

01131 3
2 ej-



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACIONES DEL PERFIL SISMICO
VERTICAL

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO GEOFISICO
P R E S E N T A:
JOSE GABRIEL GALLEGOS VEGA



México, D. F.

1992

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

I N D I C E

INTRODUCCION	I.1
ANTECEDENTES TEORICOS	II.1
ONDAS DESCENDENTES	II.2
ONDAS ASCENDENTES	II.2
PROPAGACION DE MOVIMIENTOS ONDULATORIOS	II.3
PRINCIPIO DE HUYGENS	II.3
PRINCIPIO DE FERMAT	II.3
COMPORTAMIENTO DE UN MOVIMIENTO A PARTIR DEL PRINCIPIO DE HUYGENS	II.4
RELACIONES DE ENERGIA EN UN MEDIO ACUSTICO	II.5
CONDICIONES FISICAS DEL POZO, TECNICAS DE CAMPO Y FUENTES DE RUIDO	III.1
CONDICIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACION	III.1
DIAMETRO DEL POZO	III.2
FUENTES DE ENERGIA	III.3
DINAMITA	III.3
VIBROSISMOS	III.4
PISTOLAS DE AIRE	III.4
DETECTORES	III.5
REGISTROS USADOS EN LA OBTENCION DE PARAMETROS	III.8
REGISTRO DE DENSIDAD	III.8
REGISTRO DE VELOCIDAD ACUSTICA	III.9
DISPAROS SISMICOS DE CALIBRACION	III.10
METODOS DE ADQUISICION DE DATOS	III.11
PSV CON FUENTE MOVIL "WALKAWAY"	III.11
PSV CON FUENTE Y DETECTOR MOVIL	III.12
PSV CON FUENTE FIJA Y OFFSET CERO	III.12
RUIDO	III.13
RUIDO CAUSADO POR NO FIJAR EL GEOFONO	III.13
ONDAS DE CABLE	III.14
RUIDO CAUSADO POR ENTUBADO SIN ADEME	III.14
ONDAS DE POZO	III.15
RUIDO SUPERFICIAL	III.16

. . .

APLICACIONES
SOBRESURAMIENTO DETECTADO EN CAPAS HORIZONTALES
POZO A
POZO B
POZO C

IV.1
IV.2
IV.2
IV.3
IV.4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I

INTRODUCCION

Debido a la creciente demanda de hidrocarburos, además de los problemas que se presentan en la exploración y explotación de yacimientos a mayor profundidad, el método sísmico proporciona la mejor resolución en la información del subsuelo. Por lo tanto, se han dedicado numerosos esfuerzos en el campo de la investigación y del desarrollo, con el fin de mejorar las técnicas de adquisición, procesamiento e interpretación de los datos sísmicos.

Si bien una parte de los esfuerzos de investigación han sido enfocados hacia el mejoramiento de la sísmica de superficie; por otro lado, se ha desarrollado una nueva rama de la exploración la cual aprovecha los pozos perforados, para obtener información del subsuelo en el área cercana al pozo. Estas técnicas son: los tiros de calibración, registros geofísicos de pozos y el perfil sísmico vertical (PSV).

De manera general, la metodología del PSV consiste en el análisis del sismograma, el cual se obtiene cuando la señal generada por la fuente de energía es registrada durante varios segundos por detectores colocados en el interior del pozo.

Por la ubicación de los detectores dentro del pozo, generalmente, la relación señal-ruido es mejor comparada con la sísmica de superficie.

Una importante diferencia entre estos dos métodos es la siguiente: en el PSV se tienen dos tipos de ondas, ondas de trayectoria ascendente y ondas descendentes. El primer tipo corresponde a los eventos de reflexión primaria y a eventos múltiples reflejados un número impar de veces, en el segundo grupo están las ondas directas y los múltiples reflejados un número par de veces. Mientras que en la sísmica de superficie sólo se registran ondas ascendentes.

Las aplicaciones del perfil sísmico vertical pueden clasificarse en dos categorías: la primera de apoyo, como complemento de la información sísmica adquirida en la superficie; por ejemplo, en la determinación de los tiempos de arribo de las ondas descendentes con lo cual, es posible calcular las velocidades VRMS, de intervalo y media; además, se pueden identificar los eventos sísmicos primarios y múltiples mediante la separación de las ondas ascendentes y descendentes.

Otra aplicación del PSV es de tipo cualitativo durante la perforación del pozo; por ejemplo, un cambio notable en la curva de impedancia acústica, puede estar relacionado con cambios litológicos importantes, inversiones de velocidad, las cuales se pueden asociar con zonas de presiones anómalas; también, con el PSV, se puede determinar de manera más precisa el espesor del intervalo de interés, además permite identificar intervalos en función de sus características de velocidad correlacionándola con información de pozos cercanos.

El objetivo del trabajo es presentar las técnicas sísmicas de pozo, tanto en su adquisición como en su interpretación. Su reciente desarrollo es interesante al conocer todas las aplicaciones y beneficios que esta herramienta puede aportar; asimismo, es importante conocer sus limitaciones.

CAPITULO II

ANTECEDENTES TEORICOS

Antes de iniciar con los detalles técnicos del perfil sísmico vertical vertical (PSV), de manera general, se analizarán las diferentes ondas que pueden estar presentes en un registro de perfil sísmico vertical.

ONDAS DESCENDENTES

Este tipo de ondas está compuesto por una combinación de ondas directas y eventos múltiples los cuales han sido reflejadas un número par de veces en las interfaces del subsuelo.

En el capítulo IV, se presenta la importancia de los arribos directos en los estudios sísmicos.

La figura II.1 muestra un modelo simple de dos capas planas y horizontales con trayectorias de múltiples; si t_d , t_a , t_b son los tiempos de viaje sencillo a la profundidad del detector y a los reflectores a y b. Entonces los tiempos de arribo de los múltiples al detector son:

$$t_{m2} = 2t_a + t_d$$

$$t_{m1} = 2t_b + t_d$$

$$t_{m3} = 2(t_b - t_a) + t_d$$

...

En términos generales; el tiempo de arribo del múltiple descendente a la profundidad del detector es igual al tiempo de ida y vuelta a la interfaz inferior donde el evento múltiple fue reflejado hacia arriba más el tiempo sencillo a la profundidad del detector.

Cuando las trazas del sismograma del PSV se adelantan una cantidad igual a t_d , lo que se está haciendo es colocar al múltiple registrado a los tiempos de ida y vuelta entre las dos interfaces generadoras del evento reverberante.

ONDAS ASCENDENTES

Estas ondas están compuestas de las reflexiones primarias y eventos múltiples que se han reflejado un número impar de veces en las interfaces del subsuelo.

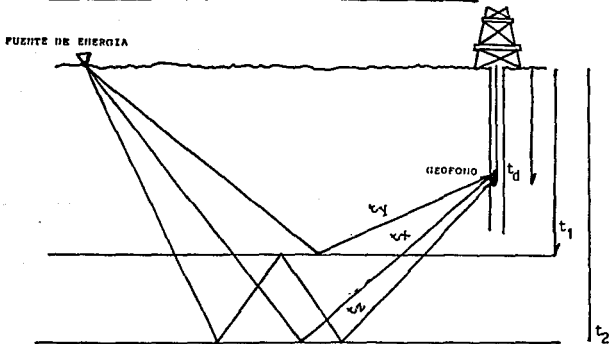
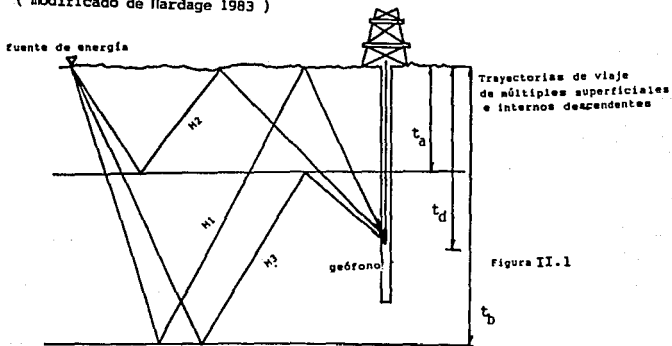
En la figura 11.2 se observa un modelo de dos capas planas y horizontales, donde t_d , t_1 , y t_2 son los tiempos de viaje sencillo al detector y a los reflectores 1 y 2. Así los tiempos de arribo al geófono de los eventos de reflexión primaria 1 y 2 y del evento múltiple m será:

$$t_x = t_2 + (t_2 - t_d) = 2t_2 - t_d$$

$$t_y = t_1 + (t_1 - t_d) = 2t_1 - t_d$$

$$t_z = t_2 + 3(t_2 - t_d) + (t_1 - t_d) = 2(2t_2 - t_1) - t_d$$

(modificado de Hardage 1983)



(modificado de Hardage 1983)

Figura II.2

PROPAGACION DE MOVIMIENTOS ONDULATORIOS:

Existen dos principios fundamentales que rigen la propagación de los movimientos ondulatorios que son el Principio de Huygens y el Principio de Fermat.

PRINCIPIO DE HUYGENS

Todo punto de un frente de onda se comporta como un nuevo centro generador de ondas.

PRINCIPIO DE FERMAT

El movimiento ondulatorio entre dos puntos, sigue la trayectoria de tiempo mínimo.

Se entiende por frente de onda, al lugar geométrico de todos los puntos que tienen el mismo estado de vibración, o igual tiempo de viaje. La trayectoria indica la dirección y sentido de la propagación de un movimiento ondulatorio y es perpendicular al frente de onda. En un medio homogéneo e isótropo, los frentes de onda consecutivos a partir de un centro generador, son esféricos y concéntricos.

COMPORTAMIENTO DE UN MOVIMIENTO A PARTIR DEL PRINCIPIO DE HUYGENS

En un medio homogéneo e isótropo, los desplazamientos de una onda serán proporcionales al incremento de tiempo y a la velocidad del medio. En medios no homogéneos y anisótropos, los desplazamientos dependerán de la distribución de las velocidades.

B: Movimiento de Dilatación
C: Movimiento de compresión
 λ : Longitud de onda

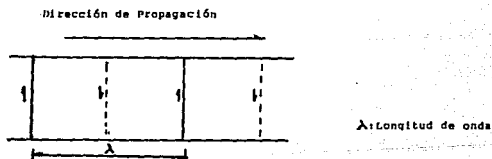
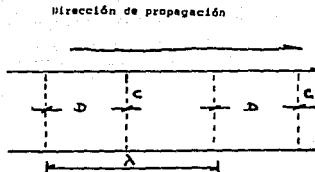


Figura II.3

La dirección del movimiento aparente de las partículas está indicada por
las flechas

(modificado de Hardage 1983)

Al variar las velocidades, los desplazamientos serán diferentes para iguales intervalos de tiempo, cambiando la forma de los frentes de onda subsecuentes y de las características de la trayectoria.

Utilizando el Principio de Huygens se pueden construir los frentes de onda para cualquier tipo de distribución de velocidades, lo cual es muy importante cuando se analizan medios no homogéneos y anisótropicos.

La trayectoria seguirá el camino de más alta velocidad, la cual dependerá de la distribución de velocidades.

La aplicación del Principio de Fermat es muy útil para comprender algunos casos en los cuales se reciben ondas elásticas en un punto, los cuales pudieran interpretarse como varios movimientos, pero que sólo corresponden a diferentes trayectorias originadas en las mismas fuentes.

En medios estratificados, las trayectorias de propagación de los movimientos sufren variaciones que se pueden explicar a partir de los principios de Huygens y Fermat.

RELACIONES DE ENERGIA EN UN MEDIO ACUSTICO

En el caso de incidencia normal ($P = 0$) la relación de la energía reflejada (E_r) y la energía incidente (E_i) es:

$$\frac{E_r}{E_i} = (V_2 RHO_2 - V_1 RHO_1 / V_2 RHO_2 + V_1 RHO_1)^2$$

P = Parámetro del rayo

V = Velocidad de propagación

RHO = Densidad del medio

El Producto RHO se denomina impedancia acústica.

$$R = \frac{A_r}{A_i} = \frac{V_2 RHO_2 - V_1 RHO_1}{V_2 RHO_2 + V_1 RHO_1}$$

En realidad, la tierra no refleja toda la energía, mas bien cuando una onda incide en una discontinuidad, una porción de la energía penetra en el segundo medio.

En el caso de incidencia normal la relación entre la energía transmitida y la incidente es:

$$\frac{E_t}{E_i} = \frac{2V_2 RHO_2}{V_2 RHO_2 + V_1 RHO_1}$$

El coeficiente de transmisión expresa la amplitud relativa de la onda transmitida a la onda incidente y se observará que $T=1+R$, cuando la onda se propaga del medio 2 al 1 la relación entre la transmisión y el coeficiente de reflexión será:

$$T=1-R$$

CAPITULO III

CONDICIONES FISICAS DEL POZO, TECNICAS DE CAMPO Y FUENTES DE RUIDO

En todo trabajo geofísico de campo es necesario mantener un control de calidad de los datos adquiridos, pues cuando los datos no son tomados correctamente, ni el mejor sistema de procesamiento arrojará resultados confiables. De aquí se parte para hacer algunas observaciones sobre las características que debe presentar un pozo para tomar datos geofísicos en él, las especificaciones y requerimientos que deben cumplir las fuentes de energía, y por último la herramienta de detección.

Se menciona de manera somera los registros sísmico y de densidad así como también los disparos sísmicos de calibración, que tienen mucho que ver con la construcción del Perfil Sísmico Vertical Sintético PSVS.

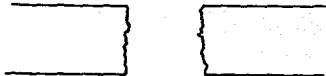
CONDICIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACION

Es recomendable grabar los datos de PSV en pozos bien revestidos pues así el pozo queda protegido de invasiones y presiones diferenciales. Cuando el pozo y el equipo (detectores y cables) están en un ambiente seguro como lo es un pozo revestido, la adquisición de datos se puede alargar por muchas horas sin necesidad de hacer recircular fluido de perforación, por otro lado, si un pozo está revestido debe existir algún medio a través del cual las ondas sísmi-

. . .

Figura III.1 III.2 III.3 III.4

-Primera elección,
revestimiento simple
Cementado



Segunda elección
sin revestimiento

Tercera elección
revestimiento simple
sin cemento anillo revestido
viejo y delgado



Cuarta elección
revestido simple
sin cemento
revestido reciente

Condiciones más adecuadas que deben presentar los pozos para la
adquisición de datos del PSV

(modificado de Hardage 1983)

micas puedan propagarse entre la tubería de revestimiento y la formación, y el medio más adecuado es el cemento.

Por lo tanto las condiciones idóneas para la adquisición de datos del PSV son que el pozo esté revestido y cementado. Sin embargo la aplicación del PSV en México que se realiza en pozos exploratorios no cumple con tales especificaciones.

En las figuras III.1, III.2, III.3, III.4 se muestran en orden de preferencia las características que debe presentar un pozo para la adquisición de los datos.

DÍAMETRO DEL POZO

La adquisición de datos para un PSV puede hacerse en un pozo revestido, si el pozo no está revestido, la rugosidad proporciona problemas de acoplamiento de los detectores, particularmente en zonas de deslave.

Para evitar este tipo de problemas se usa un registro caliper (mide el diámetro del pozo), así se eligen las profundidades de grabación (fijando el detector fuera de cavernas), además se ayuda a conocer la longitud del brazo que debe sujetar al detector con la pared del pozo.

En resumen, el diámetro del pozo se debe conocer de tal manera que proporcione buenos ajustes de la herramienta con la pared del pozo.

Por otra parte, dadas las características de funcionamiento del PSV y a diferencia de la sísmica de superficie, se requieren varios disparos para tomar un registro completo, por lo cual requerimos de una característica de la fuente de energía que es la repetición de la ondícula generada disparo tras disparo.

FUENTES DE ENERGIA

DINAMITA

Esta ha sido la fuente de energía sísmica usada con mayor frecuencia en la exploración petrolera, tanto en sísmica de superficie como en tiros para determinar velocidades de propagación.

Existe una objeción, la cual es, frecuentemente, planteada por el personal que efectúa levantamientos del PSV y es la dificultad de hacer los disparos necesarios para tomar un PSV y mantener una ondícula constante, por otra parte la experiencia adquirida por dicho personal que trabaja con dinamita recomienda:

- 1) El pozo de tiro debe ser cuidadosamente preparado para que permanezca constante el diámetro y profundidad durante el curso de los disparos, debe tener condiciones óptimas para perforar el pozo de tiro bajo la capa de intemperismo (o tan profundo como sea necesario) revis tiéndolo y cementándolo hasta la superficie, además de mantenerlo lleno de agua.

- 2) Las cargas explosivas deberán ser tan pequeñas como sea posible, cargas entre 0.5 y 1.5 Kg. son comunes, sin embargo a veces es posible usar cargas de 0.1 Kg.

La dinamita es muchas veces prohibida para la obtención del PSV, por razones de protección ambiental, restricciones culturales o por leyes federales o estatales. La dinamita nunca se considera como una fuente de energía marina por razones ecológico-ambientales.

VIBROSISMOS

Estas fuentes de energía presentan ventajas muy grandes; tales como: la posibilidad de obtener en poco tiempo diversos puntos de tiro, dado que, está montado en un camión y su movilidad en tierra firme es casi total, también facilita el manejo de la frecuencia ajustándola a voluntad para obtener la resolución deseada para un PSV en particular. La magnitud de la señal-ruido, variando el número de vibradores.

Mediante esta fuente energía es posible eliminar el ruido aleatorio, con el proceso de correlación que discrimina las señales fuera del rango seleccionado.

PISTOLAS DE AIRE

Las pistolas de aire tienen ciertas características que las

hacen atractivas como fuentes de energía en tierra por ser pequeñas y portátiles y pueden ser disparadas en intervalos de pocos segundos y generalmente crean ondículas muy similares.

Las pistolas de aire deben ser sumergidas en agua para funcionar adecuadamente, por esta razón es necesario construir depósitos capaces de contener una gran cantidad de agua.

Los tamaños de las pistolas de aire utilizadas en tierra son del orden de 40 a 200 pulgadas cúbicas. Teniendo en los trabajos marinos su máxima aplicación.

DETECTORES

Las condiciones en que se levanta un PSV y un trabajo de superficie son muy distintos, en el pozo tenemos altos contrastes de temperatura que va desde la temperatura ambiental, en la boca del pozo hasta temperaturas de 300°C en el fondo, al igual que las presiones que son muy altas en el fondo; de aquí podemos inferir el porque tendremos una marcada diferencia en el diseño del equipo, mientras que un detector de superficie pesa 200 gr. mide 10 cm. y tiene un diámetro de 3 cm. los detectores que se utilizan para el PSV pesan 100 Kg. miden 3 m. de largo y tienen un diámetro de 10 cm.

De acuerdo con la colocación de los detectores en los sistemas de detección, éstos se clasifican en: de una sola componente y de tres componentes. A su vez estos últimos se subdividen en: detectores de geometría XYZ y de geometría de 54°.

Los detectores de una sola componente detectan solamente la componente vertical ya que éstos están orientados a lo largo del eje longitudinal del sistema y del pozo.

En la geometría XYZ del sistema de detección de tres componentes los geófonos están orientados a lo largo de cada uno de los ejes i , j , k de las coordenadas cartesianas XYZ.

Para el sistema de detección de tres componentes con geometría de 54° los ejes r , s , t forman ángulos de 54.74° con el eje longitudinal del sistema y de 120° entre sus proyecciones en el plano horizontal.

Debido a la posición en que quedan orientados los geófonos en la geometría de 54° , todos ellos detectan movimientos de las partículas en sus direcciones vertical y horizontal.

Como los geófonos están simétricamente orientados alrededor del eje longitudinal del sistema de detección, la fuerza de fijación crea un acoplamiento geófono-formación más uniforme en esta geometría que en el caso del arreglo XYZ.

Además los geófonos con resortes y suspensiones de bobinas idénticos son usados en los tres ejes, lo cual significa que los da tos registrados con la geometría de 54° responderán a una mejor calibración y exhibirán un comportamiento de amplitud, frecuencia y fase más estable entre las tres componentes que los datos registrados en una geometría XYZ.

Una característica particular que presentan estos geófonos es que poseen un mecanismo de fijación el cual como su nombre lo indica sirve para sujetar el equipo a la pared del pozo, éstos se dividen en retráctiles y no retráctiles.

Los no retráctiles consisten en un fuerte muelle arqueado que es retenido contra la pared externa del sistema por medio de un cerrojo mecánico. Una vez alcanzada la posición de recepción más profunda, el mecanismo es liberado golpeando el sistema de detección contra la base del pozo o dando un fuerte tirón al cable que lo sostiene. Ya liberado el mecanismo de fijación el sistema de detección únicamente puede ser movido hacia arriba.

El muelle arqueado se extiende una distancia limitada entonces, el sistema de detección no puede ser anclado a la pared del pozo en intervalos donde el diámetro del pozo excede la máxima distancia del muelle y por ello, se utiliza solamente en pozos entubados.

Los mecanismos de fijación retráctil emplean una zapata girando en un pivote o un ariete hidráulico dirigido lateralmente, los cuales son movidos por un motor. Ambos modelos son manejados desde la superficie para fijar o liberar el sistema de detección en cualquier punto dado.

Los recientes diseños han aumentado la cantidad de fuerza generada por el motor que mueve la zapata girando en un pivote de modo que, la fuerza de presión del sistema de detección a la pared del pozo es de dos a tres veces el peso del sistema.

Los mecanismos de zapata girando en un pivote son los más usados por su facilidad para subir y bajar el sistema, su capacidad de fijación en diferentes diámetros de pozos y la cantidad de fuerza de fijación desarrollada para lograr un acoplamiento geófono-formación óptima.

REGISTROS USADOS EN LA OBTENCION DE PARAMETROS:

Registro de densidad

El registro de densidad compensado, mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. Todo el instrumento está montado en una almohadilla, el número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en las rocas sedimentarias, la densidad de los electrones es igual a la densidad total.

El sistema de detección doble compensa las irregularidades en el pozo así como el problema de enjarre. Los registros de densidad a diferencia de otros registros, puede correrse en pozos perforados con cualquier clase de fluido.

La densidad total de una formación es la relación de la masa entre el volumen total, la unidad es expresada en gramos por centímetro cúbico (gr/cc).

En las formaciones con densidad baja (alta porosidad) la mayor

parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados, a medida que aumenta la densidad (disminuye la porosidad) menos rayos llegan al receptor. Puesto que se conocen la mayoría de las densidades de los materiales de las rocas sedimentarias, así como de los fluidos de los poros, la relación entre la densidad de la formación y la porosidad puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$PHI = \frac{RH0ma - RH0b}{RH0ma - RH0f}$$

PHI	=	Porosidad
RH0ma	=	Densidad de la Matriz
RH0b	=	Densidad Total
RH0f	=	Densidad del Fluido

Como la penetración de la herramienta es relativamente limitada, en la mayoría de la formación permeable, el líquido en los poros es el fluido de perforación en combinación con algunos hidrocarburos residuales. Generalmente se asume que la densidad del fluido es de 1.0 cuando la saturación de hidrocarburos residuales es alta, los valores calculados para la porosidad pueden ser mayores que los verdaderos, por tanto, debe corregirse este efecto.

REGISTRO DE VELOCIDAD ACUSTICA

El parámetro que se mide es el tiempo de tránsito a través de la formación, este registro se deriva de los estudios de refracción sísmica. La herramienta está construida con un transmisor y dos receptores. El transmisor emite una onda acústica que penetra en la columna de lodo y a los receptores. La velocidad en la formación se determina mediante la diferencia de arribo de la onda acústica a los dos receptores denominado tiempo de tránsito.

Además el sistema consiste de dos circuitos que compensan los cambios en el diámetro del pozo (erosión) y la inclinación de la herramienta dentro del pozo.

La información que proporciona el registro sónico, es el de tiempo de tránsito el cual es el recíproco de la velocidad, el tiempo de tránsito se expresa en microsegundos por pie.

En ocasiones la herramienta presenta en el registro, a la izquierda del carril central pequeñas marcas que representan intervalos iguales de tiempo (tiempo integrado) que se expresan en milisegundos, esta información sirve para encontrar la velocidad de un determinado intervalo de formación.

Ya que la profundidad es otro dato que proporciona el registro. Considerando la profundidad y el tiempo registrado es posible calcular la velocidad de dicho intervalo.

El registro también determina la porosidad, ya que a mayor densidad corresponde un menor tiempo de tránsito, consecuentemente el incremento en el tiempo de tránsito indica un incremento en la porosidad.

DISPAROS SISMICOS DE CALIBRACION

Otro elemento que se considera para el procesamiento de la información y obtención del PSV son los disparos sísmicos de calibración, la información que proporciona es de tiempo en función de la profundidad.

La forma en que se operan estos disparos es la siguiente en un pozo se coloca un geófono a determinada profundidad, posteriormente, se emite un pulso en la fuente de energía (la fuente está colocada en la superficie y permanece en el mismo sitio a lo largo de toda la operación), se mide el tiempo que tarda la ondulada generada desde la fuente hasta el receptor. En este procedimiento, sólo importan los arribos directos que son los que se cuantifican ver figura III.5.

Se debe aclarar que el posicionamiento de los geófonos es un tanto arbitrario y que se pueden ubicar a profundidades en que se sa be que existe un contacto de importancia.

Con los resultados se construye una curva t-z (tiempo-profundidad) que sirve para corregir el registro sísmico, los valores t-z una vez verticalizados y mediante el empleo del registro sísmico permite calcular la conversión exacta de tiempo-profundidad.

MÉTODOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS:

Las técnicas que se realizan en campo vienen dadas de acuerdo con las necesidades particulares de cada trabajo, las variaciones son en función de mantenerse fija o móvil a la fuente de energía o por otra parte tener fijo o móvil al geófono.

P S V CON FUENTE MOVIL "WALKAWAY"

Esta técnica de campo se utiliza para aportar información lateral del pozo de uno o varios horizontes específicos de la columna es tratigráfica. Queda entendido que entre más horizontes requerimos in vestigar mayor será el trabajo de campo.

La técnica de campo se lleva a cabo colocando el receptor a una profundidad fija, determinada para el horizonte específico, y la fuente colocada superficialmente a diferentes distancias del pozo a lo largo de una línea. La operación se puede llevar a cabo en varias líneas con diferentes azimuts para obtener un conocimiento espacial del horizonte deseado. La extensión lateral alcanzada depende del desplazamiento máximo que le demos a nuestra fuente de energía.

Esta técnica es recomendable cuando por correlación con pozos cercanos buscamos un intervalo productor o una zona que puede aportarnos problemas en la perforación, tal como una zona de sobrepresuramiento etc.

P S V CON FUENTE Y DETECTOR MOVIL

Este método se emplea en los pozos desviados que se encuentran normalmente en el mar, para asegurar trayectorias de viaje verticales de la onda propagándose en el subsuelo. La fuente de energía se coloca sobre la vertical que pasa por la posición del receptor.

En esta técnica la fuente y el receptor se desplaza simultáneamente durante la adquisición de datos.

P S V CON FUENTE FIJA ("OFFSET CERO")

La técnica con fuente fija y "offset cero" se lleva a cabo normalmente en pozos verticales con la fuente de energía fija y colocada en la superficie cerca del pozo o a una distancia corta de tal manera que produzca trayectorias de viaje verticales de las ondas que

llegan a las diferentes posiciones de recepción. El tiempo de registro es generalmente el doble de tiempo que tarda la señal en viajar de la fuente de energía a la posición de detección más profunda.

RUIDO

Las características geométricas tan particulares que presenta el PSV, nos trae como consecuencia una serie de factores de ruido muy especiales respecto a la sísmica de superficie, para el PSV es muy importante que se fije bien a cada detector, el simple cable coaxial es fuente de ruido, un pozo sin ademe, el ruido producido en la superficie, ya sea por el equipo, camiones, gente, etc. o las ondas que se producen en el pozo, etc.

Es importante conocer todas estas fuentes de ruido, ya que para el procesamiento e interpretación es necesario tomarlas en cuenta, con esto tendremos una base para saber cual puede ser el margen de certidumbre que puede tener el trabajo.

RUIDO CAUSADO POR NO FIJAR EL GEÓFONO

Si los geófonos no son fijados, adecuadamente, a la pared del pozo; la señal registrada será afectada por una onda resonante de alta frecuencia a lo largo del tiempo de registro.

El nivel de ruido se incrementa 40 dB cuando los datos son registrados en un geófono colgado libremente con respecto a los que se fijan correctamente.

ONDAS DE CABLE

Las vibraciones existentes cerca de la boca del pozo que transfieren su movimiento al cable, que repercutirá en una alteración del registro, presentándose como un primer arribo o afectando a las ondas posteriores a estos, se dice que puede confundirse con un primer arribo porque su velocidad está entre los 2500-3500 m/seg. según cálculos de Gal'perin (1973) y las velocidades en las capas más someras están alrededor de estos valores.

Este ruido puede ser eliminado aflojando, tres a cinco metros el cable de registro después de anclar bien el geófono.

RUIDO CAUSADO POR ENTUBADO SIN ADEME

En los intervalos del pozo donde el entubado no está fijado a la pared del pozo, el caso de entubado sencillo y donde uno o varios tramos no están bien afianzados entre sí y la pared del pozo, el caso de entubado múltiple, surgen oscilaciones indeseables que perjudican la información útil.

A fin de obtener datos de buena calidad en pozos con entubado sin ademe es necesario que el entubado sea rígidamente cementado con la formación circundante y entre todos los tramos de entubado. Como podemos apreciar esto no depende de las personas que hagan el levantamiento del PSV, esto compete al control que se tenga al hacer la operación de cementación.

ONDAS DE POZO

Existen tres formas básicas de propagación de energía sísmica que pueden ser observadas en un pozo. Dos de estas formas son las ondas compresionales y tangenciales que se propagan por el interior de la tierra. En el PSV, son estas ondas las que uno desea detectar y analizar, primeramente porque las que uno desea detectar y analizar, primeramente porque estos modos de energía son los que se obtienen también en la sísmica de superficie. El tercer tipo de energía sísmica que puede existir en el ambiente del pozo es la onda de pozo, la cual es una onda interfacial que viaja a lo largo de la columna de fluido, también puede viajar a través de la tubería de revestimiento o por la interfaz entre el agujero y la roca.

Las ondas de pozo aportan una poca información sobre la litología y pueden ocultar la información útil. Debido a que está confinado a las condiciones del pozo, existe poca divergencia esférica. Como resultado, su amplitud con respecto al campo de ondas ascendentes y descendentes es mayor.

La mejor defensa contra las ondas de pozo en el PSV es evitar la generación de éstas, con un apropiado procedimiento de campo, esto es, alejar la fuente lo más posible de la cabeza del pozo, junto con un diseño adecuado del arreglo de los geófonos, Como aún así no es posible no se evitará al 100% la generación de ondas de pozo, se cuenta con los filtros de velocidad para eliminar a éstas, ya que las ondas de pozo presentan una velocidad baja de 1430 m/seg. Gal'perin (1973).

RUIDO SUPERFICIAL

Como ruido superficial entenderemos al ruido mecánico o eléctrico provocado por la actividad de personas o máquinas en la superficie cercana al pozo.

Las máquinas diesel, los compresores de aire, los generadores eléctricos y en general las actividades relacionadas a los trabajos de perforación como son: soldadura, apilado de tubería y metales y el mantenimiento del equipo en general. Todos estos son fuentes de ruido superficial.

Este ruido puede ser eliminado con la repetición de disparos o por otra parte tratando de evitar estos tipos de actividades durante la adquisición de los datos, aquí realmente dependerá de la relación que se lleve con el encargado del pozo o del contrato firmado.

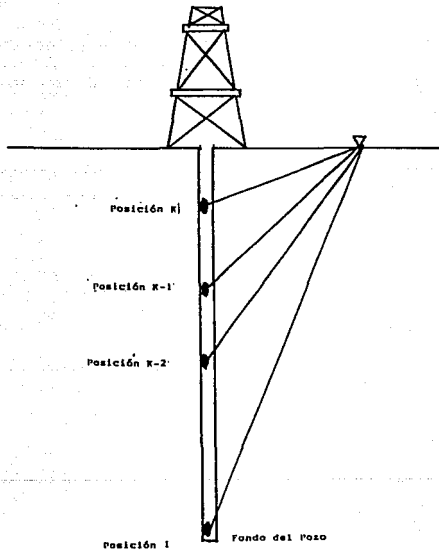


Figura. III-5

Operación de diaparos sísmicos de calibración
 (modificado de Hardage 1983)

CAPITULO IV**APLICACIONES**

Después de estudiar los antecedentes, condiciones físicas del pozo y técnicas de campo empleadas para el PSV. Se analizarán los procedimientos que conjuntan estas condiciones para la solución de un problema.

Los ejemplos descritos tratan de abarcar los diferentes puntos de interés en la industria petrolera, tales como zonas de presiones anómalas, detección de fallas, delineación de bloques, etc.

A continuación, se presentan tres ejemplos en una zona con existencia de presiones anómalas.

SOBREPRESURAMIENTO DETECTADO EN CAPAS HORIZONTALES

POZO A

Este pozo fue perforado en el centro de un anticlinal, lejos de una gran falla de crecimiento. Para esta área, por estudios de otros pozos se calculó que la sobre presión se encontraba a 3720 m. de profundidad.

El PSV fue tomado cuando el pozo tenía una profundidad de 3220m. La traza mostrada, ver figura IV.2, se tomó a los 2300 m los parámetros empleados para calcular la curva de impedancia acústica fueron:

Valor de la impedancia en el punto de registro:

$$22,000 \text{ (ft/seg)} \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

Valor de la impedancia en el fondo del pozo:

$$30,000 \text{ +/- } 5,000 \text{ (ft/seg)} \text{ (g/cm}^3\text{)} \text{ a los } 2.75 \text{ seg.}$$

Cada 20 mseg. se calculó un valor del coeficiente de reflexión, entre 2.0 y 3.0 segundos.

Del registro de impedancia se observa un abrupto decrecimiento a los 2.81 seg. que corresponde a la profundidad extrapolada de 3580 m, donde se ha considerado se encuentra la zona con presión anormal, ver figura IV.2.

Con esta indicación la perforación fue continuada hasta los 3550m antes de llegar a la zona. Se perforó otro pozo cerca del primero en el mismo sistema de presión anómala. En este caso el programa de perforación fue diseñado para llegar a la zona anómala.

Con estos resultados, se apoya la seguridad del personal, de las instalaciones y la inversión de la empresa, ya que con esto se evita un posible descontrol del pozo petrolero.

POZO B

En la figura IV.3 se muestra el pozo B, el cual fue perforado sobre una falla de crecimiento mayor la cual alcanza tangencialmente a la formación Akata (Africa). figura IV.1

El PSV fue adquirido cuando el tiempo doble de tránsito era de 2.76 seg. para detectar la transición a la formación Akata.

Las trazas ascendentes del PSV muestran reflectores horizontales con excepción de uno (ver figura IV.3). Este reflector provoca un acortamiento en el tiempo de recepción del detector. Esto indica un reflector inclinado que se identifica con la cima de las pizarras subcompactadas. La profundidad de este reflector puede ser calculada extrapolándolo, hasta que éste intercepte la continuación de la línea que forman los primeros arribos. Esto da como resultado un tiempo de 2.785 seg. Para refinar esta interpretación se ejecutó una inversión de en una traza grabada a una profundidad de 2.5 seg. tiempo de reflejo. Empleando los siguientes parámetros:

Impedancia inicial en el pozo 23,000 (ft/seg) (gr/cm^3)

Impedancia final a 3.3 seg (predictivo, esto se hace tomando en cuenta el gradiente de compactación) 30,000 +/- 5,000 (ft/seg) (gr/cm^3)

En este intervalo de 2.5 a 3.5 seg. se modelaron 50 interfaces.

El resultado de la inversión se muestra en la figura IV.3 la compactación uniforme comienza lentamente a decrecer a los 2.7 seg. y se detiene completamente a los 2.83 seg. Esto se interpreta como la zona de transición. En la cima de la serie masiva subcompactada que comienza a los 2.86 seg.

Esta predicción permitió detener la perforación exploratoria a la profundidad adecuada.

POZO C

El pozo C fue perforado en una secuencia sedimentaria que no mostraba una compactación muy uniforme. Existen fallas laterales que se encuentran en la trayectoria programada del pozo, fallas que se relacionan con el sistema de presión.

Se perforó el pozo hasta los 2100 m y el PSV se grabó desde los 2100 m a 1000 m. Siendo el objetivo encontrar la zona de presión anó mala.

En la figura IV.4 se muestra el registro de impedancia acústica obtenido a partir de los registros sísmico y de densidad. No se aprecia una compactación uniforme. Pero sabiendo que la litología es la tradicional, serie arenas pizarra del delta del Níger, el abrupto de crecimiento a los 1.07 seg y 1.28 seg (1500 y 1850 m) se puede atribuir a la entrada a la zona anó mala. Esto es confirmado por el regis tro de echados que se muestra en la figura IV.5 el cual muestra dos fallas en estas profundidades.

El proceso de inversión fue ejecutado en una traza grabada a los 1060 m calculándose 50 interfaces entre los 0.8 y 1.8 seg. La impedancia acústica inicial es de 28,000 para los 0.8 y la final de 30,000 +/- 5,000 para 1.1 seg.

La traza invertida muestra más quiebres. En la cima, a los 0.91 seg. se muestra un decremento en la impedancia y un incremento a los 0.96 seg. que son correlacionados con el perfil real. Bajo los dos quiebres mayores 1.02 y 1.22 seg. se muestran y corrigen de los quiebres correspondientes en el perfil real a 1.07 y 1.28 seg. Estos quiebres aparecen como eventos muy inclinados en el PSV.

En este pozo, usando la traza invertida se observa que el frente de sobre presión más probable corresponde al decremento de 1.22 seg.

A continuación se presentan algunos ejemplos de la aplicación que tiene el PSV, tanto en el área de mapeo estructural como en la construcción de curvas de impedancia acústica.

Los siguientes tres ejemplos, han sido adquiridos en un yacimiento en el Mar del Norte y corresponden a pozos desviados.

La técnica empleada se ilustra en la figura IV.6 la cual consiste en ir colocando la fuente de energía sobre el detector y éste se mueve desde la profundidad total del pozo hasta la zona en que se terminará el levantamiento, usándose intervalos de muestreo entre 15 y 30 m.

A continuación, se pasa al estudio de los ejemplos. En el primer caso la información obtenida en el campo se le entregó de la misma forma a dos contratistas, aportando las siguientes conclusiones.

En la figura IV.7 se observan tres distintos reflectores a 1.9, 2.05 y 2.24 seg. que corresponden a la cima del Maastrichtiano, a la cima de las arenas productoras y a la cima de las zonas Zechstein, respectivamente con una posible cima del Carbonífero a los 2.3 seg., como se muestra en la figura IV.7. Estos eventos son esencialmente continuos e imperturbables conforme el registro se acerca a la plataforma, no obstante contener eventos discontinuos. Sin embargo, hacia la boca del pozo se pueden observar muchos horizontes discontinuos lo que considera representan dos fallas en esta área para la cual anteriormente sólo se había representado con una sola.

En contraste con lo observado en la figura IV.8 y su correspondiente interpretación estructural en la figura IV.8 en donde aunque los tres reflectores se encuentran en el mismo tiempo de reflejo. La cima del Carbonífero observada a los 2.3 seg. en la figura IV.7 ha sido removida por considerársele un múltiple. También, los datos mostrados son muy distintos con menor cantidad de eventos discontinuos que los de IV.8 conforme nos acercamos a la boca del pozo, sólo se nos presenta una falla, con eventos que pueden ser correlacionados de una manera más real.

Se considera que los datos aportados por la segunda compañía, figura IV.8, son más representativos de la estructura que existe.

alrededor del pozo, pues al compararse con los datos obtenidos con la sísmica de superficie (figura IV.9), correlacionan de una manera más real que los datos interpretados por el primer contratista.

De lo anterior se tienen las siguientes recomendaciones:

- 1) Datos sísmicos de detalle pueden ser obtenidos cerca del pozo sin tener que recurrir a métodos costosos como 2 ó 3D.
- 2) Como los parámetros distintos de procesamiento, nos llevan a conclusiones variables, por lo que la interpretación directa debe ser tratada con cuidado.
- 3) Los datos del PSV como toda la información geofísica debe completarse con todos los datos disponibles, principalmente con los datos geológicos del área.

En el siguiente ejemplo se busca confirmar la existencia de una falla.

Este pozo fue perforado en el centro de un bloque con la finalidad de hacer producir las trampas provocadas por las fallas. Se contaba con escasa información sísmica, consecuencia de los efectos laterales de las fallas, sólo se contaba con una línea sísmica la cual indicaba la existencia de la falla.

En la figura IV.10 se observan cuatro eventos a los 1.85, 2.0, 2.22 seg. que corresponden a la cima del Maastrichtiano Cretácico inferior, zona productora y a la zona Zechstein.

Un significativo quiebre existe en el punto de tiro número tres y es marcado como la terminación del Zechsteiniano a la izquierda del registro, el cual corresponde a la localización de la mayor falla (Falla C) que separa al bloque IA del bloque II un quiebre menor es encontrado en el punto de tiro 1.7 que representa la falla del bloque II.

La geometría de la falla fue definida comparando estos datos con los preexistentes datos de sísmica de superficie, y el pozo subsecuentemente fue perforado hacia el centro de esta falla, como originalmente se planeó, 305 m más al norte.

En este ejemplo se delinearé un bloque alejado verticalmente una distancia aproximada de 300 m al suroeste del yacimiento. Este pozo fue perforado para desarrollar esta área en 1981, con el objetivo localizado a 5 km de la plataforma. El pozo se perforó 5547 m de profundidad total desarrollada teniendo una profundidad vertical de 2865 m con un ángulo de agujero máximo de 69.5°. Se cuestionaba al principio sobre los problemas de correr un PSV en un pozo así, con ese ángulo de inclinación, sin embargo, no se presentó problema alguno al correr el PSV.

El PSV procesado e interpretado se presenta en la figura IV.11 en la figura interpretada se muestra que los datos sísmicos y por consiguiente los estructurales son aparentemente horizontales o con una pendiente muy pequeña, apoyando la existencia de una falla producto de una interpretación previa, que se localizó entre los Bloques II y III con una longitud de 270 a 300 m.

Después de la interpretación, el PSV fue usado para reprocesar datos de sísmica de superficie en esta área.

El siguiente ejemplo corresponde a la sección Noruega del Mar del Norte y en él se persigue mejorar la precisión en la delineación de la cima de las arenas Statfjord, usando información migrada obtenida de un levantamiento de 3D y del PSV obtenido en un pozo desviado.

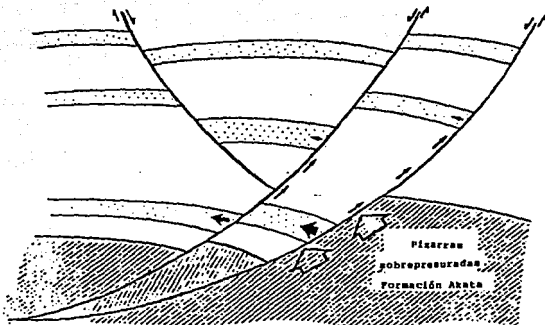
Los datos de 3D mostrados en la figura IV.12 es de una línea aleatoria elegida para seguir tan fielmente como sea posible la trayectoria en el subsuelo del pozo desviado. La desviación del pozo se muestra en marcada con asteriscos y la zona de interés particular es la que se ha encerrado en un cuadro con signos de + la cual se ubica a los 2.5 seg. En la figura IV.13 es un montaje del PSV y el sismograma sintético construido con los datos aportados por los registros tomados en el pozo. Los datos sintéticos se muestran a la derecha y arriba de la línea con asteriscos lo cual define la trayectoria del pozo. Los datos del PSV se muestran abajo y a la izquierda de la traza que corresponde en tiempo y espacio con el área bajo la curva mostrada en asteriscos de la figura anterior y la misma zona de interés es mostrada por el cuadro con signos de +.

El objetivo de la interpretación del PSV es de intentar una mejor delineación de los eventos bajo la base de la discontinuidad del Cretácico, que con la información de 3D fue interpretada como eventos casi continuos a los 2.4 seg. Este evento en la figura IV.13 se obser

va sólo como una señal débil, casi plana y un alineamiento discontinuo a los 2.35 seg. a la izquierda de la figura, que se vuelve más fuerte conforme se avanza a la derecha a los 2.39 seg.

Los eventos inclinados truncados en la discontinuidad tienen significativamente más claridad en PSV con abruptas terminaciones a la derecha de la figura.

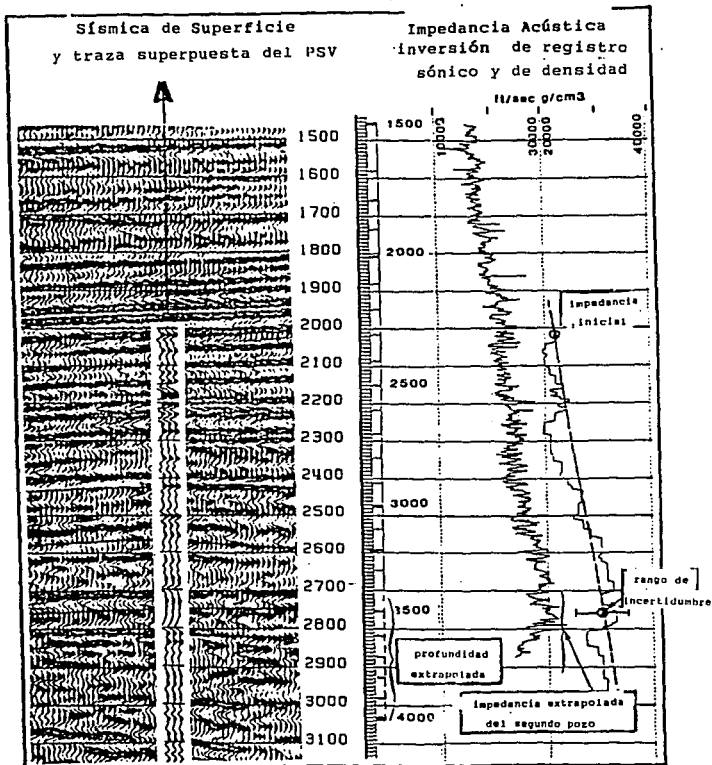
La figura IV.14 es la porción amplificada de la figura IV.13 mostrando en detalle el PSV y el sismograma sintético de la zona de interés atravesada por el pozo.



Representación típica de sobrepresión en el área del Delta del Nilo

Figure IV.1

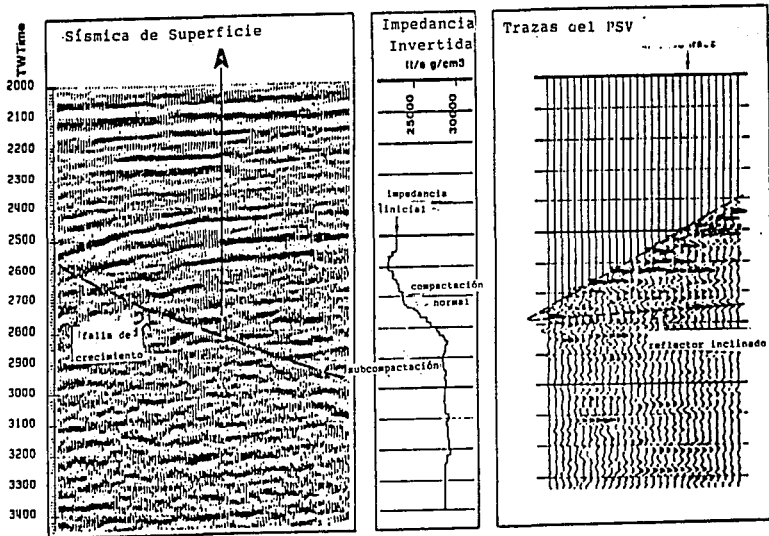
(modificado de Brun S. 1985)



Pozo A : Predicción de sobrepresión en una serie plana

Figura IV.2

(modificado de Brun S. 1965)



Pozo B: Predicción de sobrepresión en una capa delgada

Figura IV.3

(modificado de Brun S. 1985)

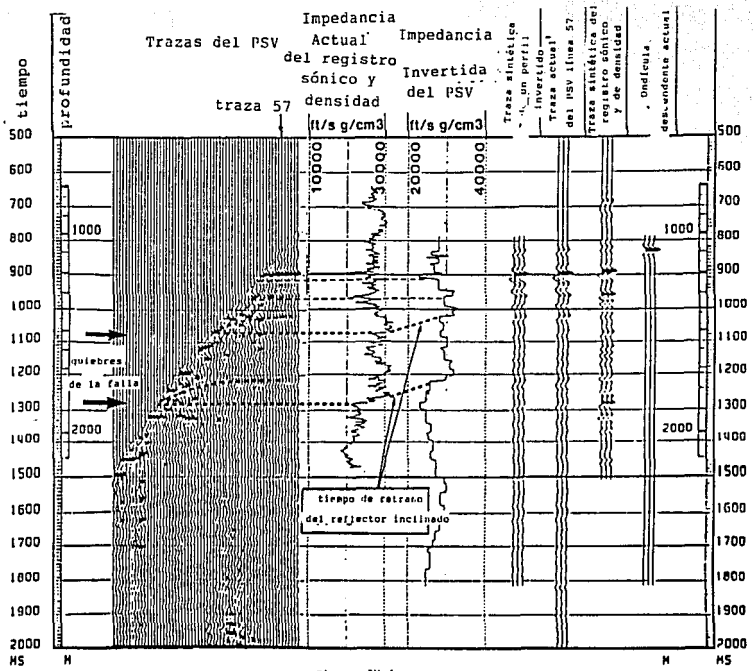
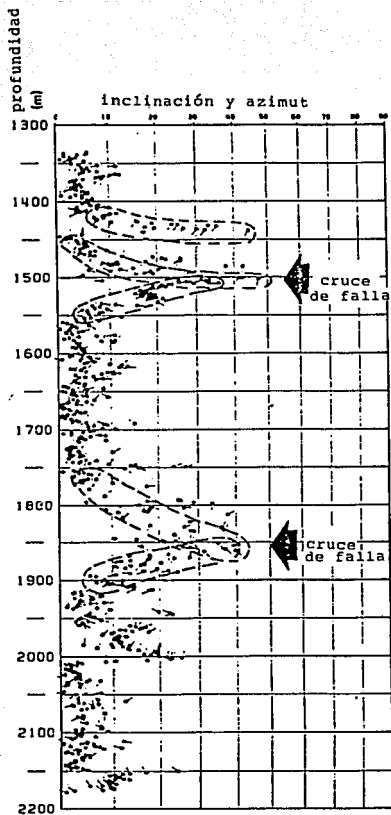


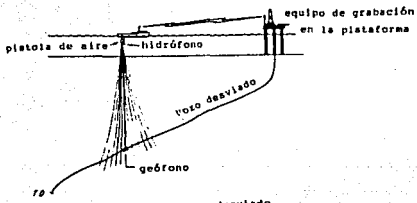
Figura IV.4

Pozo C: Predicción de Sobrepresión en una superficie plana con falla
 (modificado de Brun S. 1985)

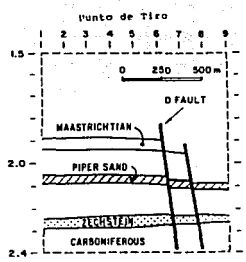
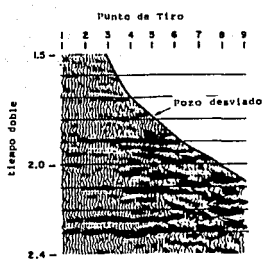


-Registro de Echados del Pozo C

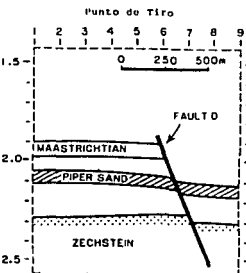
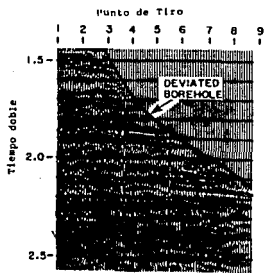
(modificado de Brun S. 1985)



(IV.6) Vista del pozo desviado

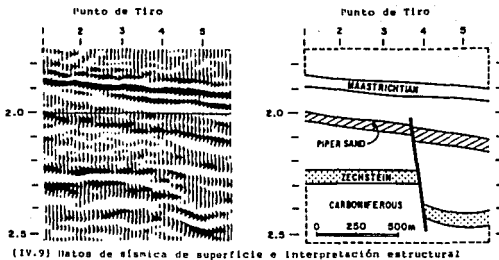


(IV.7) Pozo P27 muestra la interpretación estructural del contratista A

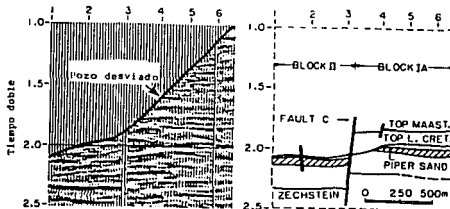


(IV.8) muestra la interpretación estructural del contratista B

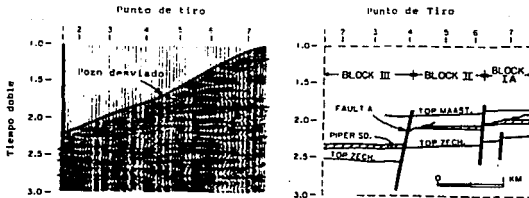
(modificado de Johnson)



(IV.9) Datos de sismica de superficie e interpretación estructural



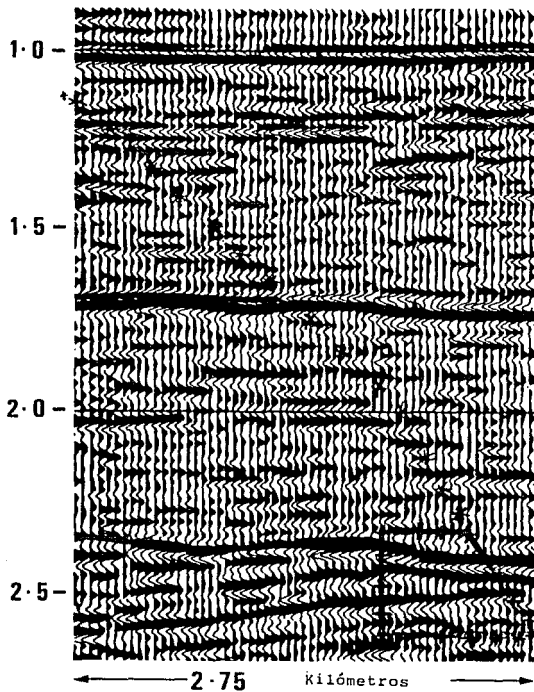
(IV.10) PSV del Pozo P35 después de aplicarle el operador de deconvolución y su interpretación estructural



(IV.11) Pozo P38 y su interpretación estructural

(modificado de Johnson)

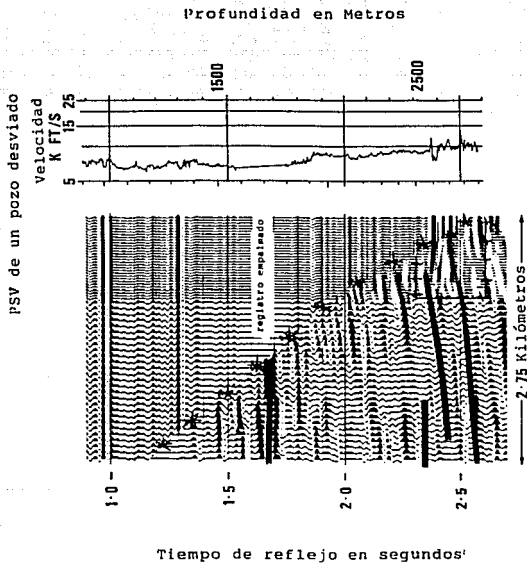
(IV.12) Tiempo de reflejo en segundos



Línea aleatoria de 3D

(modificado de Kennet SS Ltd)

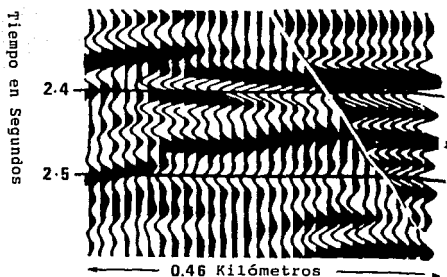
ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA



(modificado de Kennet SSLtd)

(IV.13) Comparación entre el PSV y el Sismograma Sintético

PSV de un Pozo Desviado



(IV.14) Comparación del PSV con el Sismograma Sintético

(modificado de Kennet SS Ltd)

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Perfil Sísmico Vertical, se puede clasificar como un método de exploración secundario, esto es; para ubicar un posible yacimiento, se emplean métodos de superficie (sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geológicos, etc.) y sólo a partir, de un pozo es posible adquirir un registro de PSV.

Debido a que los geófonos no operan a temperaturas mayores de 165°C y a presiones arriba de los 20,000 psi. si tenemos restricciones en su uso. Se resumen de la siguiente manera:

- Pozo
- Características físicas de la herramienta (temperatura máxima, presión, y diámetro de 10.2 cm mínimo)
- Objetivos buscados (aplicación de las diversas técnicas de campo, el PSV normal, PSV offset cero, Walkaway, etc.)
- En el PSV se restringe a la zona cercana del pozo.

Las aplicaciones del PSV son similares a las de sísmica de superficie, su principal diferencia es el grado de resolución proporcionado por cada método.

La versatilidad del método está en función de varios factores como son:

- Cantidad y calidad del equipo disponible

- Condiciones del pozo
- Condiciones estructurales (conocimiento del área, por información aportada de otras fuentes)
- Experiencia personal
- Disponibilidad de la empresa que requiere los servicios

Para garantizar mejores resultados en el procesamiento es muy importante conocer la información; tal como, registros geofísicos, columna geológica, secciones sísmicas, etc.

En cuanto a la interpretación, se entiende que ésta depende de un buen procesamiento y experiencia del intérprete.

El PSV tiene aplicación en la reinterpretación; esto es para corroborar la sección de superficie con el PSV y con el sismograma sintético obtenido a partir de este último.

BIBLIOGRAFIA

Anstey N.A.

Seismic Interpretation the Physical Aspects International
Human Resources Development Corporation, Boston Massachusetts

Balch A.H., Lee M.W., Miller J.J., Ryder R.T. 1982

The use of Vertical Seismic Profiles in seismic investigation
of the earth Geophysics V.47 n6 june 82 pp 906-918

Bison Instrument Inc.

Las ondas S en la Ingeniería Sismológica. Manual de Sismología
aplicada a la Geotécnica de Bison Instruments Inc; Mineapolis
Minn. USA 1974

Brun S., Grivelet P., Paul A.

Prediction of Overpressure in Nigeria using Vertical Seismic
Profile techniques SPWLA twenty six annual Logging Symposium
june 17-20 1985

Cassel Bruce 1984

Vertical Seismic Profiles an Introduction First Breaks,
November pp 9-18

Crain E.R., Boyd J.D.

Determination of Seismic response using edited well Log data

7^o Symposium Canadian Well Logging Society October 1974

Del Valle Toledo Enrique 1982

Apuntes de Introducción a la geofísica UNAM

Dillon P.B. Thomson R.C. 1984

Offset source VSP surveys and their image reconstruction

Geophysical Prospecting 32 pp 790-811 1984

Disena J.P.

Vertical Seismic Profiling a Processing and Analysis case study 50th annual International Meeting of SEG USA

Dobrin Milton-Surmet 1976

Introduction to geophysical prospecting Ed. Mc Graw-Hill

N w York

Fitch A.A. 1981

Vertical Seismic Profiling, the Southern Geophysical Society

New Orleans USA

Flores Flores M.A. 1988

Comunicación Personal

Gal'perin E.I. 1973

Vertical Seismic Profiling: Tulsa SEG Special publication
N^o 12.

Hardage B.A. 1981

An examination of tube wave noise in vertical seismic
profiling Data: Geophysics Vol 46 N^o6 June 81 pp 892-903

Hardage B.A. 1983

Vertical Seismic Profiling Part A: principles. Geophysical
Press 1983 London

Hearst J.R. Nelson P.H.

Well Logging for physical properties Mc Graw Hill Book 1985

Johnson R. Riches H. Ahmed H

Application of Vertical Seismic Profile to the piper Field
Petroleum technology N^o 36 1517-1526

Kennet P, Ireson R.L. Conn P.J. 1980

Vertical Seismic Profiles: Their applications in exploration
geophysics, Geophysical Prospecting 0980 N^o28 676-699

Kennett P. Ireson R.L.

The VSP as an interpretation tool for structural and stratigraphic
analysis: Seismograph Service LTD

Köller K, Koenig M.

Reconstruction of reflecting structures from vertical
Seismic Profiles with a moving source: Geophysics Vol 51
Nº10 october pp 1923-1948

Morgan Habil A 1977

The new Seismic Exploration Field Processing & Interpretation
Methods: International Human Resources Development
Corporation Boston Massachusetts

Omnes Gilda 1980

Logs from P and S Vertical Seismic Profiles: Journal of
Petroleum technology Vol 32 pp 1843-1849

Oristaglio M.L. 1985

A guide to current uses of Vertical Seismic Profiles:
Geophysics Vol. 50 Nº 12 pp 2473-2479

Robinson E.A. Treitel s. 1984

Geophysical Signal Analysis, Englewood N.J.

Schlumberger 1984

Evaluación de formaciones en México IMPRIMIRTE MODERNE,
Dunon Sn. Paris Francia

Seeman B. Horowicz 1983

Vertical Seismic Profiling Separation of upgoing and -
Downgoing acoustic waves in a stratified medium, Geophysical
Vol 48 N° 5

Sheriff R.E.

Seismic Stratigraphy: International Human Resources -
Development corporation Boston 1980

Stewart R.R. 1984

Seismic Versus Sonic Velocities: Vertical Seismic Profiling
Study: Geophysics Vol 49 N°8 august 84

Stewart R.R. 1984

USP interval Velocities from travelttime inversion: Geophysical
Prospecting 32 pp 608-628

Tal-Virsky B.B., Tabakov a.a. 1983

High-resolution prediction of acoustic impedances Below
Bottom-of Hole: Geophysical Prospectin 32 pp 225-236

Tariel P. Michon D 1984

Vertical Seismic Profile Processing Geophysical Prospecting
Vol 32 pp 775-789

Waters Kenneth H 1981

Reflection Seismology I: Ed John Wiley and Sons USA

Yamamoto Jaime 1984

Apuntes de la materia Física de las Ondas UNAM inédito