (n^2 + k^2) (1^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.55)$$

$$C = T_0(a l)^2 n k / [4 \mu_2 (n^2 + k^2) (l^2 + \rho_1 \omega^2 / \mu_2)] \quad (2.56)$$

siguiendo exactamente el mismo método para una fuente dilatacional, ahora mostramos que:

$$U_R^* = -a^2 d T_0 ((\beta_2 / \alpha_1)^2 - \beta_2^2 \cos^2(\phi) / \alpha_2^2) * \\ (1 - 2 \beta_2^2 \cos^2(\phi) / \alpha_2^2) \\ G'(t-R/\alpha_2) / [4 \rho_2 \beta_2^2 (\rho_1 / \rho_2 + (\beta_2 / \alpha_2) - \beta_2^2 / \cos^2(\phi) / \alpha_2^2) \alpha_2 R] \quad (2.57)$$

$$U_\phi^* = -a^2 d T_0 ((\beta_2 / \alpha_1)^2 - \cos^2(\phi)) \text{sen} \phi \cos \phi \\ G'(t-R/\beta_2) / [2 \rho_2 \beta_2^2 (\rho_1 / \rho_2 + (\beta_2 / \alpha_1)^2 - \cos^2(\phi) / \alpha_2^2) \beta_2 R] \quad (2.58)$$

y

$$P_N^* = d T_0 \rho_1 C_T G'(t-z C_T) / 2 \rho_2 \beta_2^2 \quad (2.59)$$

Y el asterisco (*) denota soluciones asociadas con esfuerzos radiales de la fuente.

Note que cuando $\rho_1 \rightarrow 0$ (pozo vacío), las soluciones U_R y U_ϕ se aproxima a la solución para pozo vacío, tomando en cuenta el cambios de signo entre esfuerzo radial positivo y la presión que actúa sobre la pared del pozo.

2.3 Reflexión y refracción de ondas en pozo

La reflexión y la refracción de ondas son fenómenos fisicosimilares tanto en pozo como en exploración sísmica superficial. Dependiendo del tipo de herramienta en pozo, se aprovecha reflexión o refracción para la obtención de datos.

2.3.1 Modelos de propagación de ondas en pozo

Los métodos para comprender formas de onda características y su relación con las propiedades de rocas, se basan en la utilización de modos individuales de propagación y cálculos directos de ondiculas en condiciones específicas.

Para medir velocidades de propagación de ondas *in - situ* se utiliza una sola fuente y un par de receptores dada una profundidad en el pozo. Un registro de velocidades (acústico) permite inferir la porosidad.

En el caso de aumento de los sondeos sísmicos, se compara con los registros de velocidad en pozo y la exploración de sísmica de superficie se han intercambiado para tener acceso directo a información profunda, aprovechando la resolución vertical de mayor precisión del registro en pozo. Comúnmente se busca la información de primeros arribos, complicándose el problema desde el punto de vista matemático cuando buscamos extraer información adicional de las señales registradas en una o más estaciones de receptores.

2.3.2 Reflexión y Refracción en una Interfase Plana

Cuando se diseña equipo acústico, se busca la medición de energía sísmica refractada a lo largo del pozo. Debido a las rocas circundantes de la formación, el pozo comúnmente contiene dos tipos de velocidades sísmicas V_p y V_s , respectivamente, mayores que la velocidades en pozo lleno de fluido. Un pozo lleno de fluido actúa como una guía de onda, su eficiencia es determinada por la geometría específica del pozo, contraste de velocidades y excitación de frecuencias por la fuente de la herramienta (ver el caso de registro sónico DSI, o registro CSI para herramientas Schlumberger).

En la figura (II.4) se muestra el comportamiento de la energía acústica para obtener los coeficientes de reflexión transmisión y atenuación, debido a ondas planas compresionales paralelas incidentes en el fluido sobre el plano y la interfase infinita sólido fluido. Los coeficientes son independientes de las frecuencias y la longitud de onda debido a que éstas no son escalas características de longitud involucradas; el problema se resuelve exclusivamente por el contraste de velocidades entre el fluido - sólido y por el ángulo de incidencia de el frente de onda. En el caso ilustrado, entre las velocidades compresionales y transversales en el sólido son mayores que la velocidad del sonido en el fluido. Diferente del caso más general de una interfase entre dos sólidos elásticos, refleja ondas de esfuerzo que no son generadas en el fluido. Pocos esfuerzos transmitidos son producidos por ángulos de

baja incidencia, pero los esfuerzos transmitidos empiezan a ser importantes conforme el ángulo de incidencia es incrementado.

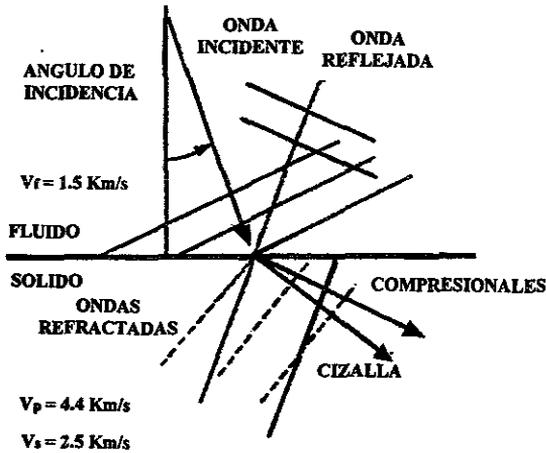


Figura II.4: Las velocidades transversales en el sólido son mayores que en el medio fluido. Solo algunos esfuerzos transmitidos se producen por ángulo de baja incidencia. Ref[15]

2.3.3 Ángulo crítico de refracción y reflexión completa de energía

Una de las características más importantes de las curvas de la figura (II.4) es el ángulo crítico de incidencia para frentes de onda entrantes, fuera de estas la energía no es transmitida en el sólido. El ángulo crítico disminuye para el incremento de contraste de velocidades, así el ángulo de incidencia fuera de la energía que no es transmitida en el sólido es determinada por la velocidad de ondas de transversales (por ejemplo la velocidad cercana a la velocidad de ondas acústicas en fluidos). La consecuencia física de cada límite es que la energía incidente en la interfase de ángulos de incidencia (fuera del ángulo crítico) para transmisión de esfuerzos, es totalmente absorbida (atrapada) por el fluido. En los casos más generales cuando se dan algunas transmisiones que requerimos como modos de escape como propagación de onda en la cual la energía sísmica atraviesa a lo largo de la interfase del pozo

lleno de fluido, disminuyendo con la distancia debido a la energía de onda que comienza a radiarse hacia el exterior. Cuando las velocidades de ondas compresionales y transversales en la roca circundante al pozo excede la velocidad del sonido en el fluido del pozo ($V_p > V_s > V_f$), las condiciones para la propagación de ondas totalmente atrapadas sobre todo dependen de la velocidad de ondas transversales en la roca. En otras situaciones típicas de formaciones suaves - minerales ricos en arcillas - o someras y sedimentos pobremente consolidados, las velocidades de ondas transversales son menores que las velocidades acústicas del fluido del pozo ($V_p > V_f > V_s$). En este caso, la velocidad de ondas compresionales en la roca determina el carácter de la energía atrapada de la propagación a lo largo del pozo y las formas de onda (ondículas) completas características de registro, generadas al comienzo, caso distinto al comportamiento en formaciones duras o bien consolidadas.

2.3.4 Ondas en interfase generadas por una fuente puntual

En la interfase plana vista en la figura (III.1), las características del problema son completamente determinadas por la velocidad de contrastes en la interfase. En un caso que se asemeje más a la realidad, las características de la energía acústica de la fuente puede introducirse en la figura (III.2). Aquí el problema se expande al incluir el punto fuente localizado a una distancia, H , sobre la interfase y un punto receptor localizado a una distancia similar sobre la interfase a distancia, D , exterior del sólido. Las matemáticas del modelo se complican al introducir este cambio. La separación finita de fuente y receptor, y la distancia finita de ambas sobre la interfase introduce características escalares longitudinales. La distancia puede elegirse lo suficientemente grande con aproximaciones que pueden ser aplicadas. La distancia introduce un radio fundamental, H/L (donde L es la longitud de onda acústica en el fluido) esto se puede observar en la figura (III.2), que reduce el problema de onda plana incidente sólo en el límite $H/L \rightarrow \infty$ (infinito).

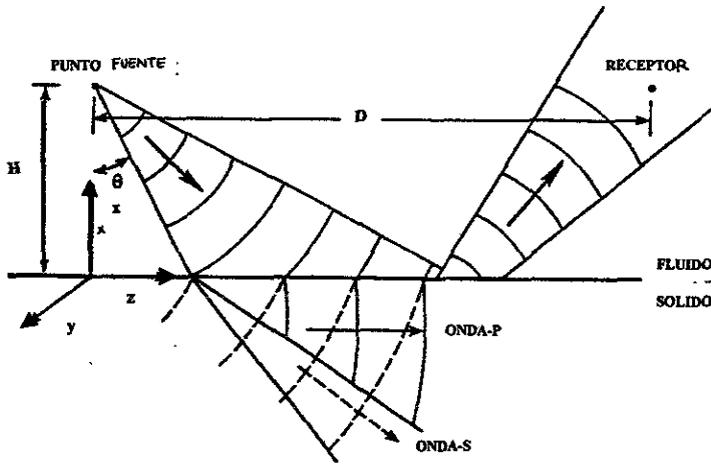


Figura II.5: Esquema que muestra reflexión y refracción de ondas sónicas y sísmicas. Ref[15].

La solución formal al problema general de la figura (II.5) involucra la descomposición de Fourier de un punto fuente y la solución de la ecuación de onda cumpliendo con las condiciones de frontera en la interfase. La solución está dada por una integral doble en frecuencia y número de onda (paralela a la interfase) en el espacio:

$$P = P_0 + P_1 \quad (2.60)$$

$$P_1 = C_0 \int_{-\infty}^{+\infty} X(\omega) \exp(-i\omega t) d\omega \iint_{-\infty}^{+\infty} [N(x,y,k,\omega) / D(k,\omega)] \exp(ikz) dk \quad (2.61)$$

Donde $P_0(x,y,z,t)$ es la función de la fuente, y C_0 es una constante que depende de la magnitud de P_0 . En esta expresión $P(x,y,z,t)$ es la presión en el fluido del pozo, que es una fuente de campo de presión P_0 , y la presión reflejada del campo P_1 ; $X(\omega)$ es un espectro de fuente; $N(x,y,k,\omega)$ y $D(k,\omega)$ son determinadas por las condiciones de frontera, y k, ω son los números de onda y frecuencias de la transformación de variables (coordenadas vertical z y tiempo t). La evaluación formal de esta integral introduce varios factores que son importantes en el caso de pozo lleno de fluido. La integral se puede dividir en las

contribuciones para singularidades en el denominador (ceros en la función $D(k,\omega)$) y porciones de integración compleja en trayectorias deformadas en todos los puntos de las ramas de corte. Los procedimientos comunes para la solución de la ecuación (2.61) es calcular la excitación de onda a una frecuencia dadas por integración con respecto al número de onda, seguida de una transformada de Fourier en tiempo. Esto permite la aplicación de varios espectros de fuentes diferentes para integración de un número de onda dado. Las singularidades la ecuación (2.61) representa modos de onda excitados sobre la interfase sólido - fluido. Estos son los modos Rayleigh y Stoneley. La excitación de cada uno se calcula por separado por el teorema del residuo, o por la composición de generación de ondículas por integración de la ecuación (2.61). En este caso, ninguno exhibe mucha dispersión; esto es, la velocidad de fase se acerca a la frecuencia independiente. La fuente dominante de atenuación para estos modos es el arrastre geométrico que resulta como la propagación de ondas sobre la interfase exterior bidimensional del punto debajo de la fuente. Un resultado importante para el análisis, es el introducir una pequeña cantidad de dispersión en el modo Rayleigh, llamado también *Modo Pseudo-Rayleigh*. La dispersión es causada por pequeñas cantidades de atenuación asociada con radiación de energía de onda en la *sobre-capa* fluida que resulta para los disturbios producidos para la propagación de ondas superficiales.

2.3.5 Refracción crítica y generación de frentes de onda

La propagación de energía de onda a lo largo de la interfase sólido - fluido es de primordial interés para la geofísica, cuyo objeto de estudio es la propagación de ondas a lo largo del pozo lleno de fluido. La característica y tiempo de trayectoria de arribos de energía próximos (anteriores) en el fluido que se ilustra en la figura (II.5) es determinada por la propagación de ondas en el sólido debajo de la interfase, a velocidades viajeras compresionales o transversales, mayores que las velocidades acústicas del fluido. Estas ondas muestran como determinar (en sismograma) los primeros arribos en forma de onda generados por la integración formal de la ecuación (2.61). La solución se obtiene por computadora. Solución representada como integrales alrededor de las ramas de corte en el

plano complejo. Los acoplamientos de trayectorias integración de onda (formalidad matemática) entrantes y salientes en el campo de la ecuación de onda deben de cumplir con la integración de ramas de corte, condiciones de frontera forzosamente cumplidas. Las ramas de corte de integración representan frentes de onda en la interfase debido a que éstas incorporan toda la física relacionada a la pérdida de transmisión fuera de la interfase.

Las ramas de corte representan líneas sobre el plano computacional que no deben cruzarse, así se conocen los valores de las raíces de los cuadrados complejos. La salida es importante porque las dos raíces representan dos posibles soluciones al campo de la ecuación diferencial.

2.3.6 Interferencia en la construcción de modos atrapados

El tamaño de pozos llenos de fluido en comparación con ancho infinito de una interfase plana, figura (II.5) induce a la posibilidad de una *interferencia constructiva*. En contraste, la superficie de curvas de la interfase cilíndrica en un pozo lleno de fluido, excepto en el límite de una longitud de onda infinita y a bajas frecuencias. El limitar lateralmente la geometría del fluido, introduce la posibilidad de un número de modos atrapados adicionalmente por refracción y compensada por interferencias constructivas. Esto se observa en la figura (II.6). Considerando un pozo finito de ancho, a , separado por dos interfases semi-infinitas elásticas. Estas son series infinitas de posible interferencia constructiva de frentes de onda, donde las reflexiones a los límites de la pared del pozo provienen de frentes de onda *entrantes* en formación bien consolidada (por ejemplo, concreto):

$$nL \cos\phi = a \quad (\text{condición de interfase constructiva}) \quad (2.63)$$

L: longitud de onda acústica

El ángulo de incidencia de cada frente de onda satisface en la relación de interferencia constructiva referida al diámetro del pozo $2a$. El pozo comienza amplio, y entonces el número de interferencias constructivas se dan en un ángulo de incidencia fuera del crítico. Para estos modos únicos, toda la energía queda atrapada con la guía de onda. El resto de

juegos infinitos de frentes de onda (ecuación 2.63) pierden energía con cada reflexión debido a cierta fracción de la misma es transmitida y perdida.

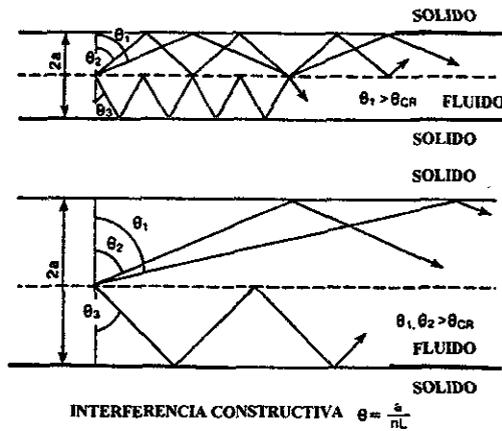


Figura II.6. Se muestra la reflexión de ondas Sónicas y sísmicas. Ref[15]

La ecuación (2.63) describe series infinitas (o modos) de frentes de onda de varios ángulos de incidencia que interfieren constructivamente para frecuencias y amplitud de pozo fijados previamente. Cada fuente genera un modo infinito de modos. La definición de frecuencia de corte esta combinada por interferencia constructiva y reflexión interna completa en la ecuación (2.63), siendo la excitación generada por la fuente. Estos límites definen la frecuencias debajo de las cuales no es posible la reflexión interna completa. La ecuación (2.63) proporciona altas frecuencias de corte como simples múltiples de bajas frecuencias de corte. Para fuentes a distancias finitas se tiene una amplia banda de frecuencias, sólo se genera un número finito de modos completos atrapados.

La ecuación (2.63) se deriva de suponer longitudes de onda acústicas pequeñas en un pozo lleno de fluido y simplemente reflejadas a la pared del pozo (teoría clásica de aproximación a rayos). Si se tiene una longitud de onda finita, las velocidades sísmicas de la interfase elástica sobre cada lado del pozo en la física de ondas la reflexión es completa.

Para velocidades típicas de rocas duras, se tiene más energía continua en modos de esfuerzo transversales, considerando que casi toda la energía va en modos de ondas compresionales en rocas suaves. En teoría, ambos juegos de modos existen para todos los casos y cada uno tiene series de muestras ascendentes de frecuencias de corte por debajo de la cual la propagación de ondas en un medio no húmedo es imposible. La figura (II.6) muestra la interferencia constructiva de ondas acústicas en un fluido entre dos medios (interfase).

La propagación de ondas a lo largo de un pozo lleno de fluido implantado entre dos interfases elásticas indican el destino de energía radiada al exterior del lugar de la fuente en el fluido. Con excepción de los frentes de onda que satisfacen las condiciones de interferencia constructiva, casi toda la energía de ondas radiadas al exterior tienen un poco de distorsión comparada con la simetría de onda de fuente esférica impuesta por el contraste de velocidades a los cortes de frecuencia en pozo.

Si la ecuación es reducida a dos dimensiones (x, z) al asumir que todos los desplazamientos son constantes y uniformes con respecto a la tercera dirección (eje y). Si asumimos que las fuentes acústicas y los detectores se localizan en el eje axial del pozo. La solución de propagación en el interior del pozo es la siguiente:

$$P(x,z,\omega) = P_0 + P_1 \quad (2.64)$$

$$P_1(x,z,\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} [N(k,\omega)/D(k,\omega)] \exp(ikz) dk \quad (2.65)$$

La función de presión N/D contiene un número de singularidades que corresponden a los casos de reflexión interna de modos constructivos interferentes. La solución de la ecuación (2.61) es evaluada por métodos convencionales de variable compleja, la contribución a la medición de respuesta de presión puede determinarse por la técnica usual del residuo.

III. HERRAMIENTAS DE SISMICA DE POZO

3.1 Fuentes Sísmicas para Generación de Ondas en Pozos

Existe una gran cantidad de fuentes generadoras de energía sísmica, siendo convencionales en la exploración superficial y en pozos, como son los explosivos, pistolas de aire y vibros. Algunas de estas fuentes se han adaptado a sísmica de pozos y VSP.

No existen fuentes que resulten ideales para todas las circunstancias, dependiendo del objetivo de éstas se analiza la complejidad de la formación (por ejemplo: su consolidación para tiros en pozo) y objetivo a lograr.

Las fuentes sísmicas deben tener las siguientes especificaciones (Mari et al, 1991):

- 1) Emisión de suficiente energía sísmica que garantice una buena relación de radio señal/ruido para objetivos geológicos profundos.
- 2) Amplio rango espectral para obtener una buena resolución vertical.
- 3) Una señal repetitiva que además facilite la separación de ondas grabadas a cada profundidad, comparando los resultados de una profundidad a otra.
- 4) Una señal característica con una clara definición en el pulso inicial, esto es, que permita una medición precisa de los primeros arribos. Desde este punto de vista, las fuentes impulsivas (explosivos, pistolas de aire) son preferibles a los vibradores.
- 5) Una rápida repetición de los tiros, minimizando la pérdida de tiempo de prueba en cada punto de profundidad.
- 6) El equipo debe ser fácilmente maniobrable, especialmente cuando son trabajos marinos donde se tiene un espacio reducido.

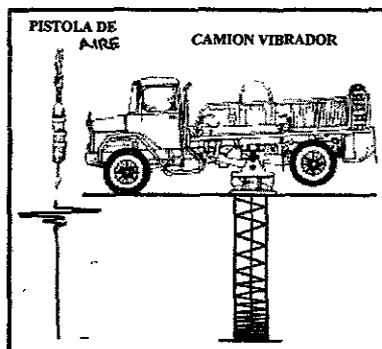
En tierra los equipos más utilizados, son:

Vibradores verticales para generación de ondas longitudinales, **vibradores horizontales** para generación de ondas transversales. Para casos especiales en el caso de estudios de sismología de pozo, se han diseñado fuentes vibradores que generan ondas P y S de modo combinado.

Caída de pesos verticales para ondas P, horizontales para ondas transversales S y oblicuas para simular la emisión de ambas. Los horizontales oblicuos son diseñados para generar ondas polarizadas, facilitando la separación de ondas P y S. Esto se consigue con un logaritmo complejo que involucra la substracción de ondas S y agrega para ondas P.

Fuentes marinas se utilizan sobre pozos con lodo u otros arreglos especiales.

Los explosivos se tratan en la siguiente sección.



La figura ilustra dos tipos de fuentes de ondas sísmicas. Ref[16]

3.1.1 Explosivos

Los explosivos se utilizan en la sísmica de pozos, exploración superficial convencional, en tiros de VSP y en la sísmica de pozos. Los explosivos son una fuente importante de energía porque generan una forma de onda simple y uniforme. Los problemas de operación en campo surgen con el uso de estos; si el pozo está siendo tirado por cientos de niveles de grabación, se requiere una cantidad similar de tiros. Esto implica un número indeterminado de tiros en pozo, con lo cual no se puede predecir el avance de un pozo a otro.

Los pulsos sísmicos generados con explosivos tienen frentes de onda pronunciados en comparación con otras fuentes sísmicas, generando así primeros arribos que son de máximo interés para distinguirlos de otras señales ruidosas. Los explosivos causan problemas que se complican adicionalmente al remover el cable del pozo, cuando se utilizan cargas pequeñas. También se agrega el agua almacenada en el pozo que a menudo dificulta la operación de explosivos. Además, la disposición de la cubierta de alambre puede generar algunas complicaciones durante el tiro y consumir tiempo. Si una fuente es utilizada a una

profundidad de solo 100 pies para 400 tiros, esta elección requiere cable a 40 000 pies. Al requerirse prontitud en la operación al utilizar explosivos se pueden utilizar uno, dos o tres pozos alternativamente.

Generalmente se habla de explosivos, ya sean utilizados en mar o en tierra, como un tipo de fuente poco utilizada debido a los diversos daños que puede provocar en la superficie donde se detona, o generar derrumbes en pozo en formaciones mal consolidadas. Cuando se utilizan en pozo, regularmente se aplica a pozo cerrado. Otros inconvenientes son la generación de contaminación y otros daños vinculados. Los explosivos son uno de las fuentes más antiguas.

3.1.2 Pistolas de aire

La pistola de aire (o cañón neumático) es un dispositivo en el cual la cantidad de aire (entre 10 y 500 pulgadas cúbicas), es confinada en una cámara a muy altas presiones (2000 a 6000 libras / pulgada cuadrada). Luego la cámara es sumergida en el fluido, ya sea que este método se aplique a zonas marítimas o zonas pantanosas. La energía de la fuente es un tiro que se realiza cuando el aire es comprimido y se libera, saliendo súbitamente en el fluido del medio circundante inmediato al cañón. El aire se expande con fuerza explosiva, creando un pulso de presión en el fluido (ondas).

Debido a la gran eficiencia y consistencia de las formas de onda, el método resulta conveniente por la gran extensión horizontal del medio sísmico marino, es factible utilizar la pistola de aire, siendo una herramienta eficiente también en VSP. Este método se llama *burbuja de ruptura*, que es una forma de onda excelente que se puede obtener bajo condiciones ideales. La pistola de aire ha sido adaptada para medios terrestres; la o las pistolas son disparadas en una plataforma que se adapta como un tanque de agua. La onda de choque generada en el agua es transmitida a la tierra a través de la parte de frontera del tanque con la tierra. Arreglos sincronizados liberan energía sísmica substancial y la forma de onda de la fuente resulta ser muy consistente.

Una aproximación de la energía de onda de choque radiada por una carga esférica a través de algún punto en el fluido está dado por la siguiente ecuación (Omnes, 1990):

$$W(R)/(4\pi R^2) = [1/(\rho_0 C_0)] \int_{-\infty}^{+\infty} (P - P_0)^2 dt \quad (3.1)$$

Donde R es el radio de la esfera superficial, ρ_0 la densidad del fluido, C_0 la velocidad acústica, P la presión, P_0 la presión hidrostática. El tiempo t es mucho menor que el tiempo en el cual la esfera de gas alcance el máximo radio (la energía posterior no es considerada). El radio máximo de la burbuja está dado como:

$$a_m = [3/(4\pi) C (W_m/P_0)]^{**}(1/3) \quad (3.2)$$

donde C es una constante y W_m , la carga.

Un aspecto importante es la disipación de la energía de las ondas de cálculos teóricos, comparados con mediciones muestran que alrededor del 35% al 48% de la energía inicial es disipada en el volumen, esto es una enorme fracción del total de la energía difundida en forma de calor, siendo la onda de choque un fenómeno de energía relativamente transmitida (ver el anexo para patrones de radiación para ondas P y s en el pozo).

Las pistolas marinas han sido adaptadas al medio ambiente de tiro en pozo, utilizándose más los explosivos en tierra. En zonas pantanosas la pistola se ha modificado para tal fin, y se le ha dado un amplio uso. La fuente debe considerarse como constante, la liberación de energía se aplica entre 1 y 5 ms, el ciclo de descarga completa es de 25 a 40 ms, el cual se puede cargar de manera continua para disparos múltiples.

El problema principal de la pistola de aire es el comportamiento de la burbuja producida por la liberación del aire, la cual oscila en su viaje hacia la superficie del agua. Esta oscilación reduce la relación señal - ruido, que se mide al comparar la amplitud del pulso primario contra la amplitud del pulso generado, que afecta el espectro de frecuencias que pueden ser utilizadas. Los efectos negativos de la oscilación de la burbuja se reducen al equipar la pistola con una cámara antiburbuja o formateando el pulso en la cámara principal

del cañón, o bien, utilizando varias pistolas en arreglo sincronizado. El dispositivo anti - burbuja, retrasa la oscilación de la burbuja al liberar lentamente el aire comprimido de la cámara antiburbuja, evitando que la burbuja principal llegue a un mínimo dentro del agua y forzándola a colapsar en la superficie del agua. Esto mejora mucho las características del pulso, pero reduce la potencia de la señal. El utilizar varias pistolas disparadas en sincronía, reduce el pulso generado por la burbuja debido a la variación de parámetros de disparo de cada pistola individual, haciendo que las burbujas generados por estos se sumen individualmente de manera destructiva, eliminando las oscilaciones.

De las primeras pistolas utilizadas en sismica de pozos está la pistola de 200 pulg. cúbicas. Se utilizaba para levantamiento de velocidades en pozos a poca profundidad. En pozos más profundos en VSP, resultado poco eficiente utilizándose un cañón de 195 pulgadas cúbicas, proporcionando un pulso de potencia suficiente.

En la última generación de pistolas de aire se diseñaron dos tipos diferentes de pistolas de aire, la primera de 500 pulgadas cúbicas equipado con cámara antiburbuja; la segunda, es un arreglo de tres cañones montados en una estructura metálica compacta, diseñada para levantamientos marinos de sismica superficial adaptada para operaciones de sismica de pozo. El cañón de 500 pulgadas cúbicas con dispositivo antiburbuja tiene la potencia de uno de 195 pulg. cúbicas, pero con una señal de alta calidad, incrementando la relación señal ruido de 2.6 a 12. Al utilizar una sola pistola ganamos simplicidad de operación y maniobrabilidad. Por otro lado el arreglo de tres pistolas se diseñó para generar pulsos primarios de cada cañón, se suman en fase y los pulsos de las burbujas interfieren destructivamente para el espectro de frecuencias. La estructura metálica que contiene a los cañones está a su vez suspendida por amortiguadores que mantienen un alineamiento adecuado, la estructura completa es compacta, fácil de transportar, sumergir y retirar del agua, facilitando su operación en campo.

3.1.3 Vibradores

Los vibradores terrestres son de uso común en la toma de datos para VSP, se energizan continuamente y producen una forma de onda constante a diferentes tiempos. El usuario tiene un control directo sobre la señal guía, que típicamente pueden especificarse las frecuencias lineales o no lineales. La amplitud de la señal del vibrador puede ser controlada.

Los vibradores tienen ventaja sobre los cañones neumáticos en operación terrestre. Las unidades son independientes y móviles montadas en su propia unidad de transporte. Se requiere poca preparación previa de la zona donde se realizarán los barridos.

Se pueden utilizar varias unidades para vibrar simultáneamente la zona, logrando un registro de VSP eficiente. Los vibradores son adecuados para operaciones de sismica de pozos con fuente alejada y posiciones múltiples de fuente.

Los vibradores generan una señal debido a una plancha metálica suspendida sobre un dispositivo hidráulico que transporta el vehículo. Para hacer el vibrado se coloca la plancha metálica sobre el terreno soportando el peso del vehículo. Así, el espectro de potencia y la potencia de la señal sísmica es controlada durante la operación en cada punto particular cercano al pozo. La señal recibida por el geófono es un barrido, que se correlaciona con la señal de la fuente para producir un registro tipo impulsivo.

Un problema es el tiempo limitado de barrido. Los usuarios de campo utilizan en la actualidad una limitada banda de frecuencias en los barridos. La grabación en campo se hace estrictamente en un número limitado de muestras de datos, esto afecta el tiempo del intervalo de muestreo, el cual impone el límite máximo de frecuencias que pueden ser grabadas. La cantidad de las muestras de datos también limitan el tiempo de barrido. El usuario que correlaciona las muestras de campo, examina los datos de los barridos. Esto es deseable en la grabación del *correlograma* del pozo, así como en los datos originales de la cinta. Las grabaciones de los barridos son entre 5 y 10 veces mayores que la fuente impulsiva de datos lo que implica una gran cantidad de cinta. Los datos de vibradores son leídos y posteriormente son correlacionados. Cuando varios vibradores son utilizados, el operador debe tener cuidado de sincronizar los vibradores de modo que se genere una fuente múltiple (misma frecuencia, sincronía de disparos, etc.). A menudo el medio

ambiente en superficie resulta un factor dominante cuando se busca controlar el espectro de frecuencias de la fuente.

Los vibradores horizontales son fuentes eficientes de generación de ondas transversales, al grabar la información se hacen ajustes de los tiempos debido a las velocidades de estas ondas.

Los vibradores producen en general impactos de baja densidad de energía. Debido a esto pueden utilizarse en zonas habitadas, a diferencia de los explosivos que pueden generar daños en las zonas específicas en las que son empleados.

3.2 Detectores de ondas acústicas en pozo

Actualmente son utilizadas en sismica de pozos, como es el caso de VSP, sondas con arreglos de geófonos en un sistema uniaxial, biaxial o triaxial. Detectando arribos de energía de ondas en una, dos o tres dimensiones, respectivamente.

La tecnología de geófonos es bastante amplia, por lo que sólo nos enfocaremos a la disposición de los mismos dentro de la herramienta, siendo parte de la tecnología de obtención de datos en sismica de pozos y VSP.

Los arreglos de geófonos que se encuentran en el interior de la sonda, tienen un arreglo de acuerdo al tipo de propagación de ondas que se desea obtener. El arreglo puede ser ortogonal en tres direcciones (ejes x , y , z), este tipo de arreglo permite obtener información de propagación de ondas P, SV y SH a través de la formación.

Existen otros tipos de arreglos ortogonales en ángulos menores a 90° , funcionando como un sistema de geófonos en las direcciones u , v y w . Estos arreglos se utilizan especialmente para pruebas en pozo.

Los arreglos de geófonos en superficie se utilizan para obtener datos VSP, teniendo la fuente en el pozo. A este método se le llama VSP inverso.

Otras herramientas desarrolladas para la obtención de datos en sísmica de pozos como lo es la combinable sísmica de imagen sísmica que tiene un cartucho de sensores que se desacoplan de la herramienta, se adhieren a la pared del pozo para obtener datos de mayor calidad. Este tipo de herramienta se utiliza también para VSP.

La disposición de los sistemas de receptores en cada una de las herramientas, permiten la reconstrucción y procesamiento de la información del campo de ondas total. En capítulos posteriores se desarrollará más la disposición de geófonos en las herramientas para la obtención de datos.

Al utilizar una fuente impulsiva, tal como una pistola de aire o agua, la señal de la fuente se registra en la superficie con un hidrófono, lo que permite determinar con precisión el tiempo de inicio y supervisar continuamente la forma de la ondícula.

3.3 Factores que influyen en las mediciones

Son múltiples los factores que influyen en la obtención de datos en sísmica de pozos. Los factores más destacados son los valores de las constantes elásticas de la formación, porosidad de las rocas y consolidación de las capas litológicas o de la formación misma. A continuación se comenta brevemente estos factores.

3.3.1 Litología y geometría del pozo

En las mediciones influyen, factores como la porosidad, fluidos (gas o aceite) en la formación, fricción entre sólidos y/o fluidos, velocidad de dispersión, etc.

Factores a escalas menores también influyen en la obtención de datos. Gardner (1974) ha trabajado sobre las teorías para desarrollar los factores de la formación (en trampas estratigráficas), como son la forma de la estructura de la roca, los fluidos de la formación y el microfracturamiento. De estos resultados, podemos suponer que los factores promedio son los que afectan a la herramienta en la toma de datos durante la medición. Aunque para

finés prácticos sólo se toman en cuenta las características generales de la formación, así como del enjarre.

Tamaño de Pozo: El efecto es la suma del tiempo de tránsito del emisor a la pared del pozo, y la pared en la que se encuentra el receptor es mayor que la distancia del transmisor al receptor directamente. Esto sólo sucede en pozos mayores de 24 pulgadas en rocas comunes (figura III.1). Para eliminar este efecto en la corrida, la herramienta sónica debe estar centrada en el pozo.

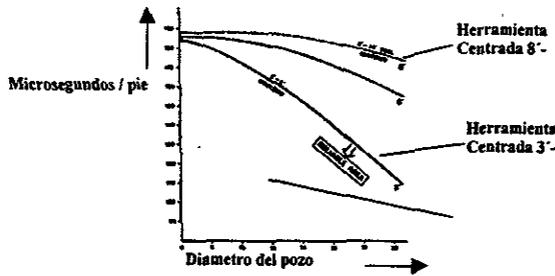


Figura III.1. Distancia para centrar herramienta sónica en pozo. Ref[17].

Lodo de perforación: Si el pozo está lleno de aire o de gas en lodo, la atenuación de la señal sónica es mucho más alta que la que permiten los primeros arribos, presentándose un salto de ciclo (figura III.2)

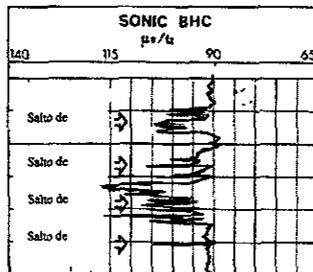


Figura III.2
Salto de ciclo en herramienta sónica. Ref[17]

3.3.2 Efectos de atenuación de ondas

La atenuación es el decrecimiento de la amplitud de una onda acústica mientras se propague a través de un medio. La atenuación depende de varios factores: a) el tipo de onda y su longitud, b) la textura de la roca, porosidad, permeabilidad y superficie de los poros de la roca, c) el tipo de fluido en los poros y su viscosidad, d) fracturamiento. En los pozos adermados, la atenuación depende de la calidad del cemento alrededor de la tubería (ver figura III.3)

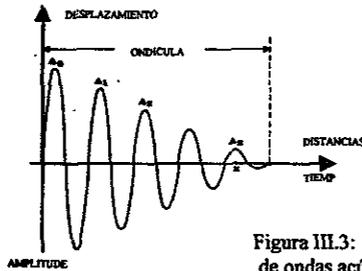


Figura III.3: Atenuación de ondas acústicas. Ref[17].

Investigaciones detalladas sobre las consecuencias de la atenuación indican que las velocidades sísmicas se incrementan conforme se incrementa la frecuencia. Si tenemos un espacio con distancia considerable para la atenuación de propagación de ondas referido a una frecuencia ω_0 , se expresa como:

$$A)_{x=x_0} = A)_{x=0} \exp(-\alpha x_0) ; \alpha = \alpha(\omega) \quad (3.3)$$

entonces la velocidad de dispersión se representa aproximadamente como:

$$V(\omega)/V(\omega_0) = 1 + (1/\pi Q) \text{Ln} (\omega/\omega_0) \quad (3.4)$$

Donde: $Q = 1/(2V_\infty)$, y $V_\infty = \lim_{\omega \rightarrow \infty} V(\omega)$

El incremento de las velocidades de las ondas sísmicas con la frecuencia se ha verificado muchas veces por mediciones experimentales en un intervalo de 100 Hz a 100 000 Hz.

La velocidad (V_p) de ondas P no continúa su incremento de manera indefinida cuando la frecuencia está mas allá de 100 kHz, pero se aproxima a un límite finito denotado por V_P que satisface el criterio de causalidad. Si tenemos un radio de velocidades V_1 y V_2 a dos frecuencias ω_1 y ω_2 :

$$V(\omega_1)/V(\omega_2) = 1 + (1/\pi Q) \ln(\omega_1/\omega_2) \quad (3.5)$$

La consistencia con atenuación intrínseca en rocas se da modo natural y se expresa como linealmente proporcional a la frecuencia. Se utiliza universalmente el símbolo Q, para denotar atenuación, cuya definición formal está dada por:

$$1/Q(\omega) = -(1/2\pi) \Delta E/E \quad (3.6)$$

Donde ΔE es la pérdida de energía de esfuerzo en un ciclo de oscilación de onda, y E es el pico de energía abundante durante un ciclo. El término de amplitud de onda de Q es definido como:

$$1/Q(\omega) = -(1/\pi) \Delta A/A \quad (3.7)$$

Donde ΔA es la disminución de la amplitud en un ciclo y A es la máxima amplitud durante un ciclo. En general, el valor Q se puede encontrar para diferentes valores de ondas P y transversales en el mismo sólido elástico, denotados por Q_p y Q_s respectivamente. La constante Q de atenuación se aproxima para atenuación intrínseca en rocas, pero en caracterización de fluidos (gas o aceite), en yacimientos se han agregado otras propiedades. Se ha observado la importancia de la frontera viscosa en la capa, para oscilaciones en el pozo. El espesor de la frontera de la capa es:

$$\delta = \sqrt{(2\eta/\omega \rho f)} \quad (3.8)$$

donde η es la viscosidad y ρ_f es la densidad del fluido en el pozo.

Según Gardner (1974), la velocidad y la densidad de las rocas depende de la composición mineral, naturaleza granular de la matriz de la roca, cementación, porosidad, contenido de fluidos y presión del medio ambiente. También se ven influenciadas por la profundidad de capa, así como el conjunto de procesos geológicos, incluyendo la edad y la profundidad de la capa a analizar.

La composición de rocas se caracteriza por medio de tres componentes que son: material sólido en el “armazón” de la formación, la forma del “esqueleto”, los poros llenos de fluido. El desarrollo de las ecuaciones de las propiedades antes mencionadas, conduce a una relación que se puede verificar y que se basa en el tiempo promedio, corresponde a los sedimentos de profundidad *in - situ*. La ecuación se expresa como:

$$1/V = \phi/V_f + (1-\phi)/V_m \quad (3.9)$$

Donde los parámetros del volumen del fluido (V_f) y volumen de la matriz (V_m) dependen del fluido y la composición mineral; ϕ es la porosidad fraccional. El parámetro V_{ma} es igual al valor de V conforme ϕ se aproxima a cero.

La presión vertical es causada por todos los materiales suprayacentes tanto sólidos como fluidos. La columna de lodo se encuentra en equilibrio con los fluidos de la formación. La presión hidráulica del lodo ejerce una presión radial sobre la formación, neutralizando las presiones de la misma sobre este.

La presión de la estructura de la roca es la presión mínima normal de la presión del fluido. Los parámetros elásticos del “esqueleto” se incrementan, y corresponde al incremento de la velocidad observada. El incremento de los parámetros elásticos se atribuye a las reacciones de los contactos intergranulares y las microfracturas conforme la presión del “esqueleto” se va incrementando.

En cuencas recientes, el incremento de velocidad en arenas con la profundidad, es mayor que el incremento en la velocidad de una muestra comparable de arena sujeta a presión en el laboratorio. La diferencia se atribuye a la cementación *in - situ* de grandes espesores de

arenisca en tiempo geológico. Así, la velocidad en la formación está determinada por la porosidad de la misma.

En rocas clásticas, la porosidad depende de la presión diferencial y la diferencia entre las presiones excedidas intersticiales. La porosidad de una roca clástica depende de la máxima presión diferencial durante la historia de la roca.

La velocidad del sonido depende de la porosidad y de los fluidos de la formación (rocas), en los espacios porosos. Una definición más formal de porosidad sería el porcentaje de volumen que ocupan los espacios llenos de un fluido en la roca. Este volumen puede estar desconectado (interconductor), así no tiene flujo continuo considerando a la roca impermeable, a esto se le denomina porosidad no efectiva debido a que no se pueden transmitir fluidos. Muchas rocas son *abiertas* al flujo (poros interconectados), moviéndose el fluido entre los poros; la fracción de volumen de espacios de poros que conducen el fluido se conocen como porosidad efectiva. La capacidad de transmitir un fluido a través de la red de poros es la permeabilidad de la formación. La conductividad hidráulica se define como la cantidad de fluido transmitido bajo una unidad de gradiente en ley de Darcy:

$$q = (k/\rho g).p' \tag{3.10}$$

donde:

q es el promedio del flujo por unidad de área de la sección transversal de la formación

ρ es la densidad del fluido

g es el valor de la gravedad

k es la permeabilidad (para esta notación no confundir con módulo volumétrico).

p' es el gradiente impuesto en la dirección del flujo

La habilidad de una muestra de roca de transmitir un fluido depende de las propiedades de la matriz de la roca y saturación de un fluido.

$$k = k\eta/\rho g \tag{3.11}$$

donde:

η es la viscosidad de saturación de un fluido

La permeabilidad (k) es una propiedad escalar de la roca, igual que la porosidad y la densidad.

El gradiente de presión se expresa en un frente de gradientes piezométricos:

$$h' = p' / \rho g \quad (3.12)$$

$$y \quad q = kh' \quad (3.14)$$

El promedio de velocidad del fluido con los poros (q_p), está dado por:

$$q_p = q / \phi \quad (3.15)$$

donde:

ϕ es la porosidad de la formación

De la porosidad se pueden mencionar que:

- a) En todo caso son proporcionales las altas porosidades a las bajas velocidades.
- b) Generalmente si para la porosidad y matriz constante, reemplazamos agua por aceite o aceite por gas, la velocidad tiende a disminuir teniendo una disminución tope a cierta profundidad.
- c) La velocidad del sonido en el agua depende de la salinidad, estando también en función de la presión y temperatura; por ejemplo para agua de salinidad constante a 150°F, el cambio en la velocidad con el incremento en la temperatura es compensado por el efecto de presión. La velocidad aumenta conforme la salinidad de la formación aumenta, siendo éste uno de los efectos de cambios de densidad. Así, el incremento de salinidad implica un incremento de la densidad.

Existen dos tipos fundamentales de atenuación:

- a) Pérdida de energía debida a dispersión por calor, principalmente debido a:

Fricción sólido - sólido: La vibración causada por el paso de ondas sónicas, provoca diminutos movimientos (choques entre sí) de granos o cristales de las rocas. Los movimientos fraccionales generan calor (dispersión), siendo una causa de pérdida de energía de ondas acústicas. Este fenómeno se da en el interior de la formación.

Fricción sólido - fluido: En este caso los granos del sólido actúan sobre los fluidos provocando movimiento diferencial. Estas fuerzas de fricción generadas en la frontera

sólido - fluido, con pérdida de energía en forma de calor, ocurren en formaciones porosas y también en lodos con alto contenido de fluidos y partículas sólidas.

Fricción fluido - fluido: Si en la formación tenemos dos fluidos inmiscibles entre sí, las fuerzas generadas por las ondas acústicas ocasionando fricción fluido-fluido, provocando a la pérdida de energía acústica. Esto es común en formaciones porosas contenedoras de agua-aceite, gas-aceite, gas-agua.

Efecto de fracturas radiales: son fracturas radiales las que están ligadas a la roca debido a la dirección de perforación. Las rocas afectadas por estos fenómenos (ejemplo calizas, esquistos), se exponen a socavación causada por pequeñas partículas que se encuentran en la fractura y presentan discontinuidad en el registro sísmico con tiempo de tránsito (Δt) muy largos o baja velocidad.

Y b) Redistribución de energía que puede ocurrir por transferencia en los límites en las fronteras del medio y por dispersión, cuando la onda encuentra partículas con dimensiones menores que la longitud de onda.

3.3.3 Velocidades de propagación

Los cuerpos rocosos considerados como medios continuos, tienen relaciones lineales de esfuerzo y deformación. Diversos investigadores han buscado las propiedades de los medios homogéneos e isotrópicos en sólidos elásticos, caracterizándolos por las constantes de Lamé (λ, μ).

En medios lineales homogéneos e isotrópicos, para las condiciones de equilibrio dinámico en el interior del sólido, el resultado es la propagación de dos tipos de ondas elásticas exteriores al punto donde los desplazamientos han sido aplicados. Estos dos modos de propagación de onda tanto P como S, tienen, como se ha comentado, las siguientes velocidades características, V_p y V_s :

$$V_p = \sqrt{((\lambda + 2\mu)/\rho)} \quad (\text{longitudinales}) \quad (3.16)$$

$$V_s = \sqrt{(\mu/\rho)} \quad (\text{transversales}) \quad (3.17)$$

En medios fluidos:

$$V_P = \sqrt{(\mu/\rho)} \quad (\text{longitudinales}) \quad (3.18)$$

$$V_T = 0 \quad (\text{transversales}) \quad (3.19)$$

donde ρ es la densidad del sólido elástico.

Las velocidades de la formación V_p y V_s están relacionadas con las propiedades elásticas de las rocas: módulo de Young (E) y coeficiente de Poisson, dados por:

$$V_p^2 = (1-\sigma)E / \rho(1-\sigma)(1+\sigma) \quad (3.20)$$

$$V_s^2 = E/2\rho(1+\sigma) \quad (3.21)$$

El cálculo para las velocidades sísmicas de constantes elásticas de las rocas requieren de información independiente de ρ .

En la teoría de registros acústicos y sísmica de pozos (incluyendo VSP) influye otra serie de factores como porosidad, fracturamiento, microfracturamiento. Otros factores son la presión y temperatura relacionados con la profundidad.

La cantidad de energía sísmica transmitida y reflejada depende de la diferencia de impedancias acústicas (z_i) entre las capas de las formaciones (que pueden deberse a una discontinuidad o cambio de litología):

$$z_i = \rho_i v_i \quad (3.22)$$

$$R_{1,2} = (\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1) / (\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1) \quad (3.23)$$

La última ecuación representa la cantidad de energía reflejada entre dos capas adyacentes:

$$R_{1,2} = (z_2 - z_1) / (z_2 + z_1) \quad (3.24)$$

donde z_1 y z_2 son las impedancias acústicas de las capas 1 y 2, respectivamente.

3.3.4 Temperatura y presión hidrostática

De Tuman (1961), la velocidad de propagación acústica es afectada por la presión y la presión diferencial incluyendo la temperatura. Los esfuerzos radiales son independientes del exceso de presión existente en las capas de la formación, cuando ambos contienen circulación de lodo, sobreponiéndose al juego de esfuerzos que no son conexos con el exceso de presión.

En capas impermeables el exceso de presión hidrostática es de cientos de libras por encima del que existe entre la columna de lodo y los fluidos de la formación. Así tenemos una variable de esfuerzo efectivo con el incremento radial, formando esfuerzos que se encuentran involucrados con los exteriores al pozo.

Se sabe que la temperatura de varias capas geológicas se incrementa con la profundidad. Cuando un pozo es perforado, la circulación de lodo permite un intercambio de calor de las capas bajas con el medio ambiente, por tanto, el fluido de perforación llega a la superficie a temperaturas más elevadas que las de las capas circundantes.

El gradiente de temperatura en un pozo depende de la velocidad de circulación del lodo, este gradiente es menor que el gradiente natural en la formación. Para evitar complicaciones se supone que la columna de arcilla está en equilibrio térmico con las capas de la formación.

En formaciones poco consolidadas con alta porosidad (primaria) la velocidad acústica se incrementa con la temperatura. En medios con estas características, se aplican las ecuaciones elásticas de velocidad longitudinal:

$$V = ((K + 4/3 \mu) / \rho) \quad (3.25)$$

Para un medio homogéneo con arenas consolidadas y agua, escribimos:

$$k = 1/\phi C_w + 1/(1-\phi)C_m \quad (3.26)$$

donde: C_w compresibilidad del agua

C_m compresibilidad del material de la matriz

ϕ porosidad del sistema

K módulo de compresibilidad

Teniendo en cuenta que esta última expresión no se aplica en formaciones consolidadas.

Luego la densidad del sistema está dado por:

$$\rho_w \phi = \rho_m + \rho_m (1-\phi) \quad (3.27)$$

ρ_w densidad del agua

ρ_m densidad de la matriz

La compresibilidad del agua (C_w) se reduce al 20.5% cuando tenemos un ascenso en la temperatura de 0 a 50°C, pero en sílico - carbonatos se incrementa un 2.2% para la misma temperatura diferencial.

Se asume que a 200°F de temperatura diferencial, siendo considerablemente mayor que el promedio del gradiente establecido alrededor del pozo, cada esfuerzo es dependiente del tiempo y desaparece completamente con el equilibrio de la temperatura.

Otro factor que genera problemas en la reflexión de energía, es la presión hidrostática radial alrededor del pozo. La presión hidrostática en la columna de lodo (P_{hm}) es más alta que la presión del fluido (P_{hf}) en la formación. La presión hidrostática radial a través del enjarre se presenta como (ver figura III.4):

$$P_1 = P_{hm} + ((P_{hf} - P_{hm}) / (\log(r_{mc}/r_w) + \alpha \log(r/r_{mc}))) \log(r/r_w) \quad (3.28)$$

donde: $r_{mc} \geq r \geq r_w$

P_{hm} presión hidrostática de la columna de lodo

P_{hf} presión hidrostática de la formación

r_w radio del pozo (barrena)

radio desde el centro del pozo = $r_{mc} r_w + \text{espesor del enjarre}$

$\alpha = k_1(\text{permeabilidad del enjarre}) / k_2(\text{permeabilidad de la formación})$.

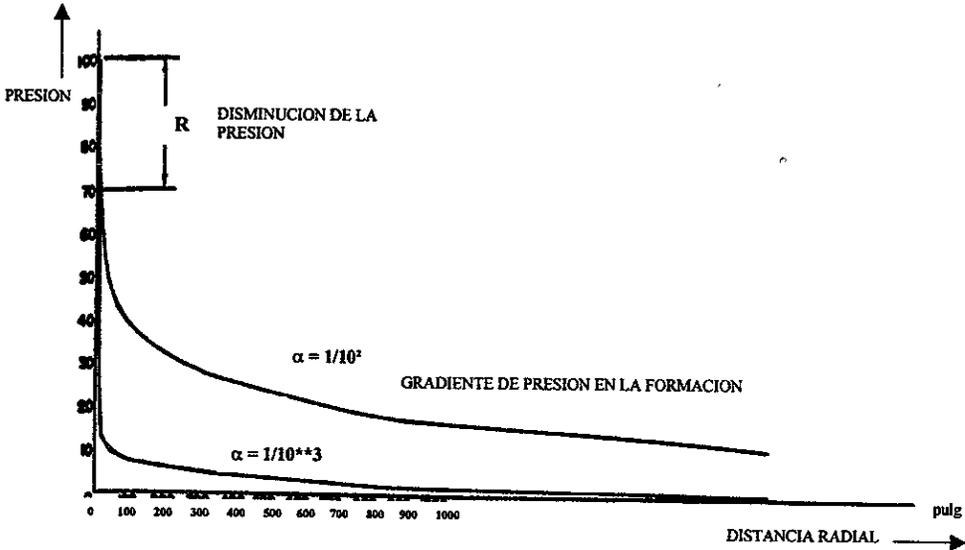


Figura III.4. Comportamiento de la presión hidrostática radial en pozo a través del enjarre. Ref[21].

3.4 Registro acústico

La herramienta acústica o sónica varía en complejidad, pues las cualidades requeridas del equipo son diversas. Un sofisticado sistema de circuitos electrónicos y relojes montados en un armazón tubular metálico, que soporta altas presiones y sea capaz de operar a altas temperaturas.

La herramienta consiste de al menos una fuente y un detector receptor, para la medición de propagación de ondas por un medio artificial y controlado que también es fuente y emisor.

La sonda en sí se encuentra unida debajo de un cartucho electrónico que lleva una protección de los módulos electrónicos (hardware), para el instrumento mismo debajo del pozo y tiene una finalidad múltiple:

- a) Suministro de potencia del sistema emisor de la sonda, y control de tiempo caracterizando la señal emitida
- b) Suministro de energía al sistema detector o receptor (si es necesario)
- c) Filtrado y amplificación de señales registradas, conversión analógica a digital, escalamiento, etc.
- d) Transmisión de la señal hacia arriba del cable, control del sistema de telemetría
- e) Suministro de energía y control de operaciones de la sonda.

La herramienta de registro sónico contiene un transductor magnetostrictivo excitado de la superficie, por una señal emitida de onda sónica la cual tiene una frecuencia de 20 a 40 kHz. La duración de la emisión es corta pero se repite varias veces por segundo (10 a 60 pulsaciones dependiendo de la herramienta). La sonda avanza de modo que propaga la onda acústica en todas direcciones, pasando a través del lodo sobre la pared del pozo, incrementando el ángulo de incidencia conforme la distancia del transmisor se incrementa (figura III.5).

A continuación se enumeran los casos de ángulo de incidencia:

- a) Si el ángulo de incidencia es menor que el ángulo crítico de cada onda longitudinal incidente en la pared del pozo se tienen: dos ondas longitudinales, una reflejada y una refractada y una onda refractada transversal (la cual no se propaga en el lodo).
- b) El ángulo de incidencia es mayor que el crítico, la onda longitudinal incidente produce sólo reflexiones de onda longitudinales.

La incidencia o reflexión de ondas longitudinales que viajan en el lodo es menor que las ondas compresionales refractadas en la formación, la velocidad del sonido en tierra es, en general mayor que la de la arcilla. Entre las ondas longitudinales refractadas, son de particular interés las ondas refractadas con ángulo crítico y la propagación a lo largo de la pared del pozo que tiene una velocidad denotada por V_{L2} .

Cada punto alcanzado por esta onda actúa como una nueva fuente transmisora (generadora de ondas), así se generan ondas efectivas que atraviesan el lodo a velocidad V_{L1} .

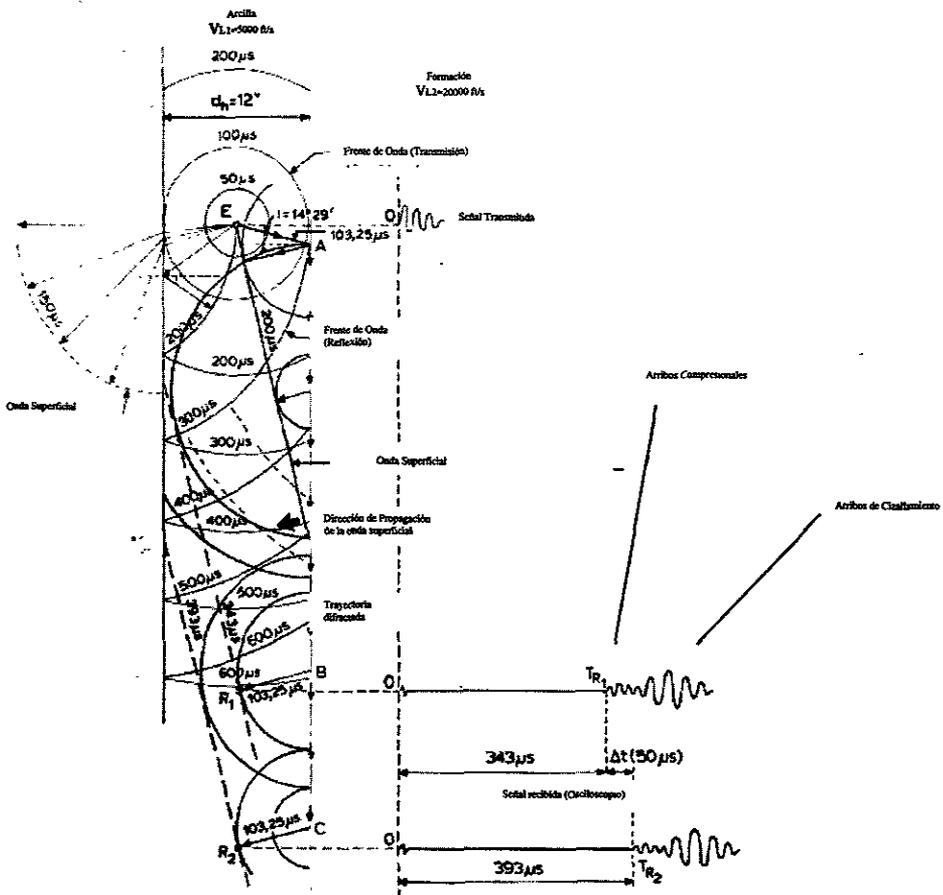


Figura III.5. Propagación de ondas sísmicas a través de la formación. Ref[17]

3.4.1 Principios de medición

Si tenemos dos receptores R_1 y R_2 a cierta distancia del transmisor con los ejes a lo largo de la herramienta y del pozo (figura III.5), el tiempo que tarda la onda a los receptores será TR_1 y TR_2 respectivamente dados por:

$$TR_1 = \overline{EA}/V_{L1} + \overline{AB}/V_{L2} + \overline{BR}_1/V_{L1} \quad (3.29)$$

$$TR_2 = \overline{EA}/V_{L1} + \overline{AB}/V_{L2} + \overline{BC}/V_{L2} + \overline{CR}_2/V_{L1} \quad (3.30)$$

también tenemos:

a) medición del tiempo TR_1 o TR_2 , teniendo para la onda sónica el alcance en R_1 o R_2 . Esta es, para un solo receptor de tiempo. Comúnmente el tiempo total es correcto para el tiempo utilizado que cruza y vuelve a cruzar el lodo, esto es:

$$\overline{AB}/V_{L2} = \overline{TR}_1 - \overline{EA}/V_{L1} - \overline{BR}_1/V_{L1} \quad (3.31)$$

Obteniendo AB (que es diferente de ER_2), para tal caso requerimos conocer el diámetro del pozo, proporcionado por el registro calíper (ver O. Serra 1984).

B) Midiendo el tiempo Δt que transcurre entre la onda de arribo R_1 y R_2 . A éste se le conoce como método de los dos receptores. El tiempo Δt se conoce como el tiempo de tránsito, inversamente proporcional a la velocidad del sonido en la formación y la distancia entre los dos receptores, R_1 y R_2 .

Si la herramienta está centrada y el diámetro del pozo es uniforme tenemos lo siguiente:

$$\Delta t = TR_2 - TR_1 = \overline{BC}/V_{L2} \quad (3.32)$$

$$\text{como } \overline{BR}_1/V_{L1} = \overline{CR}_2/V_{L1} \text{ y } \overline{BC} = R_1 R_2 = 1(\text{ft}) \quad (3.33)$$

$$\Delta t(\mu\text{s}/\text{ft}) = 10^{**}6/V(\text{ft}/\text{s}) \quad (3.34)$$

La medición de la primera onda de arribo se relaciona sólo a ondas refractadas en ángulo crítico, en efecto: a) Otras ondas longitudinales refractadas atravesando la formación a la misma velocidad que el primer arribo pero ambas trayectorias longitudinales arriban posteriormente (figura III.5); y b) las ondas transversales que arriban son refractadas en la formación, viajando más lentas que la onda longitudinal y así se da un ascenso a ondas posteriores (retrasadas) en el receptor. El intervalo de tiempo de tránsito, derivado de las diferencias entre los tiempos de primeros arribos compresionales (por detección del umbral) a los dos receptores. Los primeros arribos con sus espaciamientos de tiempo (en posición exterior) predicen el ruido.

En algún caso los arribos del frente de onda correspondiente a la onda transversal (ondas S) refractados, tiene una amplitud mayor que el utilizado para detectar arribos compresionales. Los arribos transversales generalmente tienen una energía alta y así pueden separarse de las ondas compresionales, de las que provienen. Esto nos permite medir ondas S en el intervalo de tiempo de tránsito (figura III.6).

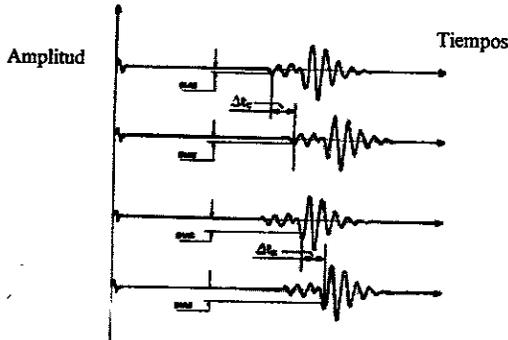


Figura III.6. Amplitudes de onda para detectar ondas compresionales y transversales. Ref[17]

Estas mediciones se obtiene por registro de densidad variable. Con este tipo de registro se reconocen los arribos compresionales que tienen un primer juego de bandas y muestran

variaciones uniformes en retraso de tiempo con el cambio de profundidad. Los arribos de esfuerzos pueden levantarse fuera como juego de bandas posteriores que generalmente son de alta energía. De nuevo se muestran variaciones en retraso de tiempo con la profundidad pero teniendo una forma diferente, ambas de baja velocidad.

Los arribos de ondas de fluido pueden identificarse de forma similar. También la identificación variable en el uso de registro de densidad variable para el tiempo de tránsito estimado del intervalo de esfuerzo, no se puede aplicar debido a la carencia de resolución del tiempo muestreado.

- a) En grabaciones digitales se reciben formas de onda completas (no proviene de los primeros arribos) de las ondas P, arribos de ondas S y fluidos deben ser separadas para su estudio.
- b) El espaciamiento puede ser variado como el incremento de la distancia entre fuente y receptor, concediendo el tiempo de separación adecuada entre los diferentes arribos, obteniendo un buen radio de señal/ruido y una disminución mínima de la señal.
- c) La frecuencia utilizada es la menor (= 11 kHz en lugar de 20 kHz), permitiendo una baja atenuación de la señal.

Se busca obtener la medición del tiempo de tránsito en el intervalo de esfuerzo. El radio de las velocidades de ondas P y S (V_P/V_T) se utilizan como indicadores litológicos, influyendo la textura de la formación sobre estas mediciones.

3.4.2 Sónico compensado en pozo

Cuando se tienen cavernas en la pared del pozo o teniendo el eje de la herramienta inclinada sobre el pozo, se generan errores en la obtención de los tiempos de tránsito, si el tiempo de viaje en la formación no es la misma para ambos receptores.

A modo de contrarrestar este problema se utiliza una herramienta con dos fuentes y cuatro receptores en un arreglo de pares, siendo dos receptores para cada emisor. La inclinación de la herramienta o una caverna en la pared del pozo, afectan la medición del segundo par de receptores y emisor. El promedio de ambas mediciones, una por cada par de receptores, elimina los efectos. La herramienta transmite primero de transmisor superior E_1 utilizando

los receptores R_1 y R_2 , luego E_2 utiliza los receptores R_1' y R_2' . El promedio es obtenido de las dos mediciones que agrega o resta a la medición en pozo, compensando los efectos de caverna o sonda inclinada (figura III.7 a y III.7b).

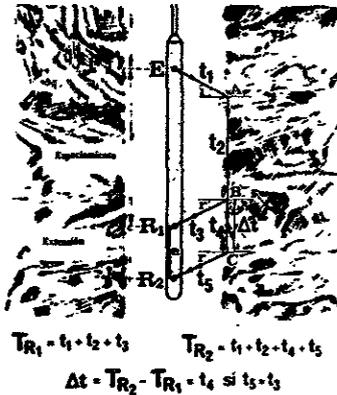


Figura III.7a: Principio esquemático de medición de intervalo de tiempo de tránsito (herramienta con dos receptores). Ref[17]

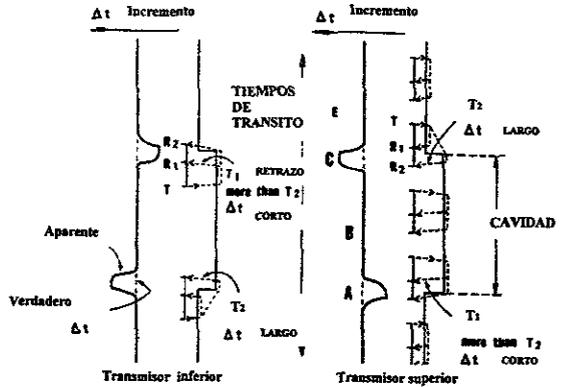


Figura III.7 b Influencia de cavernas en la medición de Δt . a) Transmisión sobre receptores. b) Transmisión detrás de receptores. Ref[17]

3.4.3 Profundidad de investigación

De acuerdo con la utilización de las ondas refractadas, tenemos que la profundidad de investigación es poca, de unos centímetros. Pero debemos tomar en cuenta la longitud de onda λ , experimentos de laboratorio muestran que el espesor es de al menos 3λ , requiriendo de la propagación de presión a través de varios pies de la formación.

Al conocer la frecuencia (f) y los rangos de velocidad están entre 5 000 y 25 000 ft/s, λ varía entre 8 y 40 cm (con $f = 20$ kHz) y hasta 20 cm cuando $f = 40$ kHz.

Así, la profundidad de investigación varía entre 12 y 100 cm, ésta puede ser función de la velocidad de la formación. Cuando la zona invadida es profunda, ésta llena de fluido, cuya velocidad de ondas sónicas es menor que en el fluido de la zona vírgen, éste también es el caso de formaciones microfracturadas por la perforación (sobre todo de algunos esquistos), de aquí el interés del espaciamiento largo de la herramienta sónica en esquistos masivos.

En contraste, si la zona invadida tiene una profundidad de 50 cm, con una velocidad de onda sónica mayor a la virgen (por ejemplo yacimientos de gas), se utiliza el Δt (tiempo de tránsito) de la zona invadida.

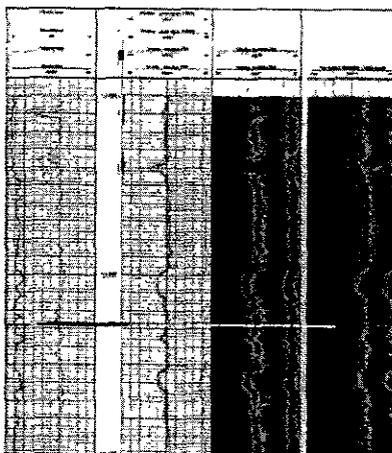
Resolución vertical: es cercana a la distancia entre pares de receptores, generalmente dos pies (aproximadamente 60 cm), pero algunas veces de uno, dos o tres pies (30, 60 y 90 cm, respectivamente).

3.4.4 Imagen de sónico dipolar (DSI)

Objetivo: Proporciona datos de porosidad de la formación para la identificación de las capas de gas.

Principio de medición: Tiene una combinación de fuentes tipo monopolo y dipolo, mejorando la medición de propagación de la ondícula acústica de la formación. Contiene 32 elementos receptores divididos en grupos de cuatro, colocados a 90° en la circunferencia y con 6 pulgadas entre cada uno de los cuatro grupos a lo largo de la herramienta.

Presentación del registro:



Presentación de Registro DSI

Condiciones de operación

Tipo de lodo y pozo: se corre en lodos dulces o salados, en pozos abiertos o ademados/cementados.

Temperatura máxima	350°F (175°C)
Presión	20000 psi (13.8 kpa)
Diámetro de la herramienta	3 5/8 pulg (9.2 cm)
Tamaño mínimo del pozo	5 ½ pulg (13.9 cm)
Tamaño máximo del pozo	18 pulg (45.7 cm)
Longitud de la herramienta	51 pies (15.5 m)
Velocidad máxima del registro	1800 pies/Hr
Resolución vertical	3 ½ pies (1.30 m)

Combinaciones con otros registros: SDT, CSI

Aplicaciones:

- Análisis de Areniscas: identificación de zonas de arena y medición en las zonas de producción.
- Determinación de fracturamiento hidráulico.
- Mediciones en pozo cerrado.
- Correlación sísmica.
- Detección de gas.
- Evaluación de capas delgadas.
- Indicador de permeabilidad para ondas Stoneley.

3.4.5 Sónico digital (SDT)

Objetivo

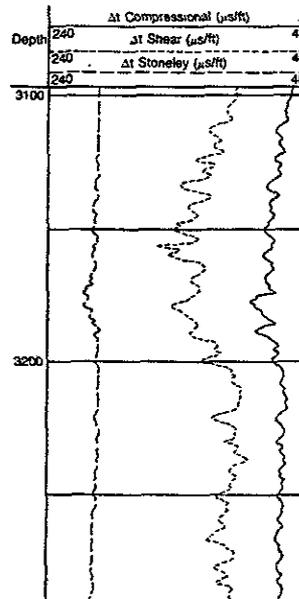
La herramienta SDT contiene un arreglo de detectores sónicos. Detecta la propagación de ondas generadas por una fuente, estableciendo los valores de las constantes elásticas de la formación.

Principio de medición

Principio físico: La herramienta contiene un arreglo de dos transmisores espaciados dos pies. Contiene un arreglo de ocho receptores. Los transmisores generan una señal (onda) cuyo espectro de frecuencia va de 2 a 20 kHz. La señal se refracta en ángulo crítico en la formación y es recibida por los detectores, adquiriendo datos de la formación.

Parámetros obtenidos: Obtiene registro de valores de velocidades de ondas compresionales, ondas de esfuerzo y ondas Stoneley a través de la formación para determinar parámetros de elasticidad, compresión, módulo de Bulk.

Presentación del registro:



Presentación de registro SDT

Condiciones de operación

Tipo de lodo y pozo: La salinidad del lodo no influye, excepto la consolidación del mismo. La SDT se puede correr en pozo abierto o cerrado.

Especificaciones de la herramienta:

Temperatura	350°F (175°C)
Presión	20 kpsi (13.8 Kpa)
Diámetro de la herramienta	3 5/8 pulg (9.2 cm)
Longitud de la herramienta	37.9 pies (11.6 m)
Amplio de banda acústica	5 a 18 kHz
Intervalo de muestreo	5, 10, 20 microseg
Velocidad de Registro	1700 pies/s
Resolución vertical	capas de hasta 6 pulg
Efectos ambientales: diámetro máximo de pozo 3 5/8 pulg	
Combinaciones con otros registros: DSI, CSI.	

Aplicaciones

- Análisis de Areniscas: identificación de zonas de arena y medición en las zonas de producción.
- Determinación de fracturamiento hidráulico.
- Mediciones en pozo cerrado.
- Correlación sísmica.
- Detección de gas.
- Evaluación de capas delgadas.
- Indicador de permeabilidad para ondas Stoneley.

3.5 Herramientas en sísmica de pozos

3.5.1 Arreglo Sísmico de Imágenes (ASI)

Objetivo

La herramienta ASI contiene un arreglo de cinco detectores ligados para obtener datos en tiempo de tránsito de la formación.

Principio de medición

Principio físico: La herramienta ASÍ consiste de un arreglo de cinco sensores encerrados - ligados por un ducto a un cartucho que condiciona una señal. Obtiene datos sísmicos triaxiales en menor tiempo. A partir de la generación de ondas recibe datos del comportamiento de la formación.

La energía es generada en la boca del pozo por equipo vibroseis, siendo captada por los sensores contenidos en la sonda.

Parámetros obtenidos: Se obtienen datos para proporcionar información en dos y tres dimensiones. Se obtienen los valores del módulo de Young, módulo de Bulk, como parámetros de elasticidad de las rocas de la formación. La adquisición de datos triaxiales provee una alta calidad de eventos compresionales y tangenciales.

Condiciones de operación

Tipo de lodo y pozo: La salinidad del lodo del pozo no influye en la obtención de datos. le afecta en cambio que tan consolidado se encuentra el material. Se puede operar en pozo abierto o cerrado (cementado).

Especificaciones de la herramienta:

Temperatura	350°F (175°C)
Presión	20 kpsi (1.4 kbar)
Longitud	280 ft (85 mts)
Diámetro	3 3/8 pulg (86 mm)
Espaciamiento entre grupos de sensores	50 pies (15 mts)
Desviación máxima	90°
Número de ejes	3 (tres)
Intervalo de muestreo	1.2, 4.0 ms
Peso de la herramienta	880 - 1020 lbm
Tamaño Pozo	5 - 19 pulg

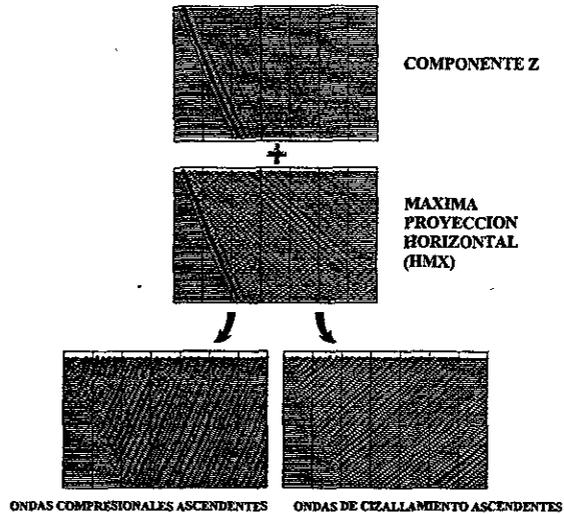
Profundidad de investigación:

Resolución Vertical: Depende del offset (distancia entre estaciones fuente).

Efectos Ambientales: Disminuye su efectividad en formaciones poco consolidadas.

Combinación con otros registros: SAT, WST

Presentación del registro:



Presentación de herramienta ASI

Aplicaciones

- La ASI es la única herramienta de arreglo sísmico que garantiza un largo acoplamiento de datos sísmicos en el pozo. Es ideal para estos lapsos de tiempo en 2 y 3 dimensiones dadas sus características de exploración sísmica de pozos. Tiene la capacidad de proporcionar información en el monitoreo de yacimientos y amplitud de variaciones con desplazamiento - compensación en la calibración.

3.5.2 Adquisición de datos sísmicos (SAT)

Objetivo

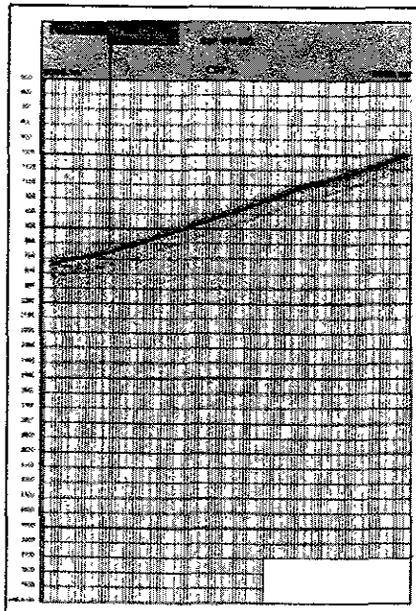
La SAT es una herramienta que obtiene la información triaxial a partir de la propagación de ondas en la formación, generada por una fuente sísmica, sea por detonación o por vibroseis. La herramienta se ancla a la formación en cada toma de datos.

Principio de medición

Principio Físico: La herramienta obtiene datos de la formación a partir de propagación de ondas elásticas en sus tres direcciones. La herramienta cuenta con tres geófonos axiales en X, Y y Z. Los geófonos registran datos de ondas P, SV y SH. La herramienta es anclada a la formación por un dispositivo que contiene, en cada anclaje toma datos de la formación.

Parámetros obtenidos: Se obtiene información de las capas de la formación como son los valores de las constantes elásticas, separa valores de ondas P y S y determina valores de ángulos de arribo, incluyendo arribos laterales.

Presentación del Registro:



Presentación de Registro SAT

Condiciones de Operación

Tipo de pozo y lodo: Se corre en pozo abierto o cerrado. La calidad de los datos aumenta cuando la formación está bien consolidada. El tipo de lodo puede ser dulce o salado, sin afectar los datos.

Especificaciones de la Herramienta:

Temperatura	330°F (165°C)
Presión	20 kpsi
Longitud	11 pies (3.37 m)
Peso	170 lb (77 kg)
Fuerza máx. anclaje	440 lbf (200 daN)
Frecuencia natural	10 Hz
Desviación máxima	20°

Combinación con otros registros: ASI, WST.

Profundidad de investigación: depende del Offset (Apertura de las estaciones de la fuente).

Diámetro de pozo para su operación: 5 a 19 pulg.

Efectos ambientales: El radio de la amplitud de la onda de cuerpo comparado con la amplitud de la onda del lodo se incrementa con la fuerza aplicada del anclaje, disminuyendo el peso de la herramienta. Esto sugiere que ambos factores materiales afectan la calidad del acoplamiento de la herramienta en formaciones suaves o poco consolidadas.

Diámetro de pozo para su operación: 5 a 19 pulg.

Aplicaciones

- Determinación de ángulos de arribo.
- Identificación de efectos basados en la dirección de propagación.
- Separación de ondas P y S.

- Extracción de información cuantitativa para presentación de amplitudes en el proceso (variación de los coeficientes de reflexión contra ángulos de incidencia).
- Extracción de migración precisa en P y S en secciones sísmicas de exploraciones individuales.
- Determinación de velocidades precisas P y S ligadas a las propiedades mecánicas de las rocas.
- Extracción del radio de Poisson y su relación a la litología.
- Detección de arribos laterales, así como la detección de fallas y capas profundas en pozos, domos salinos y determinación de los flancos de arrecifes.

IV. ADQUISICIÓN DE DATOS Y PROCESADO

4.1 Registros en pozo abierto

Los contenidos de propagación de trenes de onda a lo largo del pozo, incluyen guías y frentes de onda. Los primeros arribos de trenes de ondas son frentes de onda del tipo compresional en registro acústico. Estos arribos son seguidos de modos, P, de escape. Si la banda de frecuencia de excitación es estrecha decae con el rango de frecuencia de uno de los modos, P, de escape entonces el tren de ondas se hace largo (relativamente) y el tren de ondas, P, anillado es el resultado). Algunas veces estos trenes de onda contienen ondas transversales Pseudo-Raileigh interfiriendo con la interpretación de ondas compresionales. Esto se da en espaciamiento fuente - receptor corto y/o a bajas frecuencias.

Después del tren de ondas P, en formaciones rápidas, el próximo arribo es el frente de onda S, seguido inmediatamente de la onda pseudo-Raileigh (análoga al modo de escape, P, la onda pseudo-Raileigh es un número infinito de modos y uno o más de ellos es excitado, dependiendo de las características de la fuente). El registro de frecuencia normal del modo pseudo-Raileigh es una onda guiada en el pozo, que no tiene atenuación geométrica. En contraste, el tren de onda, P, es energía constantemente radiada hacia el exterior del pozo como las ondas transversales, a esto se le llama modo P de escape. Se ha demostrado que el campo lejano del tren de onda P tiene un factor de arrastre geométrico inversamente proporcional a la distancia de separación fuente - receptor. En las compensaciones de alejamiento, la onda pseudo-Raileigh tiene mayor amplitud que la onda P.

En casos de fuentes con baja frecuencia o pozo pequeño, la onda pseudo - Raileigh es excitada y no se detecta bajo grupos de ganancia normal. En formaciones de baja velocidad cuyas ondas S son más lentas que las velocidades acústicas en el fluido del pozo, los frentes de ondas pseudo-Raileigh no existen.

Los de ondas de tubo son casi siempre completas y fáciles de identificar. En una sección sin compensación, las ondas de tubo parecen ser rectas, líneas paralelas con pequeñas variaciones debido a la litología. Las propiedades de las ondas de tubo son controladas por el fluido en el pozo. Las ondas de tubo arriban usualmente si las bajas frecuencias

contienen ondas P y S de tipo pseudo-Raileigh. Esto se debe a la excitación de las ondas de tubo tiene la relación:

$$p_r = \rho r \omega^2 (D_1 I_0(m_1 r) + D_2 K_0(m_1 r)) \exp i(kz - \omega t) \quad (4.1)$$

es también inversamente proporcional a la frecuencia.

Cuando la excitación de la fuente tiene una alta gama de frecuencias, el carácter de las bajas frecuencias de las ondas de tubo es evidente. En formaciones lentas, estos arribos, S, o pseudo-Raileigh son las ondas de tubo que aparecen como el arribo próximo proveniente de la grabación completa de la ondícula. Las figuras (IV.1) y (IV.2) muestran ondículas de registro en formaciones de tiempo de tránsito rápido y lento.

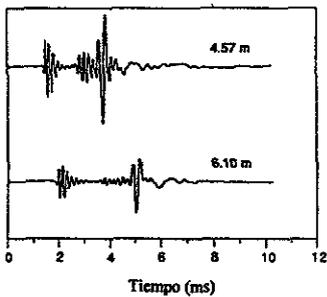


Figura IV.1 Ejemplo de dato de campo de una ondícula de registro en formación de tránsito rápido. Ref[15]

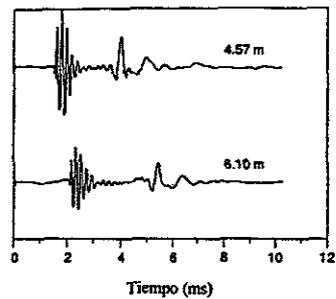


Figura IV.2 Ejemplo de dato de campo de una ondícula de registro en formación de tránsito lento. Ref[15]

4.1.1 Registros de ondas de cizallamiento

Un método de medición de la formación es el registro de ondas, S, que proviene a su vez de fuentes que generan ondas S. Esto se debe a la utilización de fuentes no-axiales o simétricas, las cuales se dividen en dos tipos: Fuentes dipolares y fuentes tetrapolares (cuadrupolo). El resultado de patrones de radiación de la presión generada en un pozo tiene un coseno que depende del valor de θ , siendo θ el ángulo azimutal. Una fuente cuadrupolar

se genera con dos desplazamientos de 180° para uno y otro y 90° para desplazamiento positivo. El resultado de los patrones de radiación del campo de presión de la fuente tiene un coseno de dependencia 2θ . La teoría de registro dipolar o cuadrupolar es más compleja que la teoría de registro acústico de fuente axial – simétrica. Los modos de onda excitados por fuente dipolar y cuadrupolar en un pozo lleno de fluido son ondas guiadas análogas a ondas excitadas de tubo y pseudo-Raileigh, por una fuente axial-simétrica o monopolar. Los modos de onda cuadrupolar se le conocen como de rosca o tornillo. Los modos de tipo flexural (bajo) y de rosca son análogos a ondas de tubo Stoneley, que son ondas de interfase resultante para la interfase sólido-líquido. Los de tipo flexural alto y de *tornillo* son similares a modos pseudo-Raileigh, cuando se tienen en guías de onda del pozo.

La potencia de fuentes monopoles y cuadrupolo son más bajas que la de fuente monopolar, especialmente si se permiten ondas de tubo a bajas frecuencias y los correspondientes modos flexurales fundamentales, además de modos *tornillo*. Los registros de ondas transversales con este tipo de modos tanto flexurales como de *tornillo* se ha aplicado sucesivamente en campo. Es importante aclarar que los registros de esfuerzos no - simétricos no se utilizan para la obtención de datos (únicamente en pruebas de pozo). Ésta es la única herramienta que mide la velocidad de ondas de esfuerzo en formaciones lentas de un modo eficiente. La solución a esta situación de la medición de ondas, S, en formaciones lentas, depende de estimaciones indirectas o se basan en modelos sintéticos.

En las formaciones lentas tenemos que una de las cuatro velocidades de ondas de esfuerzo son más bajas que las velocidades de ondas acústicas del fluido en el pozo (caso de arcillas de perforación o agua). En cada formación las ondas P generan energía en la columna del fluido en el pozo no pueden ser refractadas críticas a lo largo de la pared del pozo y radiadas a la parte trasera, siendo registrados los picos superiores por los transmisores. Esta determinación de velocidades de ondas S en formaciones lentas se hace sin el uso de la herramienta de registro de esfuerzos transversales (no axialmente simétricas).

4.1.2 Mediciones atenuadas en pozo

En registro acústico es posible obtener mediciones atenuadas de la formación in-situ ($1/Q$). La atenuación de la formación puede utilizarse para la interpretación de litología e interpretación de la saturación de fluidos. En general, las rocas saturadas de gas pueden mostrar un valor Q alto (baja atenuación) y la roca saturada de agua o aceite se muestra con una Q baja (alta atenuación). La saturación parcial de gas resulta en una Q más baja en una roca totalmente saturada de fluido. En una roca fracturada con alta permeabilidad se puede tener una Q baja. La determinación de atenuación in-situ es más complicada que la determinación de la velocidad.

4.1.3 Utilización de amplitudes de ondículas en atenuación

La forma más directa de medir la atenuación de ondas P y S en formaciones, es el uso de amplitudes de ondículas. Este método se asume como aislado además de los frentes de onda P y S. Esto se hace para tomar el primer ciclo de trenes de ondas respectivos. Con la excitación del monopolo de una ondícula completa regular registrada suponemos una radiación de campo lejano, los frentes de onda P que tienen gasto de factor geométrico $1/z$, donde z es la separación receptor-fuente. El frente de onda S tiene un factor de análisis geométrico de $1/z_2$ bajo las mismas condiciones. De este modo si suponemos que los receptores están alineados y la herramienta está bien centrada en pozo con formación *suave* (poco consolidada) entonces las amplitudes relativas de frentes de onda P y S en dos receptores localizados z_1 y z_2 se calculan utilizando el factor geométrico para obtener la siguiente fórmula:

$$\ln(A(z_2) / A(z_1)) = (z_2 - z_1) \pi f / QV \quad (4.2)$$

donde A es la amplitud de onda, f es la frecuencia y V es la velocidad.

El problema con cada aproximación es no poder aislar los frentes de onda P y S casuales en efectividad de onda pseudo-Raileigh, de las trayectorias de los últimos modos y la

velocidad de ondas P y S a frecuencias de corte. También se pueden utilizar ondículas completas pequeñas. Estimaciones sustentadas de atenuación de formación, están hechas por técnicas de inversión formal utilizadas en frentes de ondas completas.

4.2 Registro acústico en pozo ademado

El registro acústico se utiliza en pozos ademados. Otro método es el registro de lito - densidad o neutrón. El registro acústico en pozo se utiliza para la evaluación del ademado y cementado. Si el ademado no está correctamente cementado, el registro acústico genera una señal de anillos o anillamiento, con un tiempo de tránsito de $160 \mu\text{s/m}$ correspondiente al tiempo de tránsito de forma modal en la placa de ademado de acero. Si el cemento es la frontera del ademado, pero no de la formación entonces el anillo puede disminuir pero todavía es poco resolutivo algún arribo de la formación. Cuando el ademado es propiamente la frontera del cemento y de la formación, los arribos de ondas P y S son identificados mas fácilmente.

Al ademar el pozo, cambian las condiciones de frontera entre el sólido y el líquido del pozo. En este caso las ondas de tubo a bajas frecuencias (Stoneley) son controladas principalmente por las propiedades del fluido en el pozo y el ademado de acero. Por lo tanto, el efecto de la velocidad de las ondas de tubo en la formación es despreciable en pozos ademados, así como en formaciones suaves.

Para desarrollar el modelo matemático, el ademado se plantea como una serie de cilindros múltiples coaxiales que rodean el pozo en forma de capas múltiples. Con la eliminación de generalidades suponemos un cilindro interno lleno de fluido en el pozo.

El desarrollo implica tomar en cuenta las n condiciones de frontera para esfuerzos y propagación de esfuerzos concéntricos, en el caso de sólido-fluido o fluido-sólido entre las capas 2 a la N, como el caso de pozo pobremente limitado en la frontera en el cual los esfuerzos en el sólido desaparecen.

Los casos que se presentan son los siguientes (según Paillet et al,1991):

Caso de pozo bien limitado en la frontera:

Recubrimiento pobre de acero-cemento en la frontera y delimitación adecuada en la frontera del cemento en la formación. En éstos la tubería es óptima.

Caso de pozo abierto - cementado bien delimitado en la frontera.

Tubería libre, pobremente limitado en la frontera

Tubería libre, bien limitado en la frontera.

La herramienta se aplica más comúnmente en pozo cerrado. En el caso de un pozo encajonado bien limitado en la frontera, la señal de encajonamiento se atenúa rápidamente y los arribos de la formación dominan. Las figuras (IV.3) y (IV.4) muestran las comparaciones de arribos P, S y Stoneley grabadas antes y después del ademado fue colocada después de la perforación. En la figura (IV.5) la señal de ademado es dominante y la disminución de arribos en la formación se observa disminuida lo que hace la lectura de los arribos de la formación imposible. La figura (IV.6) compara la herramienta de arreglo acústico en pozo abierto y las respuestas a través del ademado.

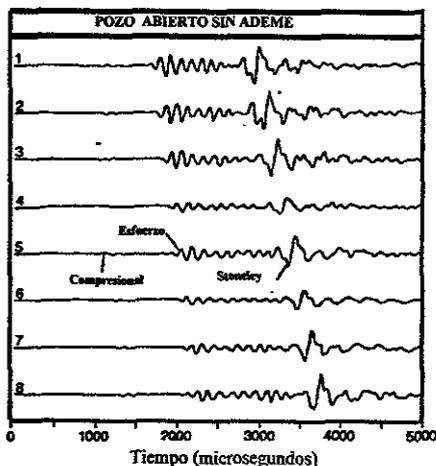


Figura IV.3 Ondícula de registro sínico en pozo abierto. Ref[15]

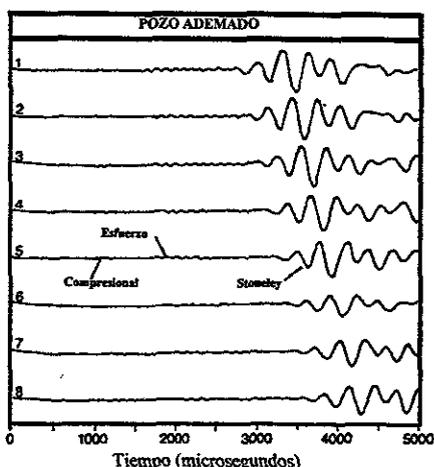


Figura IV.4 Ondícula de registro sínico en pozo ademado. Ref[15]

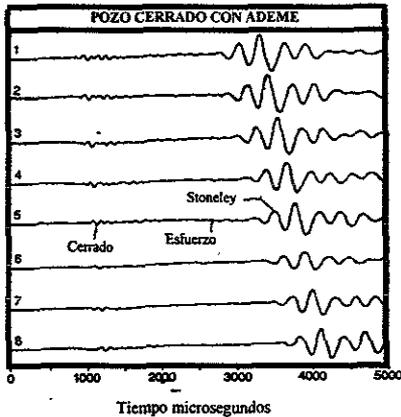


Figura IV.5 Ondícula de registro sísmico en pozo cerrado. Ref[15].

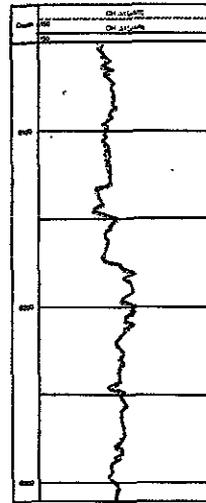


Figura IV.6 Arreglo de registro sísmico en pozo abierto y ademado. Ref[15]

4.2.1 Mediciones atenuadas en pozo entubado

El procedimiento es muy similar en pozo abierto como cerrado, excepto en ondas P atenuadas observadas en la formación. Para ademados bien limitados en la frontera, la medición de ondas P no se ha desarrollado completamente, aunque los algoritmos están basados en la inversión de ondículas completas utilizando técnicas de información en las ramas de corte, pueden adaptarse al caso de pozo cerrado. Para atenuación de ondas S en la formación se utiliza correlación de coeficientes de partición (Paillet et al 1991), estimando la atenuación de ondas Stoneley y pseudo-Rayleigh. Las ondas Stoneley son especialmente sensibles al encajonamiento y características del fluido del pozo.

4.2.2 Imagen de sónico dipolar (DSI)

Dos tipos de procesamiento inicial se utilizan para extraer ondículas de tiempo real de mediciones retrasadas de imagen de dipolo sónico. Las ondículas digitalizadas del dipolo,

ondas Stoneley y modos P-S son procesadas con retraso de tiempo coherente (STC), hasta que el umbral cruza por los primeros modos de movimiento. Son procesadas con detección digital de primer movimiento (DFMD).

El procesado STC está bien establecido para la técnica de análisis de ondículas completas que produce un registro continuo de componentes de ondas retardadas contra profundidad con resolución vertical de 3 ½ pies. El ruido es removido del procesado un filtro de separación para dipolos, Stoneley y ondículas monopulares de alta frecuencia.

El procesado DFMD tiene la ventaja de la redundancia del arreglo de mediciones dando su mejor aproximación en datos retardados del primer movimiento. Las mediciones repetidas se hacen con información en intervalos de tiempo promedio para reducir los efectos aleatorios presentados en cada uno. Los primeros arribos calculados (que son retrasos) se derivan de la profundidad con el algoritmo de compensación del pozo.



Figura IV.11. Ondículas digitizadas provenientes de arreglos de ocho receptores. Ref[6]

4.2.3 Sónico digital (SDT)

Los arreglos de ondículas son grabados y digitalizados bajo el pozo y telemetría de superficie. El STC (tiempo de retraso coherente) se ha diseñado con el arreglo de procesadores durante la toma del registro o los datos de registro interpretados posterior a la toma del registro centrado, para obtener valores derivados de ondas P, S y Stoneley.

La figura (IV.11) es un ejemplo de un grupo de ondículas digitizadas provenientes de la obtención de datos con arreglos de ocho receptores y listo para el procesamiento STC.

El software de procesado de diseño para encontrar y analizar todas las ondas propagadas en la ondícula compuesta. El uso de la técnica STC utiliza una semblanza digital que es un método algoritmo a identificar y alinear los múltiples arribos a través del arreglo y determinación de velocidades de todas las componentes coherentes de las ondículas.

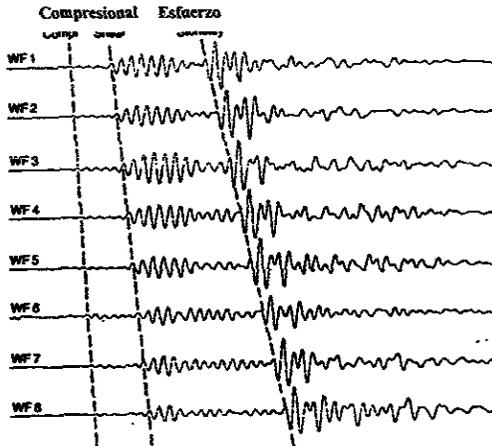


Figura IV.11: Registroa sónico con arreglo de ocho detectores mostrando la respuesta que tienen las ondas P, SV y Stoneley. Ref[2]

El algoritmo básico del STC es muy simple. Una ventana-tiempo muestra el avance a través de ondículas sobrepuestas en pasos pequeños. Para cada posición de tiempo sobre la ondículas primarias captadas por los receptores, la posición de la ventana es movida hacia fuera linealmente, en dirección del arreglo de receptores para captar las ondículas en tiempo que comienzan con el movimiento correspondiente a la onda separada rápidamente y los pasos sucesivos de la disminución de la onda esperada. Para cada uno de los movimientos la función de coherencia es calculada esencialmente a medida que la similitud entre las ondas con las ventanas. Cuando el tiempo y el movimiento correspondiente al retraso en tiempo de arribo y de las componentes de partículas, las ondículas se presentan como ventanas idénticas, produciendo una alto valor de coherencia. De este modo, el juego de ondículas provenientes del arreglo es examinado sobre el posible intervalo de los tiempos de arribo y retrasos para componentes de ondas.

4.3 Obtención de datos de perfil sísmico vertical (VSP)

Las reflexiones sísmicas superficiales proporcionan una imagen de estratos del subsuelo a diferentes profundidades en términos de tiempo de viaje. El método de VSP se origina con la necesidad de generar tiros de prueba en pozos (tiros de verificación), o para conocer la velocidad dentro del pozo con métodos de exploración, los cuales se utilizan todavía como rutina para calibrar el registro sísmico. Al verificar con tiros se graba la señal, teniendo una fuente cercana (en superficie) cercano a la parte posterior del pozo pero aproximándose al receptor a la pared del pozo (que se encuentra dentro del pozo). Para obtener la profundidad total de los receptores del pozo, los mismos se mueven al lado superior en un incremento variable de 50-100 m. Sólo el primer arribo es grabado dentro del objetivo para obtener la dirección de tiempo sísmico como función de la profundidad. Los experimentos se repiten varias veces para la misma geometría fuente-receptor. Ambos proveen repeticiones de datos.

El VSP es similar a verificación de tiros en exploración excepto que para cada tiro en una traza sísmica entera es grabada únicamente en el instante del primer arribo. El VSP generalmente se graba con incrementos cortos de profundidad de 10 a 50 m. menores que en la tiros de verificación. Además, en ciertas aplicaciones, el VSP se graba con fuentes múltiples de compensación (offset).

Aunque el VSP sea una extensión de los tiros de verificación, provee una amplia variedad de aplicaciones, como son: Observaciones delante de la fracción de perforación, observaciones sobre el pozo, estimación de parámetros físicos de la roca, identificación de arribos primarios, múltiples y conversión de ondas P a S, así como la obtención de la curva tiempo-profundidad (ley de velocidades).

Muchos desaciertos en las mediciones de exploración sísmica son el resultado de tener fuente y receptores sobre la superficie a lo lejos de la zona de blanco, la cual se encuentra a una profundidad de varios miles de metros. En VSP teniendo el receptor localizado dentro del pozo y se aproxima al objetivo, mejorando las mediciones superficiales. Una fuente fundamental en sísmica superficial es la onda descendente desconocida que se refleja en la parte superior de la capa en la interfase. En contraste la ondícula es conocida como VSP

porque los receptores en profundidad a todas las profundidades se observan con cada tiro tanto de ondas ascendentes como de ondas descendentes (sean transmitidas o reflejadas) a través de la sección geológica a lo largo del pozo. Cuando las ondas descendentes se caracterizan por la reverberación a lo largo del fondo se remueven para ondas descendentes vía deconvolución, resultando una señal sísmica bien definida (con arribos –picos- bien definidos). Podemos decir que teniendo en la interfase superior la propagación de trayectorias removidas, los datos obtenidos por VSP tienen menos atenuación dependiente de la frecuencia y se caracteriza por señales definidas, más que en la exploración sísmica de superficie. Al principio el VSP potencialmente ofrece un perfil sísmico más detallado del subsuelo, en relación con esto último se incrementa la confianza de interpretación geológica.

Conocer la distancia lateral de fallas o domos de sal resulta una guía para la elección de perforación en pozo desviado que puede ser un yacimiento potencialmente productor. En orden de observar en el pozo, la grabación del campo de ondas se tiene reflexión en la interfase en distancias laterales en el exterior del pozo. Esto se puede efectuar por la localización de la fuente sísmica en compensación lateral para los receptores. Cada configuración de fuente-receptor es llamado *compensación* VSP como una forma distinta de tiros de verificación en exploración, donde la fuente es localizada directamente sobre los receptores. Como sea la fuente receptor (VSP offset cero), se hacen observaciones de secciones laterales del subsuelo. Esto es posible cuando el pozo es desviado y la fuente sísmica se mueve a lo largo de la superficie tomando una posición vertical sobre cada receptor localizado. La desventaja de la técnica es que proporciona una ventana de observación restringida a la sección del subsuelo que se encuentra directamente debajo del pozo desviado.

Con el VSP la geofísica tiene una disminución en la sísmica de superficie bajo el pozo y vuelve la trayectoria de lado en un esfuerzo por establecer relaciones entre las grabaciones superficiales de eventos relacionados a lo largo de la línea de receptores bajo el pozo.

En la sección sísmica los datos son obtenidos utilizando un arreglo de receptores en el cual se tienen varias trazas (24-960) por tiro. En contraste, el VSP tiene casi invariablemente un solo receptor, permitiendo una grabación por tiro. El tiro se repite entre 5 y 10 veces con el

receptor sujeto a la misma profundidad. Así los datos VSP se observan 100 o más niveles de profundidad para una compensación dada, suministrando entre 500 y 2,000 observaciones por compensación (offset). Grabaciones fuera de pozo tienen una disminución con respecto al receptor que baja al pozo a la profundidad del receptor anclándolo a la pared y disparando un juego de tiros dentro de éste. Luego se *desancla* la herramienta y se repite la operación para niveles superiores en el pozo.

El requerimiento de repetición de tiros y grabación de cada nivel de profundidad haciendo costosa la exploración en términos de equipo y tiempo de grabación.

Los parámetros de exploración para cada fuente compensada (offset) y el rango de profundidad del receptor, eligiendo la iluminación de la meta apropiada, verificando la delineación de horizontes y manteniendo una repetición de datos sobre la zona de interés.

El sistema de recepción en pozo usualmente contiene un juego de componentes horizontales y verticales de los geófonos (ver herramientas del capítulo 3).

En la obtención de datos se generan varios tipos de ruidos durante la grabación de la herramienta en pozo. Éstas incluyen cargas AC, estática (electricidad), ondas de tubo (en sismica de pozos comienzan a ser objeto de estudio, por ser un ruido coherente), intrusiones de gas, ondas de cable y *resbalones* de la herramienta. Cuando la fuente se encuentra cercana a la cabeza del pozo generando ondas de tubo, que se propaga en ascensos y descensos en la columna de arcilla, reverberando entre el receptor y la superficie. También entre el receptor y el fondo del pozo. Además se generan reflexiones de ondas de tubo dondequiera que el diámetro del pozo cambia. Las ondas de tubo viajan aproximadamente a la mitad de la velocidad de la onda P y a menudo tienen altas frecuencias en la transmisión y grabación de los datos de reflexión.

A diferencia de la sismología de exploración superficial, el VSP adquiere datos de propagación de ondas tanto ascendentes como descendentes. A diferencia de los tiros de verificación se obtiene una traza sísmica completa que es grabada digitalmente, permitiendo un análisis más detallado de los distintos tiempos de tránsito de ondas proporcionando información en la vecindad del pozo en dominio de tiempo.

La herramienta con el arreglo de geófonos se ancla a la pared del pozo que recibe información que llega de dos direcciones opuestas que son ondas reflejadas-transmitidas ascendentes y descendentes. Esto permite un análisis detallado de la propagación de ondas descendentes y permite una separación precisa de las señales, al grabar un gran número de niveles en el pozo (50-400).

El conocimiento preciso de trenes de onda descendentes de todas las profundidades, permite el cálculo de una deconvolución, que es una operación eficiente que también se aplica a trenes de onda ascendentes. Esto permite una alta resolución en el procesado de datos VSP con un mínimo de suposiciones en la respuesta de la tierra. El método VSP registra trenes de onda en diferentes posiciones en el interior del pozo.

A partir del tiempo de tránsito integrado que se registra con un equipo acústico, se determinan las posiciones del geófono dentro del pozo de tal modo que la distancia en tiempo entre los niveles sea de aproximadamente 7 ms, número mínimo requerido de niveles para obtener información de las estructuras o capas que generan un reflejo a una profundidad de 20 m. Se busca que la señal tenga una relación favorable señal/ruido. Para lograrlo a veces se efectúan hasta 20 disparos por nivel que implica un tiempo de 4 a 8 horas. Para un registro de VSP, los mejores disparos son seleccionados en cada nivel y las señales se apilan para eliminar el ruido, aunque se aplican también varias técnicas de filtrado.

La señal registrada en el sensor puede ser considerada como la suma de una serie de ondas que viajan en forma descendente, la onda directa y sus múltiples, y una serie de ondas reflejadas en horizontes por debajo del sensor que viajan de forma ascendente.

4.4 Procesamiento de datos

Una vez obtenidos los datos VSP de campo utilizando las diversas herramientas, es necesario aplicar ciertas correcciones o técnicas que mejoren los perfiles obtenidos. A continuación se mencionan las técnicas más usuales, aunque pueden cambiar en orden o aplicación de acuerdo con la calidad de datos obtenidos, la metodología y experiencia del analista entre otras cosas.

4.4.1 Procesamiento de datos en VSP

Un paso preliminar para procesar datos es aplicar demultiplexado. Las correlaciones serán necesarias en el caso de utilizar fuentes vibrantes (vibroseis).

Calibración de tiempos de tránsito: El arribo de tiempos y amplitudes de trazas VSP se calibran utilizando grabación “firma sísmica”. La compensación de retrasos de la grabación, así como supresión de trazas ruidosas que también son ejecutadas. Los tiempos de arribo y amplitudes son calibradas para cada traza de VSP por la aplicación de la corrección estática. La ganancia constante calculada por las señales de la fuente correspondiente al trazo.

La corrección estática se aplica a la señal fuente que se graba contra señales estándar de referencia; el señalar la ganancia es calculada en cada dirección como aseguramiento de energía constante para todas las señales. Las trazas ruidosas son suprimidas utilizando programas automáticos basados en técnicas estadísticas. También se aplica apilamiento (*stacking*), ejecutado en trazas sísmicas grabadas a profundidad constante.

Corrección de orientación: Esta corrección es aplicable para ondas de esfuerzo y para datos de tres componentes utilizando las técnicas de re orientación.

Picos de primeros arribos: Los primeros tiempos de arribo habilitan la construcción de la curva de tiempos contra profundidades, calculando las velocidades en el intervalo:

$$V_{i, j+1} = (Z_{i+1} - Z_i) / (T_{i+1} - T_i) \quad (4.3)$$

Si la fuente es compensada, la cantidad de compensaciones se toman en cuenta utilizando el cálculo de velocidades. Los picos de primeros arribos pueden realizarse automáticamente para la búsqueda de trazos extremos de VSP en definición de ventanas de tiempo. Para fuentes de tipo impulsivo, los picos de primeros arribos se definen a través del uso de las definiciones de Ricker.

Las técnicas para búsqueda extrema son sensibles a la deformación de la señal y los picos de los primeros arribos son influidos por el radio señal/ruido. Se ha demostrado que aún teniendo un radio óptimo señal ruido, la identificación de primeros arribos no es fácil. Esto nos enfoca al uso de técnicas específicas (figura IV.7) que requieren grabación significativa de la señal (*firma sísmica*) de la fuente. La base de este método es la deconvolución de la señal de la fuente seguida por una deconvolución de fase mínima que transforma la señal en un pulso de fase cero, centrado en el primer arribo de tiempo.

Otras técnicas, se basan únicamente sobre los picos de la señal de los extremos para trazas en *bruto* de VSP y trazas de señal reducida a fase mínima. Este método se utiliza cuando la grabación de la señal de la fuente no está disponible.



Figura IV.7 Picos de los primeros arribos por el uso de grabación de la firma (señal) sísmica. Ref[11].

Corrección de divergencia esférica: Esta corrección es diseñada restableciendo trazas de VSP como grabaciones de ondas de planas; podemos ejecutarlas por la aplicación de la fórmula, tanto en el pozo como por igualación de tiempo dinámico o una ley empírica que involucre AT^{*n} donde, A, es una constante normalizada, T es el tiempo de tránsito y n es el exponente que tiene valor entre 1 y 2. La fórmula expresa la corrección por divergencia esférica D como una función de la raíz bajo la velocidad al cuadrado $V_{RMS}(T)$ y tiempo de tránsito T:

$$D = T V_{RMS}(T)^2 / V_0 \quad (4.4)$$

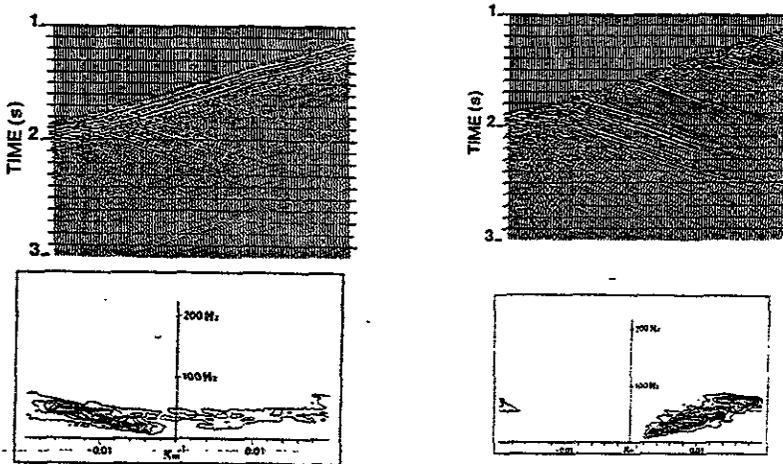
donde V_0 es una constante con las dimensiones de velocidad . Generalmente tienen como la velocidad sísmica del primer medio o como unidad. La raíz bajo la velocidad al cuadrado puede derivarse de las velocidades de los intervalos obtenidos para los picos de los primeros arribos.

Separación de ondas ascendentes y descendentes: La separación de ondas ascendentes y descendentes se realiza por dos métodos diferentes; filtrado convencional de velocidad aparente y técnicas especiales.

Las ondas descendentes se caracterizan por las velocidades aparentes ($\Delta z/\Delta t$), que es positiva.

La separación de ondas ascendentes y descendentes pueden ejecutarse por la aplicación del filtrado de velocidades aparentes en el dominio distancia - tiempo (x,t) o en el dominio de la frecuencia, número de onda, o en el dominio de frecuencia - número de onda (F,K).

En el dominio (F, K) ondas ascendentes y descendentes pueden separarse en dos grupos teniendo números de onda positivos y negativos respectivamente. Un modo simple de extraerlos, es remover las energías de capas en campos positivos o negativos del plano (F,K), figura (IV.8) y figura (IV.9). Esto se denota por el tipo de filtrado requerido en una distribución regular de muestras en profundidad obtenidas con VSP. Si esto no es posible, entonces los datos se interpolan primero.



Figuras IV.8 y IV.9. Filtrado para la separación de ondas ascendentes y descendentes. Ref[11]

Mediante el filtrado pueden extraerse ondas ascendentes y descendentes. En este caso se cambian los datos VSP con tiempo de retraso igual a los primeros arribos de tiempo.

Se han diseñado algoritmos específicos para separar ondas ascendentes y descendentes (por ejemplo, filtrado productivo de dos canales y filtros multicanales).

Deconvolución y procedimientos de apilamiento de corredor: La deconvolución de ondas ascendentes y descendentes utilizando grupos de ondas dirigido a remover de ambas fuentes señalizadoras y múltiples descendentes de los trazos, ecuación (4.5)

$$R Z(t) = 1/D(t)*U(Z,t) \quad (4.5)$$

La deconvolución y ascenso de ondas horizontales son apilados por medio de la técnica de corredor, que tiene lugar inmediatamente después del primer arribo. La restricción vertical se agrega, aplicando apilado de corredor en las trazas con frecuencia sísmica (banda-amplia) suponiendo que no tenemos señal de la fuente. La información es comparable al sismograma sintético obtenido para datos sísmicos y densidad de datos registrados. Una traza apilada de VSP obtenida de esta forma puede contener múltiples ascendentes. En orden de eliminar estos ascendentes, un apilamiento de corredor que sea estrecho, se elige así sólo algunas señales reflejadas (estas recepciones se encuentran debajo del primer arribo) es retenido. El apilamiento de corredor es análogo a sismogramas sintéticos, pero sin múltiples, en la banda de frecuencia de la señal recibida. En este sentido, es comparable a la superficie sísmica de apilamiento de trazas CDP.

Filtrado de trazas VSP apiladas: Las trazas de VSP apiladas se filtran a diferentes bandas de frecuencia que ayuda a la correlación con datos sísmicos superficiales. Cuando es necesario, el trazo puede ser mostrado en doble polaridad para hacer mas sencillo correlacionar con fuente vibrante superficial de exploración sísmica.

4.4.2 Secuencia de procesado

La secuencia de procesado incluye los siguientes pasos figura (IV.10):

- Selección de tiros por el analista y eliminar los ruidosos, o la señal pobre.
- Edición de tiros individuales.
- Verificación de la consistencia de la señal de hidrófonos superficiales: calidad del apilamiento depende de la sincronización propia de tiros individuales.
- Verificación de la coherencia entre este nivel de referencia y anteriores.
- Monitoreo de cambio de fase y de impedancia acústica a todos los niveles.
- Filtrado pasa - banda para eliminar el ruido y remover frecuencias con aliasing.
- Filtrado F-K para eliminar ondas de tubo.
- Recuperación de amplitudes por variación de función de tiempo a comparar para extensiones esféricas. Una función de ganancia apropiada es esencial para aplicaciones sucesivas de deconvolución predictiva y filtrado de velocidad.
- Alineamiento de señales descendentes que se realizan por sustracción de los primeros arribos de tiempo para cada trazo. En este sentido es conveniente en verificar la consistencia de rupturas (interrupciones) y el alineamiento de ondas descendentes que son cruciales para el filtrado de velocidades subsecuentes.
- Con el filtrado de velocidades separa los componentes ascendentes de los descendentes del campo de ondas total. Los filtros utilizados son menos sensibles sin igualar muestras verticales y de cambios mas tolerantes en la forma de la señal que el filtrado F,K común.
- Autocorrelación de las ondas descendentes después del filtrado de velocidad en orden de seleccionar los parámetros de deconvolución propia.
- Deconvolución predictiva para remover múltiples, exige un conocimiento detallado del campo de ondas completo que contiene todos los múltiples concediendo el diseño de operadores de deconvolución más largos y potentes. Estos operadores son calculados y aplicados a cada nivel de modo separado: en este sentido los largos periodos de múltiples pueden ser deconvolucionados sucesivamente. En la figura (IV.10) se muestra la deconvolución de múltiples. Los eventos se dan aproximadamente a los 200 ms después del arribo directo que sobre los datos que han sido removidos al final de la onda descendente mostrada.

- Autocorrelación: después de la deconvolución predictiva se verifica la eficacia del filtrado. La deconvolución de la forma de onda por remoción de efectos de señal generada por la fuente y resolución mejorada: la deconvolución de trazas puede transformarse a fase cero o una señal de fase mínima, preservando las características de deconvolución predictiva de rendimiento. Si la superficie sísmica ha tenido una forma de onda de fase cero u obtenido con vibradores, las ondículas apropiadas que se deconvolucionaron resultan útiles.
- Control de ganancia automática.
- Filtrado de la varianza de tiempo al igualamiento de datos de sísmica de superficie.
- Apilado de corredor: se suman todas las ondas ascendentes grabadas en la siguiente ventana del primer interruptor. Una longitud de ventana de entre 100 y 200 ms resultan sólo de los eventos primarios que son desplegados de eventos únicos alcanzando el trazo de la curva profundidad-tiempo.

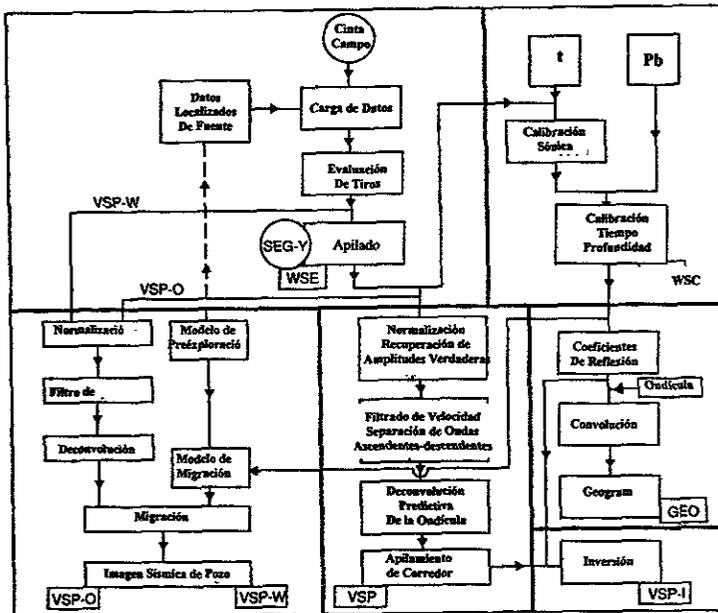


Figura IV.10. Esquema de procesado de datos obtenidos a partir de VSP. Ref[23]

4.5 Procesamiento de datos en sismica de pozos

4.5.1 Arreglo sísmico de imágenes (ASI) y adquisición de datos sísmicos (SAT)

Cada señal que pasa por el geófono se preamplifica mostrando una ganancia de 30 dB. La pre-amplificación sirve para amortiguar los geófonos a la respuesta de salida como resultado de la impedancia de entrada del pre-amplificador en series, con la impedancia de salida del geófono. Esta difiere de la configuración tradicional, en la cual el resistor amortiguado es conectado directamente a través del geófono, y tiene dos ventajas: se conservan los valores del resistor alrededor del amplificador, por lo tanto se limita al ruido eléctrico ; y conserva la sensibilidad del geófono a un máximo todavía mientras se mantiene el amortiguamiento requerido (del orden del 60%). Después que la señal es pre-amplificada, pasa a través de un pre - amplificador programado. Aquí la amplificación de la ganancia es seleccionada por el evaluador de registros en orden de maximizar la calidad de la señal. La señal varía de 6 a 72 dB en pasos de 6dB, permitiendo amplificar de 2, 4, 8,...,1024, 2048, 4096.

La señal amplificada ahora resulta apropiada, llevándola de manera previa a través del filtro antialiasing, antes que el muestreo (*sampling*). El filtro antialiasing es diseñado para frecuencias de corte sobre los 330 Hz, con 30 dB por cada octavo de inclinación.

La señal es muestreada cada 1 ms, entonces egresa a su propio intervalo.

Esta pequeña señal puede amplificarse más que una larga y la señal de salida puede enmascarar con el rango optimizado. Este tipo de amplificador utiliza la amplitud de la señal de entrada al control de la ganancia. El rango dinámico para la señal grabada con la herramienta de adquisición sónica es de 90 dB, pero el evaluador del registro carga y decide la ganancia del amplificador programable en cada grabación, el rango dinámico total disponible durante toda la prospección es de 156 dB.

Las muestras análogas de las ondículas son digitizadas y transformadas en un número de 12 bit (11 bit por la amplitud de la muestra, uno para esta señal). Tres bits son agregados para la ganancia de auto - rango, así la amplitud verdadera para la señal puede ser

recuperado en la superficie, sesenta bits de palabras son enviadas pozo - arriba al sistema de telemetría.

La señal una vez en la superficie, está libre de las distorsiones de cable. El sistema CSU también adquiere información grabada por geófonos situados en la superficie, controlando la energía sísmica de la o las fuentes.

El arreglo de procesadores se encuentra en el sistema CSU, cuya velocidad se incrementa rápidamente durante el proceso de adquisición de prospección con los vibros, haciendo rápidas correlaciones entre la señal bajo pozo y la señal del vibro.

La herramienta de adquisición de imágenes contiene un filtro Antialiasing colocado a 330 Hz con inclinación de 30 dB por octavo. Esta herramienta es capaz de muestrear a 1, 2 o 4 ms., el intervalo recomendado se da a 1 mseg. La frecuencia de Nyquist a 1 ms es a 500Hz, así, el filtro antialiasing, con una frecuencias de corte de 330Hz resulta efectivo. A 2 mseg se utilizan 250 Hz; si se usan 4 mseg a 125 Hz resulta problemático porque el ruido tiene un contenido de frecuencia de 175 Hz produciendo un Aliasing de 75 Hz.

V. APLICACIONES

5.1 Registro acústico

Se han desarrollado técnicas de método sísmico de reflexión para la búsqueda de hidrocarburos. El registro acústico se desarrolla para conocer la correlación entre las profundidades y tiempos de tránsito. El registro sónico de velocidades ha mejorado la conversión de tiempos y profundidades asociándolo a eventos de reflexión sísmica de las secciones con los correspondientes cambios físicos obtenido con el régimen acústico en pozos. Los tiros de verificación para la exploración de velocidades en pozos proporcionan intervalos de velocidades para la medición del tiempo entre la emisión de un pulso sísmico en la superficie y arribos del pulso del geófono que baja en el pozo. Una serie de tiros con geófono a diferentes profundidades, permiten calcular el tiempo que se incrementa de trayectoria del pulso en el geófono correspondiente al intervalo de velocidades. Este procedimiento permite medir el tiempo de tránsito de la superficie a la parte posterior del registro sónico.

El resultado va de acuerdo con el resultado de la sísmica de reflexión, pero difiere de los resultados que se pueden correlacionar con el registro sónico. Esta diferencia no es uniforme, en general se aleja más cuando las mediciones se hacen sobre los esquistos, particularmente a poca profundidad, donde el registro sónico a menudo es corrido para propósitos sísmicos únicamente (según Thomas, 1977).

La aplicación de estas observaciones implica que el registro sónico no es un observador de velocidades sísmicas. No únicamente se deriva de relaciones tiempo profundidad, aunque se relaciona comúnmente de este modo las amplitudes de las reflexiones de sismogramas sintéticos son incorrectos si las formaciones de cada lado de la interfase no tienen discrepancias sónico-sísmicas similares.

5.1.1 Causas de las discrepancias entre las velocidades sónicas y sísmicas

Tres causas principales se pueden considerar según Thomas (1977), para la diferencia de velocidades sónico-sísmicas:

- El espectro de frecuencia del pulso sísmico es de alrededor de 10 - 100 Hz, hasta para pulsos transmitidos por la herramienta de registro sónico que son de aproximadamente 10-30 kHz. El fenómeno se conoce como indicador de la dispersión del pulso sónico de alta frecuencia que puede atravesar la formación de modo irrelevante. De cualquier modo, este es un efecto menor. En muchos casos, la velocidad de ondas sónicas es considerablemente más baja que la velocidad de ondas sísmicas.
- La física de las mediciones sónicas puede hacerse en cada capa. La muestra de roca investigada no siempre es la muestra representativa en las mediciones sísmicas.
- También las mediciones sónicas de velocidad se complican cuando se hacen de modo erróneo, debido a la tecnología inadecuada o mal funcionamiento. El método de tiros de verificación es simple y acorde con los resultados de la exploración de reflexión. En este caso los resultados del registro sónico resultan poco confiables.

De estas dos últimas posibilidades contribuyen a la imprecisión del registro sónico, generando dos situaciones complejas para el analista de registros así como el caso de la sismología de exploración.

Las reflexiones acústicas se dan en interfases donde se tiene un cambio de impedancia acústica. Esta energía es relacionada a la magnitud de cambio. Simplemente se completa:

$$\text{Impedancia acústica} = (\text{densidad de bulk}) (\text{velocidad acústica}) \quad (5.1)$$

Un intervalo típico razonable de derivación de la densidad de Bulk en rocas sedimentarias comunes es de aproximadamente de 2.15 a 2.95 gr/cc. siendo un radio de aproximadamente 1.4. El rango correspondiente para la velocidad acústica es de alrededor de 6,700 a 20,000 pies/seg (50 a 150 μ s/pie) y un radio aproximado de 3.0. Por tanto, este cambio de

velocidad es el principal factor causante de las reflexiones, particularmente la densidad se incrementa conforme se incrementa la velocidad (ΔT disminuye).

El registro continuo de velocidad sónica ha mejorado en la conversión de tiempos a profundidades, asociándolo a eventos sobre las secciones de reflexión sísmica con los cambios físicos correspondientes grabados en el registro del pozo. Una combinación ordenada de estas dos funciones genera un sismograma sintético.

El registro sónico y el registro de densidad (cuando están disponibles) son convertidos a una escala de tiempo lineal. Los valores de coeficientes de reflexión son calculados para todos los cambios de velocidad o impedancia acústica si la densidad es incluida. En este caso no nos detendremos a analizar las características de registro de densidad debido a que escapa del alcance de este trabajo. Los trazos de reflexión en los pozos, que están en capas horizontales de pozos verticales, presentan ciertas limitaciones en el procesamiento de los datos sísmicos de reflexión. Aunque esto no resulta exactamente cierto en todos los casos.

Comparaciones entre sismogramas sintéticos y trazas de reflexión a menudo muestran un tiempo de acoplamiento poco consistente (pobre). Usualmente los sismogramas sintéticos aparecen con un *estiramiento*, comparado con la sección sísmica de reflexión. El promedio de intervalo de velocidades calculados de reflexiones sísmicas actuales, muestra diferencias correspondientes con el promedio de velocidades sónicas en los mismos intervalos (figura V.1).

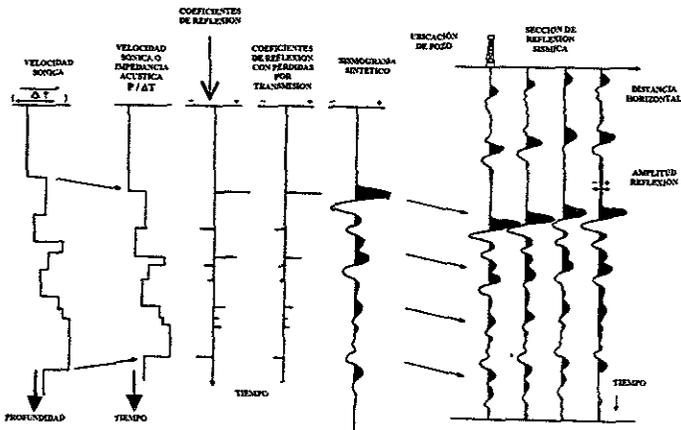


Figura V.1. Se utilizan sismogramas sintéticos para ilustrar como se generan desplazamientos tiempo vs. Profundidad. Los intervalos de velocidades calculados de las reflexiones sísmicas muestran diferencias correspondientes con el promedio sónico de velocidades. Ref[20]

5.1.2 Parámetros de porosidad

El registro acústico en pozo (herramienta de Imagen de dipolo sónico) se aplica ampliamente como método para determinar la distribución de la porosidad de las rocas sedimentarias de cada capa de la formación. Para determinar la porosidad de la formación se aplica la ecuación de Wyllie obtenida de numerosas investigaciones en laboratorio:

$$t_{reg} = \phi t_f + (1-\phi)t_{ma} \quad (5.2 a)$$

ó

$$\phi = (t_{reg} - t_{ma}) / (t_f - t_{ma}) \quad (5.2 b)$$

donde:

ϕ = (Volumen de espacios en el sólido)/(Volumen total de la muestra).

t_{reg} , es la lectura del registro sónico en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

t_{ma} , es el tiempo de tránsito en la matriz.

t_f , tiempo de tránsito en el fluido de saturación (189 $\mu\text{s}/\text{pie}$ en lodo con agua dulce).

Para las diversas litologías de la formación se aplica la relación de Wyllie, aunque se aplican correcciones en el registro. En ocasiones se tiene porosidad secundaria que resulta en pequeñas cavidades (vesículas) y microfracturamiento cuya dimensión es mayor que los poros de la formación.

La velocidad de ondas sónicas depende de la porosidad primaria o inicial de la formación (la porosidad primaria se define como la cantidad de espacios que no están ocupadas por sólidos. Estos espacios se generan en el momento de la depositación).

En formaciones con vesículas la velocidad del sonido depende de la porosidad primaria (en la mayoría de los casos) y la porosidad obtenida por el registro sónico por medio de la fórmula tiempo promedio. La ϕ_t tiende a ser baja debido a que su valor se aproxima a la de la porosidad secundaria.

Al conocer la porosidad ϕ_t (porosidad total) con ayuda del registro de densidad o neutrón de una formación que presenta porosidad primaria ϕ_1 y porosidad secundaria ϕ_2 se puede determinar entonces la cantidad de porosidad secundaria, con la fórmula:

$$\phi_2 = \phi_1 - \phi_{sv} \quad (5.3)$$

Cuando las formaciones no están suficientemente compactada, los valores de t observados son mayores a los que corresponden a la porosidad de acuerdo a la fórmula tiempo promedio. La relación $\phi(t)$ aproximadamente lineal. En estos casos se aplica a la ecuación (5.1) un factor de corrección empírico C_p para proporcionar una porosidad mas real $\phi_{sv \text{ COR}}$:

$$\phi_{sv \text{ COR}} = (t - t_{ma}) / (t_f - t_{ma}) \cdot 1/C_p \quad (5.4)$$

donde $C_p/100$ es la velocidad sónica en capas cercanas a las arcillas. El factor de corrección de compactación $1/C_p$ se determina mejor al comparar ϕ_{sv} con porosidad real obtenida por otra fuente.

Se aplican varios criterios para conocer C_p , como son: conocer R_o (resistividad entre R_w) para obtener F , $F = R_o/R_w$, gráfico de tiempos de tránsito del registro sónico vs densidad de la matriz (ϕ_D) que comparen los valores obtenidos, además de la acumulación de puntos utilizando correlación por medio de la ecuación $C_p = \phi_{sv}/\phi_D$.

Existen otros métodos empíricos para obtener el factor C_p , pero detallar cada uno implicaría un capítulo de correcciones.

El conocer las porosidades de la formación a través de los tiempos de tránsito de el registro acústico es un método poco costoso y muy utilizado en la exploración de petróleo y caracterización de yacimientos una vez localizado.

En ocasiones el registro puede presentar algunos problemas operando en pozos cerrados. De ahí que al implementar el registro sónico de espaciamiento largo y el sónico compensado en pozo (BHC y LSS, no incluidos en este trabajo) han separado los problemas de refracción en la parte superficial del pozo (zona cementada). El utilizar registro sónico compensado resuelve fácilmente el problema de la velocidad de ondas acústicas *in-situ*. Este problema difícilmente se resuelve en el caso de núcleos extraídos de las paredes del interior del pozo a diversas profundidades (utilizando una herramienta *nucleadora*) y que presentan una porosidad diferente en el laboratorio, cuando se analizan en superficie. Esto se debe a que las condiciones de presión y temperatura son varias veces mayores en el interior del pozo que en la superficie. Esto también indica que el armazón

(esqueleto) de la roca se expande cambiando su volumen debido a que los poros de la roca también se expanden al experimentar menor presión.

5.1.3 Parámetros de elasticidad

La densidad y velocidad en las grabaciones de datos en el registro acústico, viene de ondas transversales y longitudinales. Los módulos elásticos de las rocas pueden determinarse utilizando las siguientes ecuaciones:

Módulo de Young:

$$\begin{aligned}
 E &= (9k\rho V_T^2)/(3k + \rho V_T^2) \\
 &= (\rho/\Delta t r^2) (3\Delta t r^2 - 4\Delta t t^2)/(\Delta t r^2 - \Delta t t^2) \times 1.34 E10 \text{ (psi)}
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

Módulo de Bulk:

$$\begin{aligned}
 k &= \rho (V_L^2 - 4/3 V_T^2) \\
 &= \rho (3\Delta t r^2 - 4\Delta t t^2)/(3\Delta t r^2 - \Delta t t^2) \times 1.34 E10 \text{ (psi)}
 \end{aligned}
 \tag{5.6}$$

Módulo de Esfuerzo:

$$\mu = \rho \Delta t r^2 = (\rho/\Delta t r^2) \times 1.34 E10 \text{ (psi)}
 \tag{5.7}$$

Radio de Poisson:

$$\begin{aligned}
 \sigma &= \frac{1}{2} ((V_L^2/V_T^2) - 2)/((V_L^2/V_T^2) - 1) \\
 &= \frac{1}{2} (\Delta t r^2 - 2\Delta t t^2)/(\Delta t r^2 - \Delta t t^2)
 \end{aligned}
 \tag{5.8}$$

5.1.4 Imagen de sónico dipolar (DSI)

La DSI hace mediciones con ondas Stoneley (registradas) de alta calidad para la evaluación de fracturas. La onda Stoneley encuentra las fracturas abiertas que se encuentran en el pozo. Algo de esta energía es reflejada debido a los contrastes de impedancia acústica en la frontera. El procesado de los datos adquiridos de las ondulaciones de las Stoneley que miden los coeficientes de reflexión para determinar la separación (o junta) de la fractura.

El registro proporciona un VDL de ondulaciones Stoneley en el carril derecho. Varias reflexiones son arribos visibles descendentes cuando la herramienta se encuentra debajo del reflector y se comporta ascendente cuando la herramienta se encuentra sobre del reflector. El coeficiente del reflector se encuentra en color verde en el carril de la izquierda, mostrando las fracturas abiertas (figura V.4)

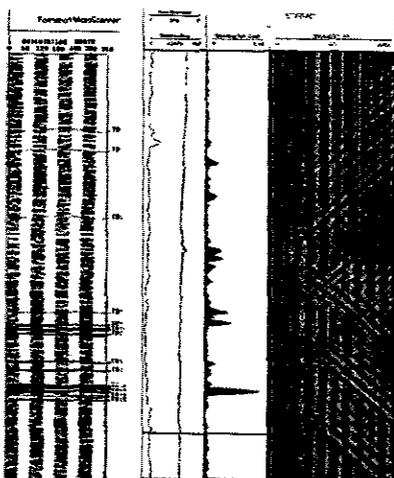


Figura V.4. El registro muestra fracturamiento a partir de ondas Stoneley. Ref[6]

Análisis de propiedades mecánicas: La estabilidad del pozo durante la perforación es de sumo interés, así como la producción en formaciones suaves. Si el peso del lodo es bajo, entonces la formación puede colapsarse junto con el pozo. Si resulta alto se requiere la ubicación de fracturas para prevenir los daños por invasión.

La estabilidad de la toma de registro en pozo durante la perforación optimiza el uso de fluidos de perforación en la sección abierta, hasta el momento en que se llega a la zona

cerrada. Durante la producción, esto ayuda a evitar el exceso de presiones (figura V.5) en la zona de areniscas productoras.

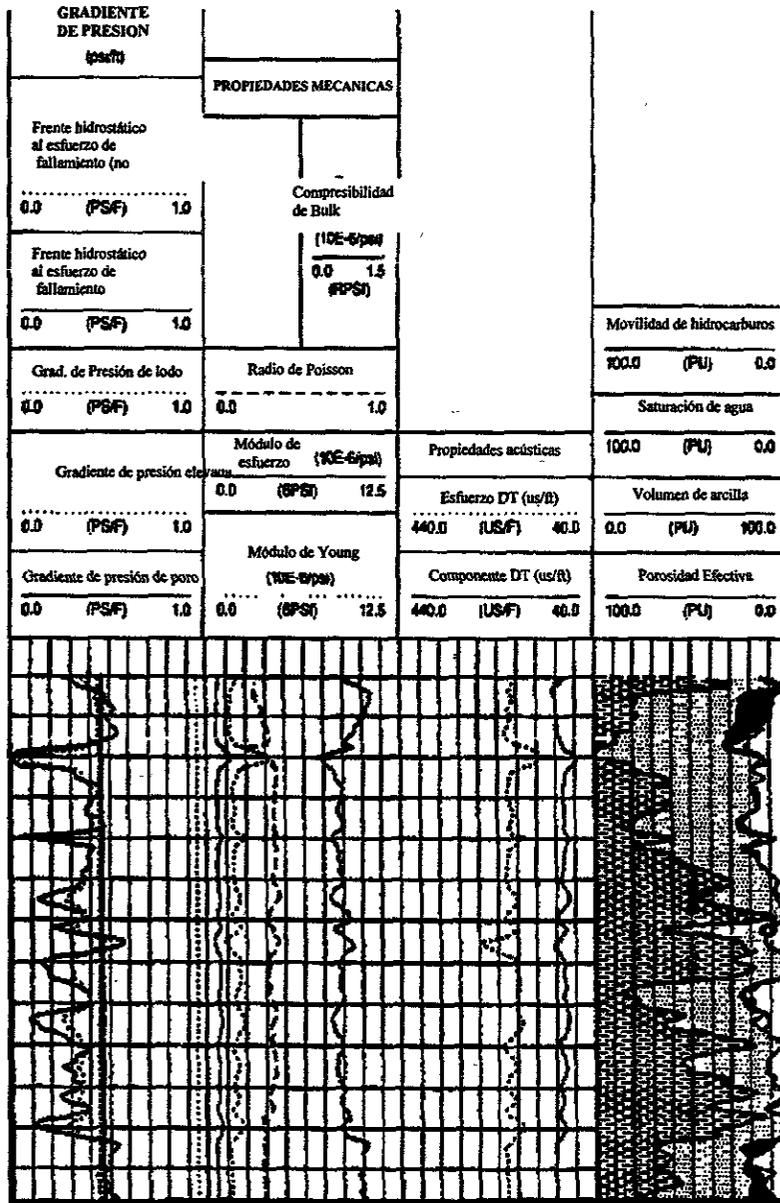


Figura V.5. Propiedades mecánicas de la formación obtenidas a través del DSI. Ref[6]

Con la medición de la disminución de esfuerzos la DSI mejora la evaluación cuantitativa de todas las propiedades mecánicas de las rocas de la formación. Estas se utilizan junto con datos de esfuerzos terrestres en modelos de fallamiento de roca, con esto se cuantifica la estabilidad del pozo.

A continuación se enumeran las propiedades mecánicas obtenidas:

Gradiente de Presión (Ps/F):

- Frente hidrostático de esfuerzos de fallamiento (zona sin invasión).
- Frente hidrostático a esfuerzos de fallamiento (zona invadida).
- Gradiente de presión de arcillas.
- Gradiente de presión excesiva.
- Gradiente de presión de poro.

Propiedades Mecánicas (10 E-6/psi):

- Compresibilidad de bulk.
- Radio de Poisson.
- Módulo de esfuerzo.
- Módulo de Young.

Propiedades Acústicas (Vs/psie):

- Esfuerzo DT.
- Componente DT.
- Movilidad de hidrocarburos.
- Agua saturada en la formación.
- Volumen de arcilla.
- Porosidad efectiva.

5.1.5 Sónico digital (SDT)

La herramienta adquiere datos cuando se adhiere a la pared del pozo con un brazo mecánico que tiene al lado contrario del arreglo de geófonos.

Además de los datos estándares de ondas P , que adquiere la herramienta SDT, permite la evaluación de las propiedades mecánicas de las capas más delgadas de la formación, determina la porosidad de la formación aún con pozo cementado, detección de fracturas y aplicaciones sísmicas.

Análisis de Areniscas: Una importante aplicación es la identificación de las capas de areniscas que se encuentran en producción. El contraste entre las areniscas menos consolidadas y las más consolidadas permite una rápida identificación de valores. Esto es relevante cuando se hace una planeación completa de la caracterización.

Se puede omitir la interpretación de ondas transversales considerando las ondas transversales triaxiales efectivas. Se pueden aplicar a modelos de areniscas saturadas de gas a las zonas de fallamiento en condiciones de producción cuando las condiciones de presión del pozo perforado exceden a la presión de flujo prevista, P_{wf} .

Determinación de fracturamiento hidráulico: La medición de las ondículas sónicas se utilizan para obtener información cuantitativa de las propiedades mecánicas de las rocas para la determinación de fracturamiento hidráulico.

El factor que más influye en la limitación de fracturamiento vertical de fracturas *in-situ*, siendo las diferentes trayectorias de esfuerzos (principalmente radiales). Las velocidades medidas de ondas compresionales y de esfuerzo, se utilizan para calcular las propiedades elástico-dinámicas de las rocas. La información combinada con el análisis del módulo de bulk produce una gráfica de la distribución de esfuerzos *in-situ* y del volumen (carga) de hidrocarburos de la zona de la formación. Estos datos magnifican el tratamiento de la densidad de fluidos, también son utilizados para la predicción del comportamiento de migración de fracturas que se encuentran en el fondo del pozo debido a la presión. El crecimiento de fracturas hidráulicas verticales se controlan inyectando a presión algún fluido con densidad cercana a la de la formación.

Un modelo de predicción de crecimiento de fracturas verticales penetrando en las capas que rodean la formación para una fractura iniciada con un esfuerzo pequeño, a una capa que se utiliza como referencia para calcular la altura del fracturamiento total en el pozo, se le aplica una inyección de fluido que contrarreste la presión. Para calcular la altura de la fractura se utiliza constantemente el volumen de fluido en las fracturas. Este método para calcular el alto fracturamiento concede el cálculo simultáneo de las fracturas desarrolladas, tanto amplitudes como longitudes para su utilización en modelos pseudo-tridimensionales (2 ½ D).

Detección de fracturas: Las ondículas sónicas son muy sensibles en la detección de fracturas: es difícil aislar los efectos de fracturamiento utilizando sólo ondículas sónicas, indicando las similitudes para las fronteras entre las capas y los mejores cambios de permeabilidad. Con las grabaciones de ondículas sónicas es posible examinar la energía y el espectro de frecuencia asociada con las ondas compresionales y transversales. Esta información combinada con indicadores tradicionales de fracturas de pozos elípticos, resistividad diferencial, densidad de la formación, densidad de bulk, absorción fotoeléctrica y análisis de esfuerzos *in-situ*, proporcionando un índice de probabilidad de fracturas para cada zona.

Pozo cerrado: En pozo cerrado las señales atenuadas disminuyen rápidamente y los primeros arribos dominan los datos adquiridos de la formación. Es decir, la señal procesada detecta cementaciones justo cuando se detecta la formación cerrada. En un pozo mal limitado (o mal ligado a la cementación), el acero se comporta como frontera libre de esfuerzos vibrando axialmente y creando una fuerte señal de cementación, impidiendo una correcta comunicación de energía sónica a la formación.

Radio de velocidades, V_p/V_s : El arreglo sísmico se utiliza para correlacionar datos sísmicos, distinguiendo las capas con gas de las amplitudes anómalas utilizando el radio de velocidades de ondas P, entre las velocidades de ondas transversales (V_p/V_s) como datos y para sismogramas con ondas S. El radio de Poisson tiende a disminuir conforme disminuye la porosidad siendo los sedimentos más consolidados. La alta porosidad en areniscas

saturadas de salmuera tiene radios de Poisson de 0.3 a 0.4. Cuando las areniscas con alta porosidad están saturadas con gas presentan radios de Poisson anormalmente bajos. Además el cálculo del radio de Poisson para ondas P y S, resultan de utilidad en la identificación de relaciones de gas con amplitudes anómalas.

Detección de Gas: En formaciones que tiene una invasión de baja a moderada, el arreglo sísmico auxilia en la detección de capas con gas, al detectar salto de ciclo).

Evaluación de Capas Delgadas: El largo espaciamiento entre los detectores (6 pulgadas) en la herramienta, permite una alta resolución en los tiempos de tránsito (Δt). Las 12 pulgadas es la razón de proporción que provee la información necesaria para la identificación de capas delgadas y zonas laminadas, por medio del arreglo transmisor receptor.

Indicadores de permeabilidad con ondas stoneley: Las ondas Stoneley (ondas de tubo a bajas frecuencias) responden a varios factores de la formación, incluyendo la permeabilidad de la matriz y fracturas abiertas. Puede analizar el pulso de presión guiado por la dirección axial de perforación del pozo creando movimiento de fluidos en la zona de permeabilidad efectiva. Esto causa una reducción en el nivel de energía de las ondas Stoneley, disminuyendo su velocidad, que además es afectada por el tamaño del agujero, formación y características de la herramienta.

Con la tecnología de grabación digital, filtrado y procesado, la energía de las ondas Stoneley es calculada y utilizada como indicadora de las zonas permeables. En yacimientos carbonatados, una buena porosidad no implica una alta permeabilidad cuando las vesículas no están interconectadas, esto sucede en el caso de porosidad escasa o porosidad móldica.

5.2 Sísmica de Pozos

Las herramientas de sísmica de pozos pueden analizar trayectorias (rayos) no verticales, captando todo el campo de ondas debido a que están compuestas de tres geófonos en tres

componentes diferentes o triaxiales. Las herramientas ASI y SAT están diseñadas para levantamientos complejos en pozo. La información generada por los geófonos triaxiales separa los diferentes tipos de ondas, obteniendo la imagen correcta de los puntos de reflexión. Proyectando la información en cada plano de referencia, se proyecta en un nuevo sistema de coordenadas (figura V.2). En este caso, la onda P directa de la fuente de energía está linealmente polarizada, la dirección del movimiento de partículas es la misma que la dirección de propagación del frente de onda. La deformación de los ejes X y Y que se encuentran horizontales, son rotadas para encontrar la máxima amplitud en el primer arribo. Esta orientación se obtiene por medio de hodogramas a partir de los valores de X y Y en función del tiempo, siendo relativa a la posición de la herramienta. El vector horizontal máximo, HMX, es por lo tanto, paralelo al movimiento horizontal de las partículas del primer arribo de onda P. Este movimiento horizontal de partículas se debe principalmente a las ondas P y SV que se propagan en el plano vertical definido por la fuente y el receptor. El vector horizontal Mínimo, HMN, contiene el movimiento horizontal de partículas que es perpendicular al plano en el que se encuentran tanto fuente como receptor. Este plano está compuesto de propagación de ondas SH.

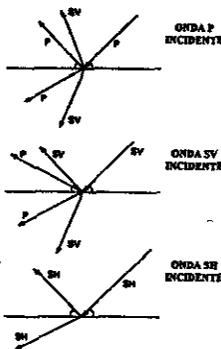


Figura V.2 Propagación de ondas en la formación. Ref[16]

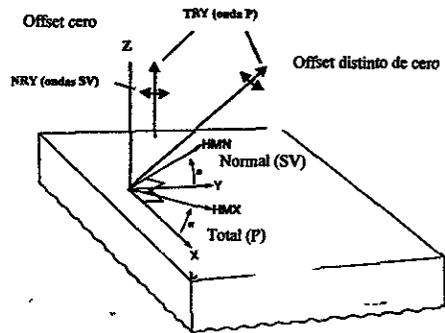


Figura V.3 Los detectores captan señales de propagación en las componentes HMX, HMN, NRY, TRY. Ref[16]

El vector HMX puede ser analizado junto con el eje vertical Z, para obtener mayor información sobre el campo ondulatorio total con propagación de ondas P y SV. El eje Z y

el vector HMX son analizados por medio de hodogramas del plano P-SV para encontrar la orientación de máxima amplitud del arribo de onda P directo. Esta orientación corresponde al eje TRY, tangente al primer rayo. El vector TRY aísla la energía polarizada en la dirección del primer arribo P directo. El vector NRY, normal al rayo directo es perpendicular al vector TRY, polarizando la energía en la dirección del primer arribo de onda P directo. Estas proyecciones que son rotaciones simples, son igualmente válidas en pozos verticales así como en pozos desviados.

La información registrada por los ejes de la herramienta se rota y se proyecta para filtrar los distintos tipos de ondas (P, SV, SH, Stoneley y ondas de tubo), poniendo máxima atención en la ventana de los eventos deseados figura (V.3).

- **TRY** destaca las ondas compresionales (P) descendentes y las ondas transversales (SV) ascendentes.
- **NRY** destaca las ondas transversales (SV) descendentes y las ondas compresionales (P) ascendentes.
- **HMX** destaca las reflexiones en las capas de la formación.
- **HMN** destaca las ondas cortantes (SH) que se desplazan fuera del plano del plano en que se encuentran la fuente y el receptor.

Estos métodos de análisis son específicos para la información vectorial obtenida con herramientas de pozo, equipadas con arreglos de geófonos triaxiales. Las herramientas triaxiales tienen un intervalo de precisión con mayor información y calidad de datos que las herramientas de arreglos convencionales (uniaxiales).

Las características de este tipo de herramientas, son:

- Separación de campos de propagación de ondas P y SV, lo que resulta en imágenes más claras y de mayor confiabilidad en la sísmica de pozos.

- Campo de ondas de amplitud real, lo que proporciona una mejor estimación de los contrastes de velocidad (o de impedancia cuando se conoce la densidad) y coeficientes de reflexión y transmisión.
- Detección de arribos laterales para el análisis de fallas, fracturamiento y capas de buzamiento.
- Velocidades de ondas compresionales y transversales para aplicaciones en fracturamiento de formaciones y en mecánica de rocas.

La información en estos casos se aplica a un modelo sísmico que incluye información geológica y de sismología de superficie. La información del modelo se correlaciona con información de VSP, lo cual ayuda a verificar los horizontes de la reflexión o los cambios de impedancia acústica de la sección hecha con sismología de superficie.

5.2.1 Arreglo sísmico de imágenes (ASI)

La herramienta triaxial, ASI, proporciona registros en dos y tres dimensiones para datos de VSP y tendidos de espaciamientos cortos de un geófono por traza (walkaway), en la exploración de pozos verticales y desviados. Proporciona una alta calidad en la adquisición de datos de VSP en cuanto a ondas compresionales y transversales.

A continuación se mencionan algunas características:

- Los pozos desviados no afectan la ejecución de la herramienta.
- Proporciona tres registros digitales.
- El tiempo de adquisición es reducido al de una herramienta de nivel único.
- Posee un mecanismo magnético de rotación permanente con fuerza de anclaje de 135 lbn.
- El control de calidad es mejorado por el monitoreo *in-situ* en el pozo

El sistema triaxial de los geófonos se encuentran en un paquete que proyecta la información en forma ortogonal (X,Y,Z), posterior al procesado.

5.2.2 Adquisición de datos sísmicos (SAT)

Por bloqueo de juego de datos acorde a la identificación de intervalos geológicos de registros en las curvas de velocidades internas de ondas P y S, son construidas con el radio de poisson V_p/V_s . Este radio correlacionado con la geología se proporciona cantidades estimadas de las propiedades elásticas de la formación (figura V.6).

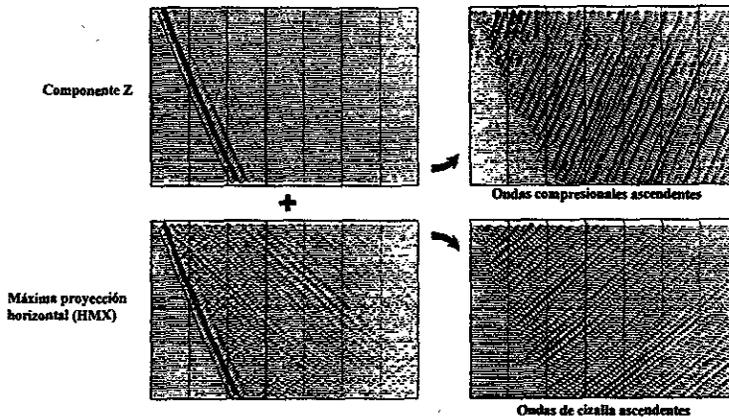


Figura V.6 Las propiedades de la formación son identificadas por ondas ascendentes, descendentes y HMX. Ref[19]

- Determinación de ángulos de arribo.
- Identificación de efectos basados en la dirección de propagación.
- Separación de ondas P y S.
- Extracción de información cuantitativa para presentación de amplitudes en el proceso (variación de los coeficientes de reflexión contra ángulos de incidencia).

- Extracción de migración precisa en P y S en secciones sísmicas de exploraciones individuales.
- Determinación de velocidades precisas P y S ligadas a las propiedades mecánicas de las rocas.
- Extracción del radio de Poisson y su relación a la litología.
- Detección de arribos laterales así como la detección de fallas y capas profundas en pozos, domos salinos y determinación de los flancos de arrecifes.

5.3 Perfil sísmico vertical (VSP)

5.3.1 Características del VSP

El VSP faculta la adquisición de información estructural (posiciones de reflectores y fallas). Sustenta la interpretación sísmica superficial identificando múltiples. También contribuye a la caracterización de propiedades litológicas, impedancia acústica y el radio V_p/V_s , mostrando la profundidad y atenuación del medio. Entre otras propiedades:

- Graba la información de los coeficientes de reflexión de banda limitada con la deconvolución en VSP.
- Posibilita la grabación de trazos sísmicos reales en el pozo con mucha mayor confiabilidad que la información de sismogramas sintéticos.
- Mide los contenidos espectrales de la señal sísmica descendente como función de profundidad figura (V.7).
- La grabación de señales con mejoramiento del contenido de altas frecuencias que cruzan las capas (una sola vez) que son altamente absorbentes y que se encuentran cercanas a la superficie.
- Mejoramiento en la resolución sísmica de características estratigráficas sutiles en el área cercana al pozo, así como cada falla o fracturamiento.
- Graba la reflexión de señales que no son recibidas en la superficie. Esto resulta de utilidad en áreas estructurales complejas.

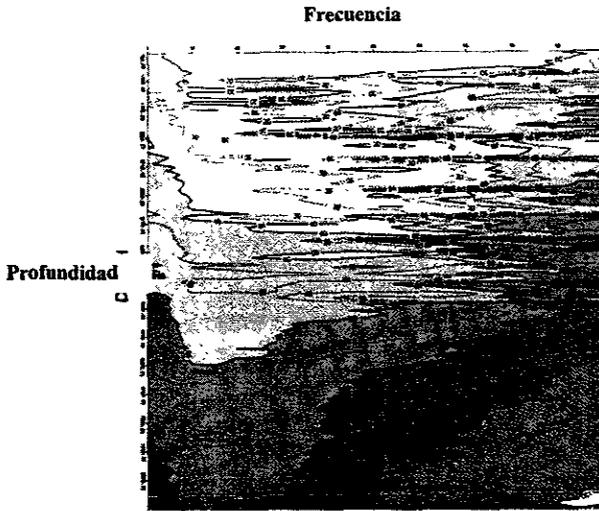


Figura V.7 Medición de contenidos espectrales de señal descendentes en función de la profundidad. Ref[23]

5.3.2 Método VSP

Tiros en Superficie

La trayectoria (1) de la figura (5.8) indica el método de sismica de reflexión.

La trayectoria (2) de la figura (5.8) ilustra el método de implementación más común en sismica de pozo. Se tiene una fuente sísmica en la superficie y un geófono situado a una

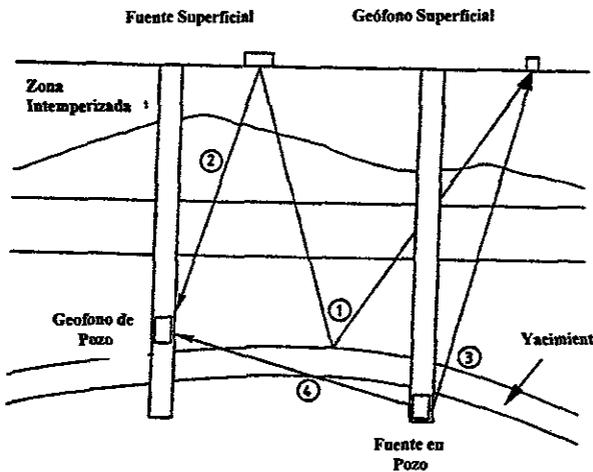


Figura V.8 Esquema que muestra las diferentes formas de obtener información por método VSP. Ref[11]

profundidad razonable en el pozo para grabar la señal sísmica. La fuente permanece en el mismo lugar mientras se toma el dato, posteriormente se mueve el geófono en el pozo.

El VSP se considera como un registro sísmico bajo pozo a frecuencias sísmicas. La resolución lateral se limita al primer diámetro de la zona de Fresnel. El campo de investigación lateral es equivalente a la resolución lateral en el caso de estratos de inclinación despreciable o cuando el pozo ha sido perforado perpendicularmente a las capas de la formación. Un método de incrementar la investigación lateral es grabar un juego de datos VSP utilizando una fuente con la cual sucesivamente se han hecho compensaciones para la boca (cabeza) del pozo. Para problemas con la geometría del pozo se utiliza la compensación (offset) de VSP.

El campo de investigación lateral del VSP utilizando una serie de compensaciones es limitado, si lo comparamos con la exploración de reflexión superficial. En cambio, el VSP tiene una excelente resolución en los estudios de caracterización de yacimientos.

Tiros en pozo

La trayectoria (3) de la figura (V.8), es la situación inversa de la trayectoria (2). La señal sísmica es emitida en el pozo y es grabado en la superficie. Esto requiere utilizar una fuente en el pozo. El receptor está compuesto de arreglos de geófonos en línea o en retícula. Este procedimiento produce la adquisición de series de compensaciones de perfiles sísmicos con una mínima ocupación del pozo. Las compensaciones (offset) en dos o tres dimensiones es crucial para comprender la geometría del yacimiento.

Las otras fuentes utilizadas en pozos incluyen tiros con explosivos (con carga disminuida para evitar daños en el pozo, comparadas con las cargas en superficie). En pozo también se utilizan cañones de aire de diámetro pequeño. Estas fuentes no son ancladas a la pared del pozo, agitando la columna de arcilla de perforación, generando ondas de tubo de alta energía que se porpagan a través del pozo. Estas ondas de tubo generan ondas volumétricas en zonas de impedancia acústica de importancia, cada una se observa en la superficie y en la parte inferior del pozo, tanto en pozo como en la fuente misma. Fuentes ancladas de tipo implosivo o ácida (de pesas) sobre el paquete, transmiten la energía sísmica más eficientemente en la formación. Debido a esto, el efecto de ondas de tubo puede ser atenuado (cuando no se requiere esta información). La presencia de ondas de tubo y ondas

secundarias de volumen ocultando el procesamiento e interpretación de datos sísmicos grabados para exploraciones VSP.

La resolución vertical es limitada por el acoplamiento de la fuente a la pared del pozo y los efectos de intemperismo en la zona cercana a los receptores (geófonos) de superficie.

Exploración sísmica de pozo a pozo

La trayectoria (4) de la figura (V.8) ilustra el principio de exploración sísmica de pozo a pozo. Este método se emplea principalmente en la ingeniería civil y en la exploración minera. Por tanto, se han desarrollado un gran número de aplicaciones a la industria petrolera cuando el objeto de investigación es poco profundo y cuando la distancia entre pozo y pozo es reducida (menor a 100 m). A este método también se le conoce como tomografía, el cual será mencionado brevemente en el último capítulo.

El método de VSP se aplica principalmente a:

1. Identificación de fronteras acústicas
2. Correlación de registros y líneas sísmicas en existencia. Las capas delgadas se resuelven por la información que aportan los altos contenidos de frecuencias figura (V.7).
3. Predicción de impedancia acústica en la parte inferior del pozo (TD). La zona de impedancia acústica es estimada por la interacción del VSP en confinamiento hasta que la atenuación resulta satisfactoria.
4. Algún múltiple ascendente está contenido en el campo de ondas ascendentes y puede ser reconocido como los eventos que no causan la línea directa de arribos. Las reflexiones terminan en el punto de origen.
5. Los múltiples descendentes son evaluados y el origen se deduce del desarrollo de la profundidad, recordando que las últimas reflexiones descendentes se producen sobre la herramienta.
6. La evaluación profunda figuras (V.9) y (V.10). Los reflectores sumergidos tienden a movimiento exterior (move-out) sobre el VSP vertical incidente. Los reflectores no inmersos son planos.
7. Delineamiento de fallas y detección de otras discontinuidades cercanas al pozo.

8. Refinamiento del proceso sísmico por suministro de parámetros exactos reprocesados con la variación de la profundidad. Los parámetros son: fase, velocidad, contenido de frecuencias, función de ganancia e identificación de múltiples en fuente.
9. Determinación de operadores de deconvolución óptima cercanos al pozo.
10. Evaluación de efectos precisos de dispersión de información en el medio terrestre sobre la impedancia acústica y fase de rotación.
11. Cálculo del factor de divergencia esférica.
12. Determinación de las propiedades de rocas por medio del radio de ondas P-S en el intervalo de velocidades.
13. Predicción de posibles zonas con presión excesiva en la cavidad a través de la identificación de zonas de anomalías de baja impedancia acústica.

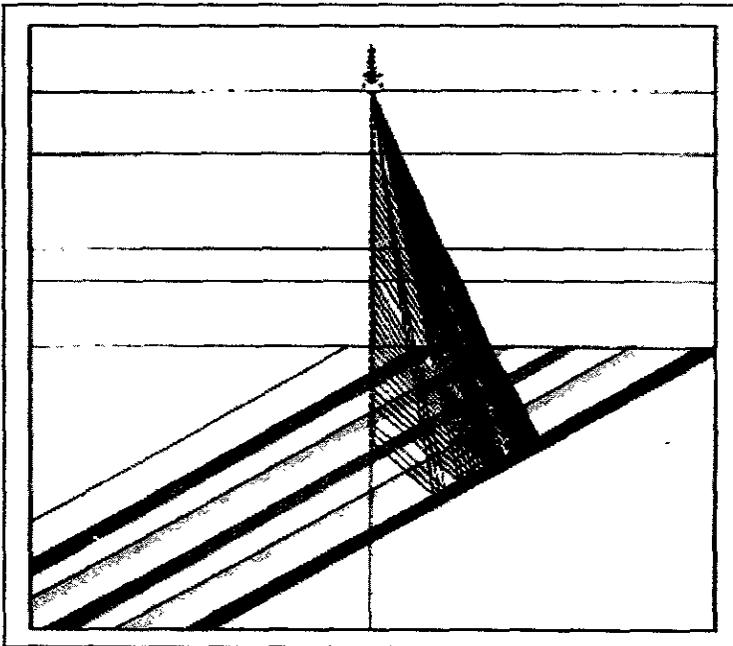


Figura V.9 trazado de rayos mostrando el comportamiento de un VSP para 40 posiciones de geófonos. Ref [23]

El establecimiento de ligas precisas entre los resultados del modelo de sismica superficial y el registro de pozo se hacen con las mediciones de velocidad del VSP de alta resolución figura (V.11).

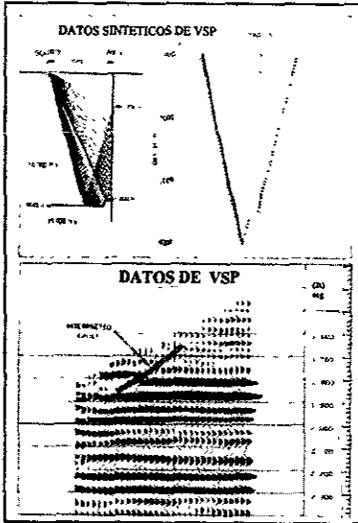
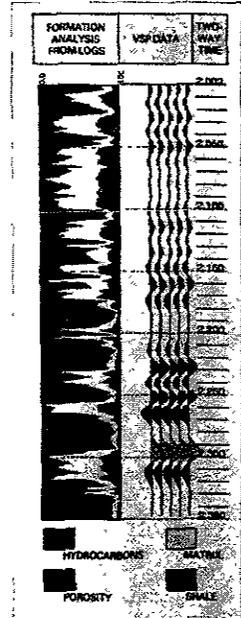


Figura V.11
Se utiliza sismica superficial y registro de Pozos Ref[23]

Figura V.10
Formas de trayectorias en datos sintéticos y forma de presentación una vez procesados. Ref[23]



La utilización de herramientas de tres componentes axiales en el pozo, se extiende en su uso al VSP para detectar la propagación de diferentes tipos de onda sísmica, como són: ondas P, S y ondas de tipo Stoneley (ondas de tubo).

La comparación de secciones sísmicas obtenidas utilizando ondas P, proven información de coeficientes de elasticidad de la formación, así como propiedades litológicas y petrofísicas. El radio de velocidades (coeficiente de Poisson) se obtiene de las velocidades de ondas P y S, (V_p/V_s) que está enfocado a determinar directamente el radio de Poisson:

$$\sigma = 0.5 [(V_p^2 - 2V_s^2)/(V_p^2 - V_s^2)] \quad (5.9)$$

En teoría, el radio V_p/V_s en un medio isótropo varía entre $\sqrt{2}$ e infinito, lo que corresponde al coeficiente de Poisson en el intervalo 0 a 0.5 en medios anisótropos, los radios V_p/V_s son menores que $\sqrt{2}$ y disminuye a 1.3, como en el caso de rocas saturadas de gas.

El radio V_p/V_s es un indicador útil en formaciones consolidadas y en no consolidadas, cuando se tiene impregnación de hidrocarburos. Mediciones detalladas han mostrado que σ tiende a un intervalo de 0.2 a 0.35, $V_p/V_s = 1.6$ o 2.2 para rocas compactadas y 0.35 a 0.48 con $V_p/V_s = 2.0$ ó 5.0 para rocas no consolidadas. En general, hablamos de radios V_p/V_s mayores que 2.0 ($\sigma > 1/3$), siendo a menudo característicos de formaciones no consolidadas con saturación de agua. Si los radios V_p/V_s son menores que 2.0, entonces se asocian a rocas bien consolidadas en los pozos, o arenas impregnadas de hidrocarburos, figura (V.12).

Siendo los gases más compresibles que los líquidos, las velocidades de ondas P en rocas saturadas con gas en general es mucho más bajo que las rocas saturadas con agua. En contraste, la velocidad de ondas S en las mismas condiciones muestra que prácticamente no hay variación, un ligero cambio se debe a las diferencias de densidad entre los dos fluidos.

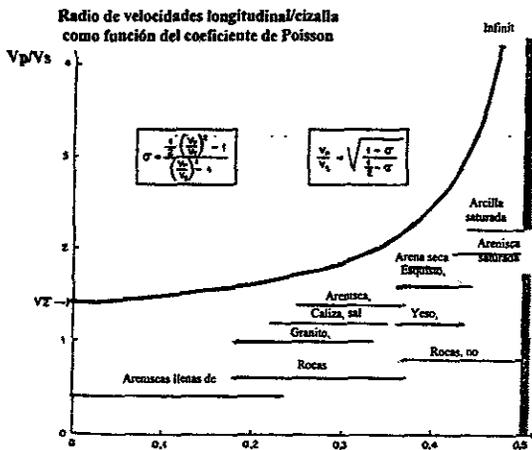


Figura V.12 El radio de velocidades obtenido a partir de ondas P y S permite conocer de forma aproximada la litología. Ref[11]

En trabajos de VSP los valores V_p/V_s se obtienen directamente de los primeros arribos de

ondas P y S a la misma profundidad del pozo. La relación de profundidad de ondas P y S en gráfica de tiempo contra profundidad, permite la identificación de horizontes geológicos en las secciones. Esto habilita el uso de radios V_p/V_s a lo largo de perfiles sísmicos enfocados a estimar parámetros de litología.

En la práctica, la precisión de los datos en la información litológica obtenida de este modo es limitada para la resolución vertical de métodos sísmicos superficiales. Para VSP se espera siempre una información litológica más detallada, al compararse con la información del perfil sísmico de sismología de superficie. La información depende de la resolución vertical del VSP.

De la misma información que se obtiene el radio de Poisson (σ), se obtiene el coeficiente de reflectividad que se define como:

$$A_1 = A_0 (1+C_1)/(1-C_1), \text{ donde } C = V_p/V_s \quad (5.10)$$

donde A_0 es la impedancia acústica del primer medio.

El registro de impedancia puede ser constreñido por el uso de valores de A_p con $A_p/A_0 =$ constante. Estos datos muestreados se encuentran en las relaciones complementarias involucran las series de coeficientes de reflexión.

La traza de VSP apilada se estima como función de la reflectividad. La impedancia acústica del registro se obtiene por la integración de trazos apilados. En este caso obtenemos los componentes de alta frecuencia de la impedancia del registro figura (V.13). Se busca comparar entre los registros de impedancia derivados del registro sísmico o de densidades con o sin filtro pasa-altas, y los valores de impedancia acústica se calculan por la integración de trazos de VSP apilados que se presentan en la figura (V.13).

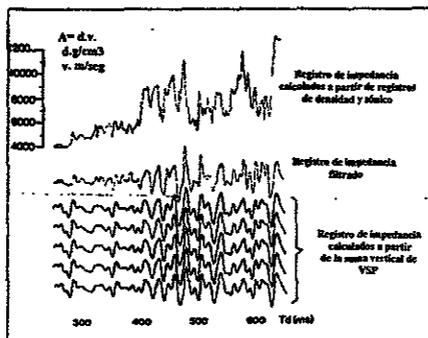


Figura V.13 Comparación entre registros de impedancia y valores de impedancia obtenidos con VSP. Ref[11]

5.3.3 Resolución lateral y vertical de VSP

Las ondas emitidas por la fuente sólo pasan a través de la zona intemperizada una sola vez. La señal sísmica recibida por el geófono en el pozo es muy abundante de altas frecuencias que graban los geófonos en superficie. La distribución de frecuencias de la señal sísmica recibida es limitada por el acoplamiento del o los geófonos de la herramienta. Este límite es mostrado por la resonancia de la frecuencia que se incrementa en formaciones circundantes que resultan más rígidas. El límite de la frecuencia de la resonancia es del orden de 150Hz para geófonos verticales. Con esto se evalúa el grado de acoplamiento cuando se recopila información litológica detallada, presentando anisotropía y atenuación de propagación sísmica.

El rango lateral de investigación de VSP es igual a la resolución lateral definida por el diámetro D , de la primer zona de Fresnel dada en la siguiente relación:

$$D = \sqrt{4 V/F D_S D_G / (D_S + D_G)} \quad (\text{en pozo}) \quad (V.11)$$

donde V es la velocidad sísmica, F es la frecuencia dominante. D_S es la distancia vertical entre receptor y reflector, D_G es la distancia vertical entre el receptor y reflector. En trabajos de sísmica superficial $D_G = D_S$. La resolución lateral de VSP es mayor que la superficie sísmica ($D_G < D_S$), siendo mejor cuando el reflector está cerca del geófono:

$$D = \sqrt{2 V/F D_S} \quad (\text{superficie}) \quad (V.12)$$

La investigación de exploración lateral de exploración VSP es muy limitada, pero se mejora por el uso en pozo desviado, incluso en perfiles de pozo vecino (Mari et al, 1991). En el caso de VSP se puede operar con una compensación (offset) en fuente.

5.3.4 VSP en pozo desviado

En pozo desviado, los geófonos son desplazados de modo vertical y horizontal (figura V.14). La fuente se mueve lateralmente para mantener la posición vertical sobre el geófono. Con las variaciones en la posición vertical del geófono es posible identificar y separar tanto ondas ascendentes como descendentes utilizando procedimientos descritos anteriormente. Para los grupos de ondas descendentes se utiliza deconvolución para los múltiples.

Los desplazamientos laterales de la fuente y geófono crean puntos de reflexión que se extienden lateralmente fuera del pozo. La sección sísmica, obtenida, corresponde a una sola cubierta plegada. Desde que la fuente es movida para cada posición de geófono, los datos VSP para pozos desviados es corregida cuidadosamente para evitar alguna variación lateral en superficies en condiciones de erosión. Estas correcciones son necesarias para prevenir formas estructurales ficticias en la sección. El cálculo de esta corrección debe ser cuidadosa debido a que no es posible utilizar programas de corrección estática residual sobre datos únicos de plegamiento.

Esto se nota en reflexiones primarias ascendentes que son creadas en interfases penetrando por el pozo, estando correctamente localizados en tiempo y espacio en el sitio del pozo, (figura V.14 y V15)

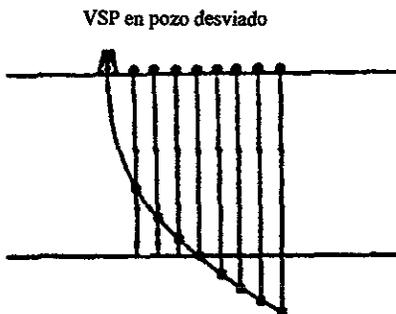


Figura V.14. Ref[23]

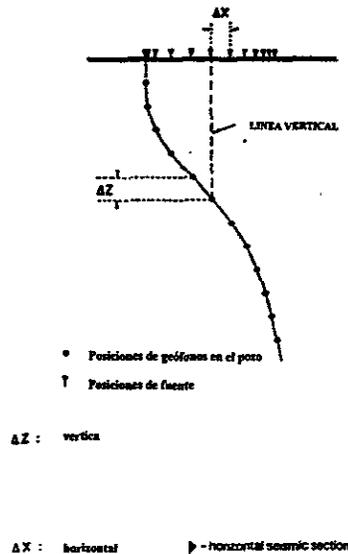


Figura IV.15 Principio de VSP en pozo desviado. Ref[11]

5.3.5 Perfil sísmico en pozo vecino

La calibración de profundidad de exploración sísmica superficial es uno de los primeros problemas de geofísica. Una solución consiste en comparar una pequeña superficie de alta resolución de exploración sísmica, además de un VSP normal. Este método es conocido como WVP y representa la exploración completa de sísmica de pozos. El WVP sirve como intermediario entre VSP y sísmica superficial facultando un amplio intervalo de investigación alrededor del pozo, mejorando en este aspecto al VSP. Haciendo la similitud, el VSP se extiende sobre un pequeño intervalo, menor al de exploración sísmica superficial. Esto provee una mejor resolución vertical y lateral que la técnica común de VSP.

La implementación de exploración de WVP involucra una base mostrada de receptores pasando por el inicio del pozo, tan cercano como sea posible considerando los problemas de acercamiento al pozo. La fuente tiene un amplio intervalo espectral movido a lo largo del arreglo de geófonos. La adquisición de datos de este método tiene mejor calidad que los trabajos sísmicos superficiales convencionales, en particular, el grado de acoplamiento del geófono es sencillo de calcular, porque permanece para obtener muestras durante todo el trabajo de exploración. Esto ayuda en la determinación de la corrección estática y permite la grabación de perfiles sísmicos de alta resolución. Se busca que las líneas de perfiles sean tan directas como sea posible, cuando comienzan a curverse se produce pérdida de definición de los datos y por tanto, pérdida de definición de las capas.

Una considerable ventaja de este tipo de exploración, comparada con el método VSP, es que la adquisición de datos completamente independiente de la operación en el pozo, es decir, no interrumpe las operaciones de perforación. Aunque el WVP tiene una resolución óptima, el nivel de ruido disminuye una vez que se han terminado las operaciones de perforación del pozo.

Otra ventaja es la extensión lateral de puntos de reflexión sobre el pozo, que es la misma para cualquier profundidad.

5.3.6 Tiros de prueba

A cada profundidad, el promedio de velocidad de la formación entre la fuente y los geófonos en el pozo se miden a través de la grabación de dos trazos figura (V.16). El trazo del detector superficial se utiliza para monitorear la señal y tomar en tiempo de la señal en el hidrófono y el trazo detectado en pozo muestra los arribos directos del geófono de la ondícula generada por la energía superficial de la fuente.

Los tiempos de tránsito son medidos del primer tiro (rompimiento) de la grabación en el hidrófono debajo del pozo. Este tiempo de ignición se define como la intercepción entre la línea cero y la línea de máxima inclinación de la interfase de la ondícula en la fuente. Varios tiros definen el mismo nivel y se aplican en orden de incrementar el radio señal/ruido. Asumiendo que el ruido es aleatorio, el apilamiento de n tiros mejora la señal ruido con $\sqrt{(n)}$.

Si el pozo es desviado o se hace una larga compensación de tiros, los tiempos de tránsito obtenido se convierten a tiempos verticales. La corrección de datos de referencia sísmica (SRD) es necesaria si la fuente está sobre o debajo de los datos sísmicos.

Los registros sísmicos son calculados por referencia de la exploración con tiros de verificación a fin de corregir los tiempos obtenidos de la integración de los intervalos de registro de tiempo de tránsito. El sísmico ajustado es utilizado para convertir tiempos de trayectorias sísmicas en profundidades y es también el principal parámetro en el cálculo de impedancia acústica de la formación, la cual es requerida para generar un sismograma sintético.

Las velocidades obtenidas de la formación por integración del registro sísmico difiere ligeramente de los que se obtuvieron superficialmente y la exploración con tiros de verificación, por las siguientes razones:

- Porque la velocidad de dispersión con la frecuencia, velocidades sísmicas (mediciones en bruto a 50 Hz pueden ser menores que las velocidades sísmicas a 20 000 Hz.
- Efecto del pozo. Cada uno es causado por la alteración de la formación (debido a la perforación) o invasión de lodo filtrado, que disminuye las velocidades aparentes del registro sísmico.

- Las mediciones sónicas Δt son diferentes de las mediciones sísmicas superficiales. Las velocidades de registro sónico se miden de modo continuo a lo largo de costado del pozo, hasta que las ondas sísmicas alcanzan las trayectorias hacia los geófonos con las cuales se acorta el tiempo.

El uso de transmisores más eficientes y sondas de largo espaciamiento reducen los efectos de estos problemas. A fin de ajustar el registro sónico correctamente así como la

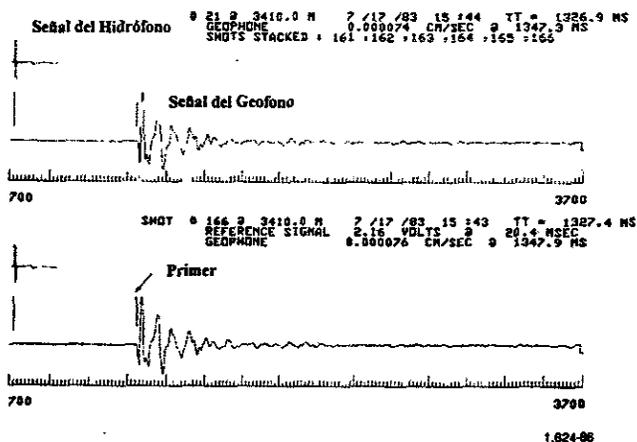


Figura V.16 Gráfico de obtención de tiros de verificación. Ref[23]

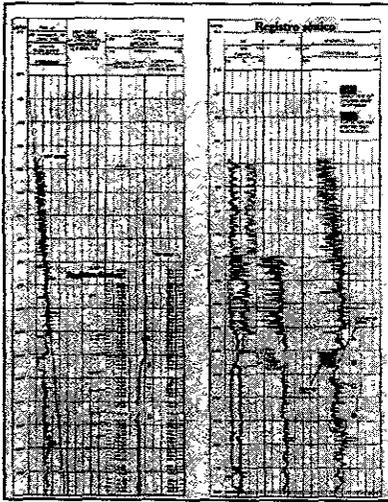
verificación de tiros es requerido por el SDR en la parte superior de la formación y a la parte superior del registro sónico, sobre y debajo del encajonado y en las zonas en las que el pozo está en malas condiciones.

Los registros grabados se editan a fin de corregir las lecturas afectadas por las condiciones del pozo. Si el registro de densidad y sónico no están disponibles en intervalos enteros, las secciones son construidas de los resultados del programa de evaluación sinérgica.

Los tiempos sísmicos son evaluados normalmente con tiros de verificación (chequeo con tiros), y las mediciones de registro sónico son ajustados de conformidad. Los ajustes

consisten del cálculo de arrastre de datos en bruto, seleccionando dicha curva se ajusta el registro sísmico. De este modo se verifican la validez de los resultados.

Los arrastres en bruto son definidos como la corrección de tiros en tiempo menos el tiempo sísmico integrado. La curva de arrastre (de datos) en bruto con posiciones para el ajuste de tiempo, o *doblamiento* sobre la curva de arrastre impuesto es determinada de acuerdo a la litología, condiciones de pozo, carácter del registro sísmico y datos de arrastre. La corrección es determinada por la curva de arrastre que se distribuyen sobre los tiempos de tránsito sísmico en el intervalo definido por doblamientos consecutivos figura (V.17 a).



Figuras (V.17 a) y (V.17 b), curva con deriva y curva correcta de sísmico, respectivamente. Ref[23]

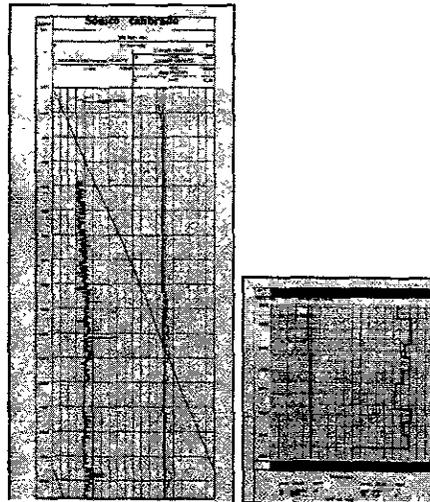


Figura (V.18 a) y (V.18 B), curva tiempo profundidad de correspondencia y curva de tiempo corregido vs. TVD, respectivamente. Ref[23]

Este primer tiro de verificación se encuentra a 830 mts. El arrastre es mínimo en la sección A, el cual se incrementa en la sección de mala calidad: pozo B. Y permanece consistente en las secciones C y D. En la figura (V.17b) el registro sísmico se encuentra con otros dos registros con los cuales ha sido corregido.

La anomalía de bajas velocidades en la zona B se ha incrementado, la corrección opuesta es requerida en la zona D. La figura (V.18a) muestra la correspondencia final

tiempo/profundidad con el promedio RMS e intervalo de velocidades, además del ajuste sónico.

Una versión de la última gráfica puede producirse en el sitio de pozo (siendo el mejor sitio) figura (V.18 b) muestra velocidades de intervalo y de tiempo total contra profundidad.

La verificación del ajuste sónico se hace por seguimiento de tiempo sónico integrado y tiempos de los tiros corregidos, que se dan a cada nivel de tiro con la aproximación de tiempos de tiro.

Agregando los datos previstos para calibración sónica, la verificación de tiros permite hacer una conversión de tiempo a profundidad cuando los datos del registro sónico no se han grabado. Esto mismo puede ocurrir en la superficie del pozo. Otra aplicación es la determinación de corrección de los tiempos de tránsito.

VI. CONCLUSIONES

El desarrollo de los fundamentos de propagación de ondas en pozos con condiciones ideales permite comprender mejor su relación con el proceso de adquisición y aplicación de las herramientas.

Es importante emplear las herramientas de registro sísmico digital y la de sísmico dipolar de imágenes, en la obtención de tiempos de tránsito de la formación, información de propiedades acústicas, gradiente de presión y propiedades mecánicas de la formación. Este tipo de datos permiten hacer una evaluación completa en cuanto a la caracterización y monitoreo de yacimientos

Las herramientas: arreglo sísmico de imágenes y de adquisición de datos sísmicos, tienen mejores avances tecnológicos. La obtención de datos en tres componentes por la disposición triaxial de geófonos, permiten obtener información sísmica más completa de la zona como son ondas ascendentes, descendentes y de cizallamiento.

Las herramientas sísmicas se pueden utilizar en pozo abierto o cerrado a diferencia de otros tipos de registros. Se aplican en los pozos sin importar el tipo de fluido de perforación utilizado, afectándole únicamente las velocidades de propagación de ondas que se presenten en el enjarre.

Las herramientas de sísmica de pozos se pueden aplicar en medios continentales terrestres y costeros. En medios marinos la aplicación se hace desde plataformas petroleras, en estas circunstancias muchos pozos se perforan con tendencia horizontal, lo cual permite la obtención de datos debido a las especificaciones técnicas de las herramientas.

Las limitaciones para la obtención de datos como litología, geometría del pozo, temperatura y presión hidrostática, se presentan en la mayoría de las formaciones, pero estas son superadas con el diseño de las herramientas.

La utilización de las herramientas sísmicas y sísmicas de pozo son fundamentales y necesarias para calibrar las secciones sísmicas de superficie.

Se relacionaron los tipos herramientas sísmicas y sónicas para mostrar a su vez un conjunto de propiedades específicas de las formaciones de interés. Las propiedades se estructuran del siguiente modo:

- Obtención de datos de velocidades a la cima de los cambios litológicos.
- Obtención de datos de propiedades estratigráficas – estructurales.
- Obtención de datos para la obtención de propiedades petrofísicas de las formaciones.

Todas estas herramientas se pueden aplicar en áreas como evaluación de yacimientos petroleros . Las herramientas pueden aplicarse en otras áreas de interés como es la geohidrología, pero los altos costos en la aplicación de estos registros limita en buena parte su aplicación. La industria petrolera es la más solvente en cuanto la inversión para exploración, utilizando herramientas de registros sónicos y sísmicos.

ANEXOS:

Anexo A

Ecuación de propagación de ondas

Dada la ecuación de propagación de ondas dentro de un pozo lleno de fluido:

$$\partial^2\phi_1/\partial r^2+(1/r) \partial\phi_1/\partial r+\partial^2\phi_1/\partial z^2=(1/\alpha_1^2) \partial^2\phi_1/\partial t^2 \quad (1)$$

$$\psi_1=0 \quad (2)$$

Las deformaciones y los desplazamientos tangenciales son cero (capítulo 2) debido a que no hay transmisión de esfuerzos del campo ondulatorio, siendo SH frentes de onda desfasados de ondas P y SV.

Si las ondas inciden en la frontera del cilindro -pozo- (Baltch et al 1984):

$$\partial^2\phi_2/\partial r^2+(1/r) \partial\phi_2/\partial r+\partial^2\phi_2/\partial z^2=(1/\alpha_1^2) \partial^2\phi_2/\partial t^2 \quad (3)$$

$$\partial^2\psi_2/\partial r^2+(1/r) \partial\psi_2/\partial r-\psi_2/r+\partial^2\psi_2/\partial z^2=(1/\beta_2^2) \partial^2\psi_2/\partial t^2 \quad (4)$$

La solución general se encuentra por separación de variables (White 1965):

$$\phi_1=[B_1 H_0^{(1)}(mr)+B_2 H_0^{(2)}(mr)] \exp(-ikz)\exp(i\omega t) \quad (5)$$

$$\psi_2=[C_1 H_1^{(1)}(m'r)+C_2 H_1^{(2)}(m'r)] \exp(-ikz)\exp(i\omega t) \quad (6)$$

donde:

$$k=\omega/c \quad m=\omega(1/\alpha^2-1/c^2) \quad m'=\omega(1/\beta^2-1/c^2)$$

En el caso de un medio como la tierra la propagación de ondas dentro de un pozo está dado por la siguiente relación: $\beta < \alpha < |c|$, sabiendo que el arribo de ondas P precede al de ondas S.

Se utiliza una sumatoria para describir todos los frentes de onda en el pozo, se representa de la forma integral:

Para el potencial ϕ_1 con $k=\omega/\alpha_1$

$$\begin{aligned} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \phi_1(r, k, \omega) \exp(-i\omega t) \exp(-ikz) dk dt = \\ \tilde{\phi}_1(r, k, \omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} [B_1 H_0^{(1)}(mr)+B_2 H_0^{(2)}(mr)] \exp(-ikz)\exp(i\omega t) \exp(-i\omega t) dk dt \end{aligned} \quad (7)$$

y para el potencial ψ_2 con $k=\omega/\beta_2$

$$\begin{aligned} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \psi_2(r, k, \omega) \exp(-i\omega t) \exp(-ikz) dk dt = \\ \tilde{\psi}_2(r, k, \omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} [C_1 H_1^{(1)}(mr)+C_2 H_1^{(2)}(mr)] \exp(-ikz)\exp(i\omega t) \exp(-i\omega t) dk dt \end{aligned} \quad (8)$$

y los potenciales son (capítulo 2, relaciones 2.15 y 2.16) :

B. Patrones de radiación de ondas compresionales y transversales en pozo

A continuación se describen los patrones de radiación de ondas compresionales y de esfuerzo, asumiendo que un pulso de presión unitario actúa en una corta distancia incidiendo en un pozo vacío. Podemos hacer comparaciones con los resultados de Heelan (White 1965) con propósito de examinar los efectos del fluido en el pozo, sobre patrones de radiación en ondas de cuerpo.

En la tabla I se hace un resumen del desplazamiento de campo lejano correspondiente a fuentes en pozo.

En la tabla I, E es un término escalar que solo determina la magnitud de campo de desplazamiento, Fp y Fs tomando en cuenta para los efectos en el pozo con fluido teniendo radiación de ondas P y S respectivamente.

Tabla I, desplazamiento campo lejano para fuentes en pozo simétrico.

Tabla I

Campo de desplazamiento para fuentes simétricas en pozo:			
E	F _p	F _s	Notas
$\frac{a^2 dF_0}{4\rho_0 \beta_1^2}$	1	1	Presión de fuente PoG(t) actuando en una corta longitud d en un pozo vacío (Heelan, 1953).
$\frac{-a^2 dT_0}{4\rho_1 \beta_1^2}$	$\left(\frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \frac{\beta_1^2}{\alpha_2^2} \cos^2 \phi \right)$ $\left(\frac{\rho_1}{\rho_2} + \frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \frac{\beta_1^2}{\alpha_2^2} \cos^2 \phi \right)$	$\left(\frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \cos^2 \phi \right)$ $\left(\frac{\rho_1}{\rho_2} + \frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \cos^2 \phi \right)$	Presión de fuente ToG(t) actuando en una corta longitud d en un pozo lleno de fluido.
$\frac{V_0 \rho_1}{4\omega \rho_2}$	$\frac{1}{\left(\frac{\rho_1}{\rho_2} + \frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \frac{\beta_1^2}{\alpha_2^2} \cos^2 \phi \right)}$	$\frac{1}{\left(\frac{\rho_1}{\rho_2} + \frac{\beta_1^2}{\alpha_1^2} - \cos^2 \phi \right)}$	Volumen de fuente de desplazamiento VoG(t) actuando en el eje del pozo lleno de fluido.

Note que el caso de esfuerzos radiales sobre la frontera de un pozo lleno de fluido, Fp y Fs se aproximan una unidad como la velocidad de onda P en el fluido aproximándose a cero. En el caso de una fuente con fluido (última línea de tabla I), Fp y Fs se aproximan a cero.

La velocidad de onda P en el fluido se aproxima a cero, debido a que la fuente está desacoplada para el medio.

En un pozo vacío, los patrones de radiación están controlados por la velocidad de ondas de esfuerzo y longitudinales en el sólido. Comúnmente, cuando el pozo contiene fluidos, los patrones de radiación dependen de las velocidades y densidades asociadas de fluido y sólido.

Los efectos del fluido en el pozo con las relaciones F_p y F_s pueden ser examinadas más claramente si escribimos los denominadores de F_p y F_s utilizando la velocidad de ondas de tubo. Los denominadores de F_p y F_s en la tabla I, pueden escribirse:

$$\beta^2/CT^2 - \beta^2 \cos^2\phi/\alpha^2 \quad \text{para } F_p \quad (1)$$

$$\beta^2/CT^2 - \beta^2 \cos^2\phi \quad \text{para } F_s \quad (2)$$

Cuando la velocidad de ondas de tubo se aproxima a la velocidad de ondas de esfuerzo y ϕ es pequeño, el denominador de F_s tiende a ser pequeño.

La figura I.1 muestra los efectos del fluido en el pozo de las cantidades F_p y F_s para esfuerzos radiales en una fuente como función de un ángulo polar ϕ , suponiendo para un sólido de Poisson ($\alpha=\sqrt{3} \beta$) y muestra el radio de densidad $\rho_1/\rho_2 = 2$. En la figura I.1 cuando α_2/α_1 (o equivalente, β_2/CT) incrementa, el efecto del fluido decrece monotónicamente. Cuando $\alpha_2/\alpha_1 = 3$ (o su equivalente, $\beta_2/CT = 2.4$), el efecto del fluido sobre los patrones de radiación de las ondas de se omite.

La figura I.2 muestra el efecto del fluido en el pozo sobre las cantidades F_p y F_s para un punto fuente utilizando los mismos parámetros como los de la figura I.1 los fluidos muestran efectos pronunciados sobre los patrones de radiación, también para este caso.

Proveniente de las figuras I.1 y I.2, las siguientes observaciones sobre los patrones de radiación puede ser:

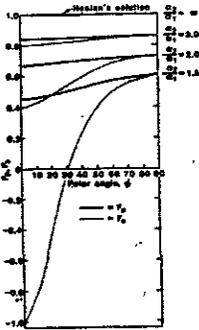


Figura I.1

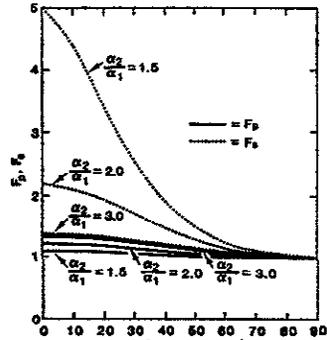


Figura I.2

Cuando las velocidades de las ondas de tubo, se aproximan a la velocidad de ondas S, el efecto del fluido es substancial. En contraste, si la velocidad de las ondas S es mucho mayor que la velocidad de ondas de tubo, los efectos de fluido pueden ignorarse. Los efectos del fluido sobre patrones de radiación de ondas transversales es mucho más pronunciado que los efectos sobre los patrones de ondas longitudinales.

Los efectos más significativos del fluido se dan en una dirección vertical del eje del pozo. La figura I.3 muestra patrones de radiación calculados en la tabla I, utilizando el sólido de Poisson con $\beta_2/C_T = 1.12$.

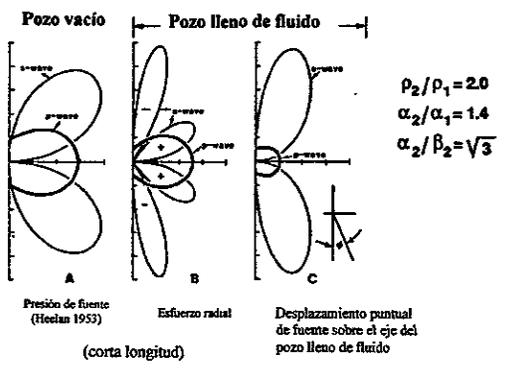


Figura I.3

En la figura I.3 que proporcionan la solución de Heelan para un pozo vacío, la amplitud de esfuerzos máximos son emitidos en dirección de $\phi = 45^\circ$, y el radio máximo de amplitudes de ondas P es 1.73. En la figura I.3 b, que es una fuente para esfuerzos radiales (fuente sobre la pared) del pozo lleno de fluido, la onda de esfuerzo de máxima amplitud con polaridad negativa se da a $\phi = 14^\circ$, y la amplitud máxima de onda transversal es 1.95 veces la máxima amplitud de onda P. En la figura I.3 c, que es un punto fuente sobre el eje del pozo, la máxima amplitud de onda transversal se da a $\phi = 20^\circ$, con máxima amplitud de onda transversal 4.75 veces la amplitud máxima de la onda P.

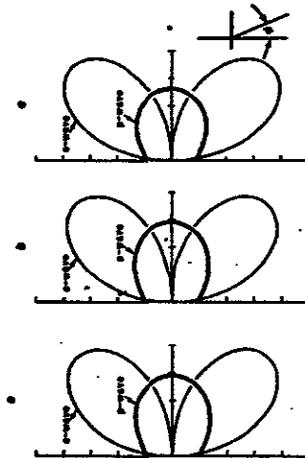


Figura I.4

La figura I.4 muestra los patrones de radiación con $\beta_2/C_T = 2.4$. En esta figura tenemos varias pequeñas diferencias a), b), y c), excepto la amplitud de la onda P en la figura I.4c siendo ligeramente menor que las amplitudes correspondientes en la figura I.4a o I.4b. Las figuras I.3 y I.4 muestran solo cuando la velocidad de onda de tubo es cercana a la velocidad de la onda transversal, ejerciendo en el fluido del pozo una considerable influencia entre la dirección de máxima amplitud de onda transversal propagada y el radio de máxima amplitud de ondas transversales a la máxima amplitud de ondas P.

C- TABLA DE HERRAMIENTAS

Nombre del servicio	Diámetro externo	Tipo de pozo	Presión (Psi)	Temp (°F)	Peso (Lbs)	Correcciones	Aplicaciones	Combinación
Sónico dipolar de imágenes (DSI)	3 5/8 pulg	Abierto o Cerrado	Líquido	20000	N.D.	Ninguna	Análisis de areniscas, fracturamiento y detección de gas	SDT CSI
Sónico digital (SDT)	3 5/8 pulg	Abierto o Cerrado	Líquido	20000	N.D.	Ninguna	Análisis de areniscas, fracturamiento y detección de gas	DSI CSI
Arreglo sísmico de imágenes (ASI)	3 3/8 pulg	Abierto o Cerrado	Cualquiera	20000	N.D.	Ninguna	VSP y Monitoreo de yacimientos	SAT WST
Adquisición de datos sísmicos (SAT)	N.D.	Abierto o Cerrado	Cualquiera	20000	N.D.	Ninguna	VSP y Monitoreo de yacimientos	ASI WST

N.D.: No disponible

BIBLIOGRAFIA

1. Array seismic imager tool (ASI), Schlumberger
2. Array seismic service tool (SDT), Schlumberger
3. Baltch A. H. et al (1984), Vertical seismic profiling: technique, Applications and case histories. Reidel Publishing Company.
4. Cassell, B (1984), Vertical seismic profiles –An introduction, First Break.
5. Combinable seismic imager tool (CSI), Schlumberger.
6. Dipole shear imager, (DSI). Schlumberger.
7. Faust L. Y.(1953), A velocity functions including lithology variations, A Journal an applied geophysics, Vol XVIII, April.
8. Gardner G. H. F. et al (1974), Formations velocity and density: The diagnostic basic for stratigraphics traps, Geophysics, Vol 39, No. 6, Dec.
9. Integrated logging services. Schlumberger.
10. Krief M., et al (1990), A Petrophysical interpretations using the velocities of P and S waves (full waveform sonic). The Log Analyst, Nov-Dec.
11. Mari J. L. et al (1991), Seismic well surveying. Technip Editions.
12. The borehole compensated tool (BHC). Schlumberger.

13. Omnes G.(1990),The Coupled cord downhole seismic source, CGG (Compagnie Générale de Géophysique), May.
14. Principios/Aplicación de la interpretación de registros geofisicos de pozos. Schlumberger.
15. Paillet F. L. et al (1991), Acoustic waves in boreholes. CRC Press.
16. Schlumberger (1993), 50 Aniversario Schlumberger en México.
17. Serra O. (1984), Fundamentals of well log interpretation, Adquisition logging data. Elsevier publications.
18. Sonic procesing user's guide Schlumberger (1992), Schlumberger -1992.
19. Seismic adquisition tool, (SAT). Schlumberger.
20. Thomas D. H.(1977), Seismic applications of sonic logs, The British Petroleum Company Limited, London England, Oct.
21. Tuman V. S. (1961), Refractions and reflections of sonic energy in velocity logging, Geophysics, Vol XXVI, No.5, Oct.
22. Waveform sonic tool (WST). Shlumberger.
23. Well seismic techniques. Schlumberger
24. White, D. E. (1965), Waves: propagation, atenuation and radiation. McGraw Hill.