



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**Métodos Sísmicos de Aplicación en la
Explotación de Yacimientos Petroleros**

T E S I S

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Lagunas Tapia Roberto

México, D.F.

2005



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 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.

Agradecimientos

A mis padres por darme su apoyo para obtener este título y a enseñarme a ser un hombre de bien, los quiero mucho.

A Carelia ya que gracias a ella pude pasar por todos lo problemas durante la facultad, Te amo.

Al ingeniero Arellano por las facilidades prestadas para realizar este trabajo.

Métodos Sísmicos de aplicación en la explotación de yacimientos petroleros

Índice.....	I
Resumen.	1
I. Introducción.....	2
I.1 Información histórica.....	7
I.2 Crecimiento de la sísmica 3D.....	8
I.3 Conceptos básicos.....	10
II. Imágenes Sísmicas.....	33
II.1 Parámetros de Reflectores Sísmicos usadas en Estratigrafía Sísmica y su significado geológico.....	33
Estratigrafía.....	33
Estratigrafía Sísmica.....	33
Parámetros en la estratigrafía sísmica.....	36
Patrones de terminación en los estratos.....	41
Facies Sísmicas.....	45
System Tracts.....	45
Caracterización de las facies sísmicas.....	46
II.2 Imágenes sísmicas en escala de profundidad.....	49
II.3 Interpretación básica de secciones sísmicas en secuencias carbonatos.....	55
Intervalos de Velocidad en secciones de carbonatos	56
II.4 Interpretación básica de secciones sísmicas en secuencias siliciclasticas.....	60
II.5 Sísmica en la perforación de pozos.....	65
Tiros de prueba de velocidad.....	68
Adquisición de registros de pozos durante la perforación (LWD).....	69
Ventajas en la adquisición de registros durante la perforación.....	72
III. Caracterización Sísmica.....	77
III.1 Sísmica 3D.....	77

Sísmica tridimensional en el modelado del yacimiento.....	77
Base petrofísica.....	79
Operaciones OBC (Ocean Bottom Cable)	
Técnica para adquisición de datos marinos sísmicos tridimensionales.....	82
III.2 Sísmica 4D.....	85
Estudio de Factibilidad.....	89
Adquisición y procesamiento de información.....	90
Interpretación.....	90
Riesgos.....	94
Información microsísmica.....	94
Potenciales aplicaciones.....	95
IV. Ejemplos de Casos Recientes.....	98
Yacimiento NAB.....	98
Yacimiento Baksha.....	101
Yacimiento Santander.....	103
Yacimiento Kosni.....	106
Proyecto Lamprea.....	119
V. Conclusiones y Recomendaciones.....	125
Bibliografía.....	127

Resumen

La adquisición procesamiento e interpretación sísmica forman una parte necesaria del ciclo de exploración y producción de hidrocarburos, se ha vuelto una herramienta indispensable en la exploración y un requisito necesario en el desarrollo de la producción.

El objetivo de este trabajo es tener un texto de apoyo útil a los estudiantes de ingeniería petrolera para lograr la mejor comprensión de los métodos sísmicos en la industria petrolera, para esto se realizó este trabajo el cual se dividió en tres partes: en el tema I se proporcionan una serie de conceptos básicos de los métodos sísmicos, así como una reseña de su evolución en la industria petrolera. En el tema II se aborda lo referente a las imágenes sísmicas, así como la importancia de dichas imágenes en la perforación de pozos y el uso de los patrones de la estratigrafía en el análisis de las imágenes sísmicas. El tema III se documenta la importancia de la caracterización sísmica en el desarrollo del yacimiento, así como el papel que esta desempeña en el monitoreo del yacimiento.

Las compañías de exploración y producción petrolera utilizan secciones e imágenes sísmicas para interpretar los atributos de las rocas, las estructuras geológicas, las secuencias estratigráficas y la profundidad a la que se encuentran los horizontes de interés económico petrolero del subsuelo con más posibilidades de contener petróleo y/o gas atrapados.

Con la estratigrafía sísmica se realiza también la interpretación estratigráfica, de las facies sedimentarias, ambientes sedimentarios y la reconstrucción de su historia geológica, a partir de los datos obtenidos de los perfiles de la sísmica de reflexión, apoyados con modelos geológicos y con los datos de registros geofísicos de pozos; se obtiene de esta manera información geológica (estratigráfica y estructural) de gran precisión. Se puede realizar la Interpretación de perfiles de reflectores sísmicos y cubos sísmicos en términos de la historia cronoestratigráfica de una cuenca sedimentaria, la cual permite diferenciar en el conjunto de dicha cuenca, superficies isócronas reflejo de eventos geológicos (discontinuidades, fallas y superficies de continuidad correlativas). Es posible reconocer unidades genéticas (secuencias deposicionales), en el conjunto de los materiales que rellenan una cuenca sedimentaria.

En los pozos, la información obtenida por sísmica es de gran utilidad para correlacionar la profundidad perforada con profundidad sísmica, realizar el ajuste de muestras de canal, puntos de revestimiento así como zonas represionadas. Si no se dispone de datos de pozo, la conversión de tiempo a profundidad se realiza utilizando un modelo de velocidad obtenido a partir de parámetros de procesamiento de datos sísmicos. En áreas en que las velocidades sísmicas resultan difíciles de estimar debido a los altos echados de los reflectores o a complejidades estructurales, se pueden tener errores de magnitud considerable. La falta de precisión en la conversión de tiempo a profundidad conduce a estimaciones erróneas de las profundidades en que se ubican determinados

rasgos geológicos, tales como cimas de formaciones, fallas o zonas sobrepresionadas.

Por otro lado, las facies sísmicas son grupos de reflectores sísmicos cuyos parámetros (configuración, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo) permiten la interpretación de ambientes generales de depósito, ya que permiten diferenciar las varias unidades mapeables; lo cual favorece una buena interpretación geológica, con lo que se conoce la geometría y la distribución de los diferentes materiales rocosos del subsuelo.

Un levantamiento sísmico 3D es una poderosa herramienta de evaluación, ya que con una interpretación inicial impacta el plan original de desarrollo, ya que la información sísmica obtenida durante la exploración es de gran valor cuando el pozo está en desarrollo. Dicha información es necesaria en la toma de decisiones como método de recuperación mejorada o si es necesario documentar perforaciones adicionales.

En el caso de caracterización del yacimiento, las compañías confían en los datos proporcionados por la sísmica con el fin de extender dichos datos a las áreas no perforadas. El Geocientífico puede comparar los datos proporcionados por la sísmica (contactos de fluidos, saturación, porosidad, permeabilidad, etc.) con los registros geofísicos y de esta manera tener una calibración más certera para ser utilizada en los simuladores numéricos, así como conocer una geometría acertada del yacimiento.

La comparación de historia de perforación y producción un pozo petrolero con la ayuda de un modelo geológico es necesaria y es donde la sísmica 3D y 4D entran como una de las mejores herramientas para realizar este proceso. La idea básica de este método es modificar un juego de propiedades de flujo (porosidad, permeabilidad, volumen de celda, etc.) en un simulador para que estas concuerden con los frentes de fluidos derivados de la sísmica 4D. Dichos frentes pueden ser extraídos de cubos sísmicos 4D con atributos sísmicos en función a la amplitud.

I. Introducción

Aunque la sismología como disciplina científica data desde hace más de un siglo, la mayoría de los conocimientos científicos que ha proporcionado sobre la estructura interna de la tierra y en particular sobre la corteza terrestre, se han conseguido en los últimos cuarenta años.

El descubrimiento y desarrollo de yacimientos petroleros como recurso natural necesarios para satisfacer la demanda mundial de petróleo y gas, siempre ha planteado desafíos a las compañías petroleras. En los primeros tiempos de la exploración petrolera, la decisión acerca de dónde perforar para hallar petróleo o gas se basaba fundamentalmente en la geología de superficie, manifestaciones superficiales y en corazonadas.

La perforación de pozos adicionales para definir la extensión del yacimiento constituía una práctica costosa y riesgosa; los resultados eran impredecibles y, en ciertos casos, el impacto sobre el medio ambiente local resultaba devastador. La práctica con la incorporación de conocimientos científicos, herramientas y aplicación de las nuevas tecnologías ha evolucionado considerablemente, entre ellas la geofísica y en particular la sísmica.

A lo largo de los años, el sistema de perforación con fines exploratorios basado en la “mejor conjetura” fue reemplazado por la ciencia, recurriendo a un mapeo geológico sistemático, al análisis geoquímico, al rastreo de rocas generadoras potenciales y a la tecnología de prospección sísmica.

La prospección sísmica utiliza ondas acústicas para obtener una representación de las estructuras geológicas y los distintos tipos de rocas que se encuentran en el subsuelo. En el continente, se puede utilizar una fuente sísmica natural, vehículos con plancha vibradora (“vibroiseis”) o una carga explosiva, para generar ondas acústicas que se propagan dentro de la Tierra hasta grandes profundidades. Cada vez que un frente de onda encuentra un cambio en las propiedades geomecánicas

del subsuelo, parte de la onda es reflejada nuevamente a la superficie, donde un arreglo de geófonos registra la señal de retorno.

La información registrada se procesa para generar una imagen representativa del subsuelo. Las compañías de exploración y producción utilizan estas imágenes para interpretar los atributos obtenidos de las mismas y de las estructuras geológicas, para decidir dónde perforar, para lo cual identifican las secuencias estratigráficas del subsuelo con más posibilidades de contener petróleo o gas atrapados.

Como tecnología de exploración, la prospección sísmica ha tenido un éxito notable. Los especialistas en Exploración y Producción clasifican a los levantamientos sísmicos tridimensionales (3D) de superficie como la tecnología actual de mayor impacto sobre la industria de Exploración y Producción petrolera. En la última década, dado que la aplicación de los levantamientos sísmicos 3D pasó a tener amplia difusión, el éxito exploratorio ha aumentado del 40% en 1992 al 70% en 2001 (Fig. I.1).

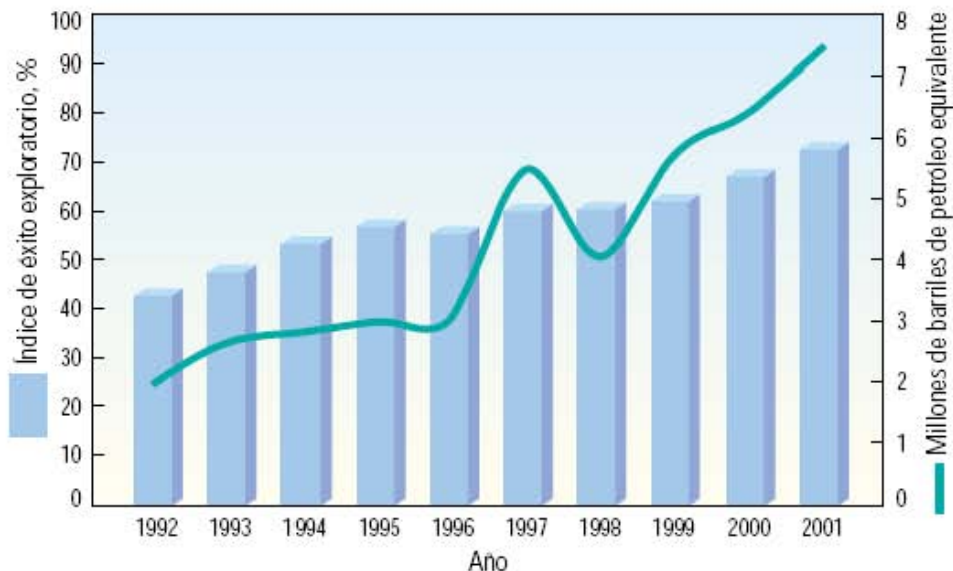


Fig. I.1. Barriles de petróleo crudo equivalente recuperados gracias a la exploración sísmica (tomada del 2004, Schlumberger)

Al mismo tiempo, la cantidad promedio de barriles de petróleo extraídos por cada pozo exitoso se ha cuadruplicado. Los levantamientos sísmicos han permitido que las compañías petroleras ahorren millones de dólares y han contribuido a que los precios de los combustibles se mantengan accesibles para los consumidores sobre todo en la economía del libre mercado, pero no se debe olvidar que se ha impactado negativamente al medio ambiente de forma muy significativa (Fig. 1.2).

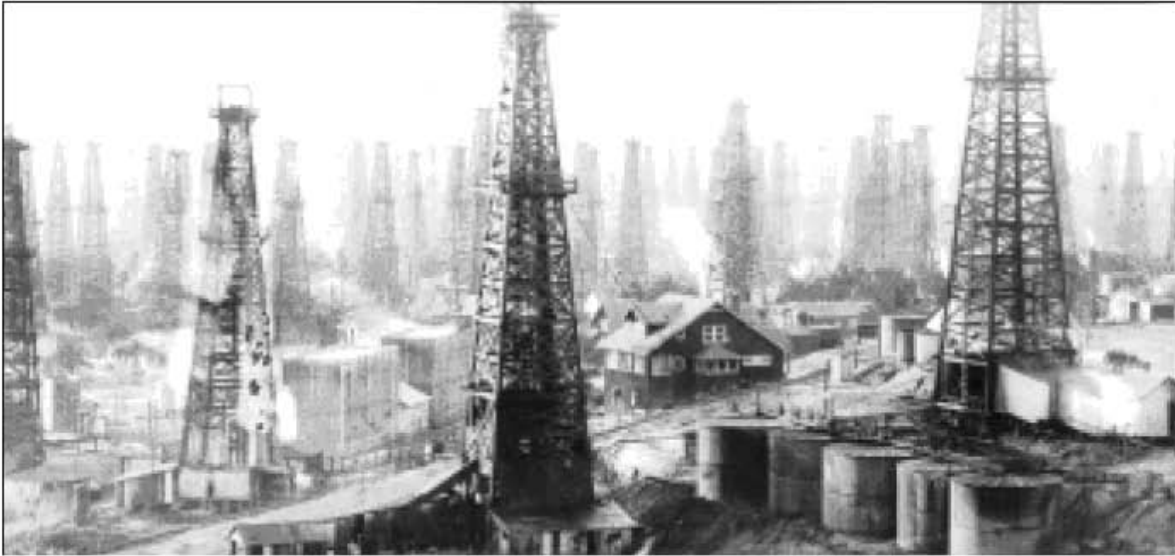


Fig. 1.2. Torres de producción en el campo petrolero Kern Rive, Baskersfield, California, EUA, en 1932. El desarrollo de este campo petrolero, que fue descubierto antes de la llegada de los levantamientos sísmicos, tuvo un impacto considerable sobre el medio ambiente.

La adquisición de datos sísmicos implica el uso temporal de los terrenos que rodean a un área prospectiva con la aceptación correspondiente de los dueños. Tradicionalmente, los levantamientos han sido realizados sobre todo en el ciclo exploratorio; sin embargo, los datos se utilizan a lo largo de toda la vida productiva del campo.

Durante la adquisición del levantamiento sísmico, se pueden producir cambios temporales en el entorno, y rara vez permanentes, si el proyecto no es bien manejado. El uso real del suelo durante la adquisición de líneas sísmicas sólo afecta entre el 2.5% y el 5.0% de la superficie terrestre cubierta por el levantamiento sísmico. Según el diseño del levantamiento, este impacto suele ser equivalente a una extensión de 750 a 1000 km lineales [470 a 625 millas lineales]

de línea sísmica o de 2.5 a 5.0 km² [0.9 a 1.8 millas cuadradas] de superficie por cada 100 km² [39 millas cuadradas] del área investigada.

Si bien se considera que el impacto por levantamiento sísmico es transitorio y especialmente estético, si dichos levantamientos no se realizan correctamente pueden producir un impacto ecológico considerable tanto en regiones continentales como marinas. Durante la última década, una mayor conciencia ambiental en conjunto con un mejor enfoque en este aspecto por parte de los gobiernos, la industria y los grupos de interés, han influido en forma creciente para que no se dejen “huellas” o rastros de actividad después de esos levantamientos.

Al mismo tiempo, la industria realiza cada vez más levantamientos de repetición (técnica de lapsos de tiempo) o de cuatro dimensiones (4D). La aplicación terrestre de los levantamientos 4D podría tener un impacto ambiental aún mayor porque es posible que deban efectuarse levantamientos repetidos antes de que el área del levantamiento inicial haya tenido tiempo para recuperarse. Estos levantamientos repetidos se realizan en la misma área para vigilar rutinariamente los cambios producidos en los fluidos del yacimiento través del tiempo.

Con este respaldo de mayor conciencia ambiental, la industria sigue demostrando su compromiso con la protección del medio ambiente al insistir en la adopción de prácticas de perforación, adquisición de registros, pruebas y tareas de producción más seguras y más sólidas desde el punto de vista ambiental. Como la mayoría de las compañías de Exploración y Producción contratan empresas de levantamientos sísmicos para que adquieran datos geofísicos por ellas, en lugar de recolectarlos ellas mismas, los proveedores de servicios geofísicos también deben manejar sus operaciones de manera segura para evitar incidentes relacionados con la salud, la seguridad y el medio ambiente (SSMA). El cliente y el contratista deben trabajar juntos a fin de preparar planes de manejo de SSMA para cada proyecto geofísico.

I.1 Información Histórica

En el curso del siglo XX, varios episodios notables marcaron avances de los métodos de prospección sísmica. Si bien muchas tecnologías nuevas tardaron más de 10 años en pasar de la etapa de introducción a la práctica generalizada, cada una generó finalmente nuevas oportunidades de exploración.

Comenzando en la década de 1920, se introdujeron los disparos analógicos de cobertura simple para detectar capas inclinadas del subsuelo. Durante esta década los datos digitales y los levantamientos bidimensionales (2D) se convirtieron en la práctica corriente. En conjunto estas tecnologías permitieron el descubrimiento y explotación de yacimientos del Mar del Norte y otras áreas que planteaban importantes desafíos.

En la década de 1930, esta técnica innovadora fue la clave para los hallazgos registrados entorno a los domos salinos y pronto se convirtió en una práctica estándar en todos los lugares donde se tenían manifestaciones superficiales de hidrocarburos como chapopoterías y escapes de gas.

En la década de 1950, se tuvo el advenimiento de los datos sísmicos de cobertura múltiple logrados por apilamiento de punto común de reflexión (CDP) técnica que mejoró significativamente la relación señal ruido.

En la década de 1960, se introdujeron la adquisición y procesamiento de datos digitales que reemplazaron a los métodos analógicos y ópticos anteriores. Esto trajo al mismo tiempo mejoras importantes en la calidad de los datos sísmicos y condujo a nuevos hallazgos de yacimientos de gas y aceite en el mundo.

El procesamiento en el dominio del tiempo era un procedimiento de rutina, pero se introdujo y probó la migración en profundidad después del apilamiento en levantamientos 2D. Se realizaron posteriormente los primeros levantamientos

tridimensionales (3D) pequeños en campos desarrollados para mejorar y evitar la declinación en la producción de los yacimientos.

En la década de 1980 los levantamientos sísmicos 3D se aplicaron en gran medida en la industria petrolera, transformando así todo el negocio de la exploración y explotación de aceite y/o gas. Los atributos de trazas y los puntos brillantes fueron y siguen utilizándose como indicadores sísmicos de la presencia de hidrocarburos.

Para la década de 1990, los contratistas de prospección sísmica ya adquirían datos de exploración 3D como rutina en extensas áreas de las distintas plataformas continentales del mundo. La migración en el tiempo después del apilamiento en levantamientos 3D evoluciono hasta convertirse en práctica corriente, reduciendo los costos de descubrimiento a sus niveles actuales y se introdujo la migración en profundidad antes del apilamiento en levantamientos 3D para ciertos casos particulares.

Hoy en día los operadores no perforan si no cuentan con datos 3D sobre sus áreas prospectivas y, en las áreas de máximo riesgo, no se arriesgan a perforar pozos sin disponer imágenes en escala de profundidad antes del apilamiento. La figura I.3 muestra en forma gráfica la cronología de los avances mas notorios en la sísmica de exploración petrolera en las ultimas nueve décadas.

I.2 Crecimiento de la tecnología sísmica 3D

Durante la década de 1960, Exxon Corp. desarrollo la técnica de imágenes del frente de onda expansiva (una línea de geófonos que son puestos ortogonales a la línea de agujeros de disparo, cada disparo detectado por la línea de geófonos, revela una línea en la subsuperficie).

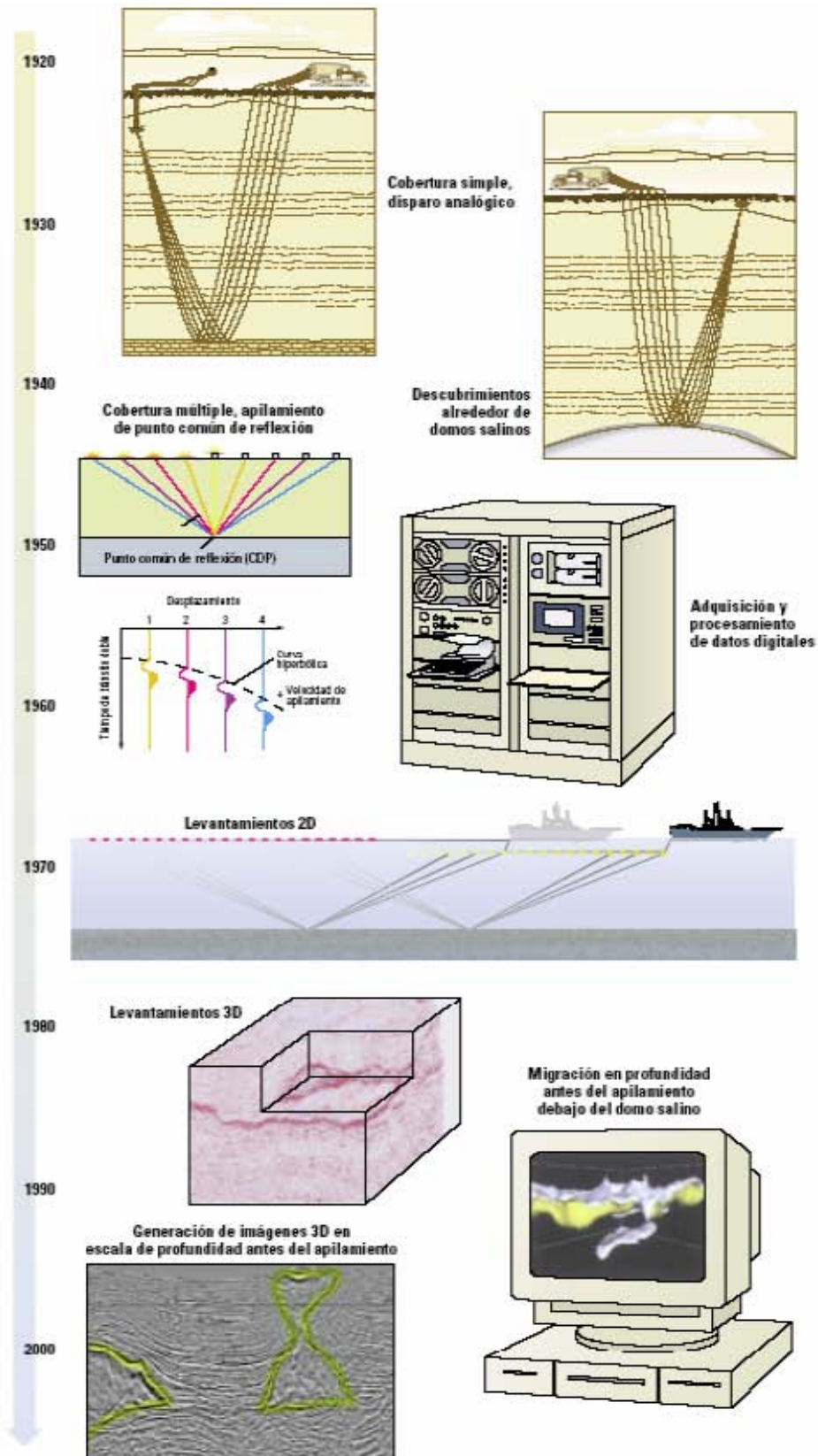


Figura I.3 Cronología de los avances más notorios en los métodos sísmicos, por década a partir de 1920

En la década de 1970, se introdujo al Seiscorp, un método para mostrar vistas areales de información sísmica, fue desarrollada por Geophysical Services Inc. (GSI) inspirado por la presentación de Exxon. Posteriormente GSI desarrollo una aproximación time-slice que en lugar de discretizar a través de las grabaciones de los disparos sísmicos, se discretizo a través de las secciones sísmicas bidimensionales (2D).

A la mitad de la década de 1970, la exploración moderna 3D fue introducida como una práctica general en la explotación petrolera, por lo que gran cantidad de mallas de información sísmica de alta calidad y buena resolución fueron adquiridas. Por otro lado, la migración 3D, en su forma mas elemental, fue utilizada ampliamente y las secciones en tiempo y secciones verticales fueron interpretadas con mas éxito. De 1975 a 1995, los costos de adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos además del tiempo requerido para interpretarlos fueron reducidos significativamente.

I.3 Conceptos Básicos

Produciendo artificialmente un pequeño sismo (terremoto) y detectando los tiempos de llegada de las ondas producidas, una vez reflejadas o refractadas en los distintos limites entre las distintas secuencias geológicas, podemos obtener una imagen muy aproximada del subsuelo identificando las discontinuidades o continuidades en la corteza terrestre. Los cambios en los tipos de reflector coinciden, generalmente, con las discontinuidades estratigráficas o estructurales.

Los métodos sísmicos útiles en la exploración y explotación de hidrocarburos se dividen en dos clases: de reflexión y refracción. El método sísmico de reflexión es el más utilizado en prospección petrolífera y es un método de detalle. El método sísmico de refracción es un método de reconocimiento general y ya que da menor detalle, pero puede ser utilizado en prospección petrolífera, aunque su empleo es más reducido.

La tecnología sísmica se realiza de manera general en tres fases críticas:

- Adquisición
- Procesado
- Interpretación

A continuación se presentan ordenados de manera alfabética algunos conceptos básicos que proporcionan un mejor entendimiento de dichos métodos.

Adquisición Sísmica

Consiste en obtener la imagen sísmica de un área determinada y constituye la primera mirada con un nivel de certidumbre aceptable hacia el interior de la tierra. Los levantamientos sísmicos terrestres y marinos se adquieren como un registro de energía acústica reflejada que viaja a través de las capas rocosas; es una de las herramientas primarias que proporciona información valiosa para decidir en donde se debe perforar (figura I.4).

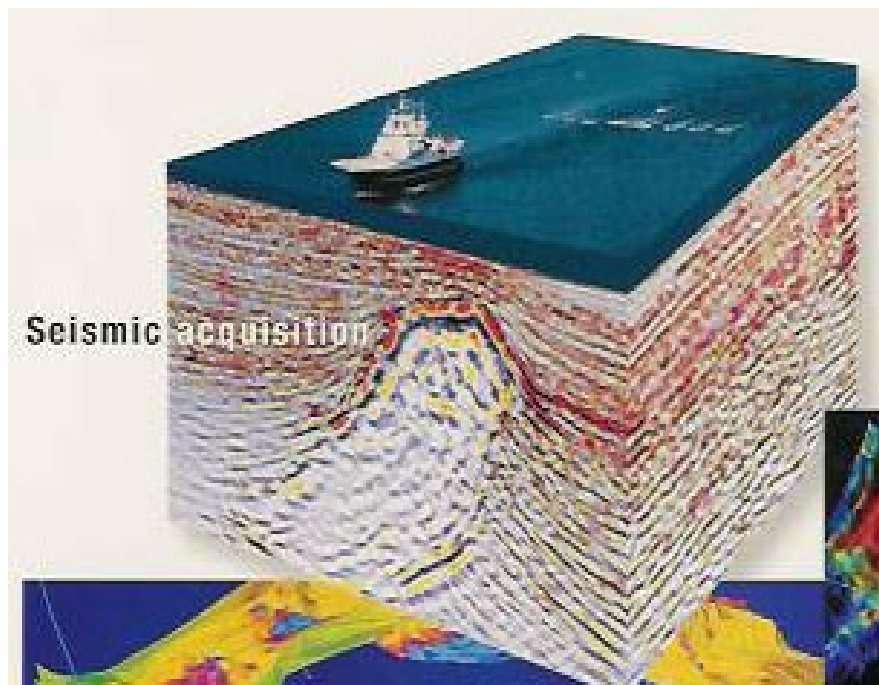


Figura I.4 Ejemplo de adquisición sísmica en un domo salino (JPT 1996)

Los expertos en operaciones geofísicas, procesamiento e interpretación deben trabajar conjuntamente para asegurar que los programas sísmicos produzcan datos de la más alta calidad en el menor tiempo posible y al más bajo costo.

El primer paso para utilizar una línea (una malla de información) o un volumen (3D) de información, es el de revisar la adquisición y procesamiento de dicha información. Idealmente un intérprete debe de tener la oportunidad de ayudar al diseño de la adquisición y el procesamiento del levantamiento, indicando cuales son los posibles objetivos y que tipos de resoluciones verticales u horizontales requiere, aunque esto pasa muy pocas veces. El aspecto económico es muy importante, ya que se debe procurar que el proyecto sea atractivo como negocio, los contratistas deben de tener un beneficio de su información si ocurre de otra manera ellos no se pueden mantener en el mercado.

Anisotropía

Es la condición de tener diferentes propiedades en diferentes direcciones, como en un estrato geológico que transmite ondas sísmicas con diferentes velocidades en las direcciones horizontales y verticales.

En cualquier punto en el medio que se analice (parte del subsuelo), la velocidad puede depender de la dirección de propagación $V(\theta)$, donde θ es el ángulo de propagación. Ambas ondas S y P pueden exhibir anisotropía. Se sabe que la anisotropía esta presente en la mayoría de las rocas, este efecto necesita ser removido de la información sísmica ya que puede introducir distorsiones que influyen la interpretación. El material puede ser anisotropico aun si la velocidad es constante. Se dice que la anisotropía esta sujeta a la variación de los parámetros elásticos y estos a la vez están en función de la presión y temperatura por lo cual, varían con la profundidad.

Por ejemplo, si un mineral tiene simetría uniaxial en el arreglo de sus átomos en su celda unitaria, las propiedades físicas del mineral paralelas y perpendiculares al

eje de simetría son diferentes, por lo tanto las velocidades (las cuales dependen de los parámetros elásticos) varían con la dirección en un medio anisotrópico, es por lo cual se dice que el mineral es anisotrópico.

Anisotropía VTI

Un caso especial de anisotropía donde las ondas viajan a una misma velocidad en cualquier dirección horizontal pero a diferente velocidad en la dirección vertical. Entre la dirección horizontal y vertical, la velocidad varía con ángulo de propagación. La anisotropía transversa es típica en rocas arcillosas como las lutitas.

Anisotropía HTI

Es otro tipo de anisotropía esta asociada con medios rocosos donde se tienen abundantes fracturas verticales

Anisotropía Azimutal.

Es la anisotropía asociada con la estructura regional, por ejemplo las ondas que viajan de Este-Oeste pueden ir más lento que las ondas viajando Norte-Sur.

Azimut

Es el ángulo medido, en el sentido de las manecillas del reloj, se mide desde el norte a una línea apuntando a la locación del receptor.

Continuidad

Propiedad de los arribos sísmicos reconocidas a través de trazas sucesivas, con pequeños cambios en los tiempos de llegada de cada uno y cuya repetición crea una continuidad. Una gran continuidad representa una base confiable para seguir la interpretación de una secuencia estratigráfica.

Convolución

Es una operación vectorial en la cual dos vectores son combinados para crear un tercer vector; la convolución es utilizada en análisis de series de tiempo, incluyendo el procesamiento geofísico de señales.

Es una operación matemática que define el cambio de la forma de una onda resultante en paso a través de un filtro. Por ejemplo, un pulso sísmico generado por una explosión es alterada en forma por efectos filtrantes tanto en el suelo como en el sistema de grabado, así el sismograma (la salida filtrada) difiere significativamente del pulso inicial sísmico (la entrada).

Deconvolución (Filtrado inverso)

Proceso designado a restaurar la forma de una onda antes de pasar por el proceso de filtrado o convolución, es una técnica de procesamiento de datos aplicada a reflexión sísmica y a otro tipo de información con el propósito de mejorar la visibilidad y la resolución de los eventos reflejados.

Es un proceso contrario a la convolución, corresponde un aspecto esencial del procesamiento de la información sísmica. Es utilizada para mejorar las grabaciones sísmicas removiendo los efectos adversos del filtrado encontrados por las ondas sísmicas a través de su paso en las formaciones.

Difracción

En discontinuidades abruptas en las interfases o estructuras cuyo radio de curvatura es más corto que la longitud de onda de las ondas incidentes, las leyes de reflexión y refracción ya no se aplican. Dicho fenómeno se conoce como difracción

En sismología el fenómeno de difracción es análogo al de la óptica. De tal manera que cuanto mayor es la longitud de la onda considerada, la difracción será mayor. Es por esto que en la propagación de ondas sísmicas la difracción es mayor que

en la óptica ya que la longitud de onda es mucho mayor que la de las ondas luminosas. En la símica, la difracción ocurre principalmente en las superficies de las fallas y en los puntos donde los estratos cambian de pendiente bruscamente.

Dispersión

Es el fenómeno que causa la separación de una onda en sus componentes espectrales con diferentes frecuencias, debido a la dependencia de la velocidad de la onda a su frecuencia. Es la distorsión de la forma del tren de ondas sísmicas a causa de la variación de velocidad con la frecuencia. Dispersión angular resultado del cambio de velocidad a causa de la anisotropía.

Es la variación de la velocidad de una onda con el cambio de la frecuencia. En un medio elástico homogéneo no hay dispersión; sin embargo, en un medio imperfectamente elástico como la corteza terrestre, existe este fenómeno. La ausencia de dispersión en la prospección es muy importante, ya que permite que el impulso se propague sin variar su longitud. En un medio en que existe dispersión, los diferentes componentes del impulso sísmico se separan y pueden aumentar la longitud del impulso hasta tal grado que no pueda determinarse el tiempo de llegada exactamente.

Epicentro

Es el punto en la superficie de la tierra el cual esta directamente arriba del centro de un terremoto. Se llama epicentro a la proyección del hipocentro sobre la superficie terrestre.

Frentes de onda

Se define el frente de onda como la superficie envolvente a donde llega la onda en un momento dado. Puede tener diferentes formas: en las ondas planas que se propagan por la superficie del agua será una línea recta, en las circulares, que fácilmente podemos crear en al superficie del agua, será una circunferencia y en las sonoras (como las que se producen una explosión) será una esfera. Son todos

los puntos alcanzados por una onda la cual ha sido generada desde un punto hacia diferentes direcciones en un medio.

El método de refracción sísmica busca medir la variación espacial de parámetros petrofísicos, como velocidad sísmica y absorción, a través del análisis de señales sísmicas generadas artificialmente. Estos parámetros petrofísicos pueden relacionarse a tipos de rocas, porosidad, karsticidad y otros factores geológicos; también pueden usarse para proporcionar la tercera dimensión a la geología (tiempo). El método se basa en el análisis de perturbaciones sísmicas que han viajado en el interior de la Tierra, y que se han regresado a la superficie a través del proceso de refracción.

La energía sísmica que normalmente se inicia con una carga explosiva, se propaga en todas direcciones en el medio circundante. En cualquier momento, siguiendo el ataque de la perturbación, pueden distinguirse dos partes del medio:

Una parte a través de la que la perturbación está pasando o ya ha pasado, y la otra parte que no ha sido alcanzada por la perturbación. Las dos partes están separadas por una superficie llamada “el frente de onda de la perturbación”; todos los puntos de un frente de onda tiene el mismo tiempo de viaje desde la fuente. La propagación de frentes de onda puede observarse con detectores, tales como sismómetros, geófonos e hidrófonos. El pasaje de un frente de onda a través de un punto de la observación se marca por un aumento rápido en la amplitud de la señal.

La velocidad de un punto en el frente de onda se mide en la dirección de una línea que atraviesa ese punto y es normal al frente de onda. De hecho, la adquisición de datos de refracción usando pozos profundos puede verse como un extremo lógico del perfilaje sísmico vertical de grandes compensaciones, y proporciona un enfoque conveniente para extender la información recuperable de pozos a distancias mayores.

Hipocentro o Foco

Usualmente el punto en donde se desarrolla un terremoto se llama foco o hipocentro, cuya situación geográfica y profundidad se calculan a partir de los registros del sismo obtenidos en varias estaciones sísmológicas. De estos estudios se deduce que el hipocentro se encuentra a decenas de kilómetros de profundidad dentro de la corteza terrestre o en la base de la corteza.

Isótropo

Es un medio donde las propiedades son las mismas en todas direcciones por ejemplo, el efecto de la velocidad en cualquier punto en el medio es independiente de la dirección de propagación.

Ley de Snell

Independientemente de cuál sea el radio de la circunferencia considerada, para un rayo de luz dado, la razón de los desplazamientos en uno y otro medio es la misma y depende sólo de la naturaleza de los medios elegidos y del orden en que se los haya dispuesto.

Cuando una onda p es oblicuamente incidente a una interfase de contraste de impedancia acústica, los rayos de ondas p refractados y transmitidos son generados como en el caso de una incidencia normal. Adicionalmente una parte de la energía incidente compresional es convertida en rayos de ondas s refractados y transmitidos.

En el caso de una incidencia oblicua, los rayos de onda p transmitidos viajan a través de la capa mas baja con n cambio de dirección de propagación y esto se refiere a un rayo refractado. Snell define el rayo parámetro $p = \frac{\sin(i)}{v}$ donde i es el ángulo de inclinación del rayo en la capa que esta viajando dicho rayo con una velocidad v. La forma generalizada de la ley de Snell establece que a lo largo de cualquier rayo, el parámetro del rayo permanece constante.

$$\text{Sen } \theta_1/V_1 = \text{Sen } \theta_2/V_2$$

Migración

Es un proceso que compensa la distorsión introducida por propagación de onda y por la geometría de adquisición. Es un proceso importante y caro, el cual se aplica a la información sísmica antes de ser interpretada. La migraciones se clasifica de en 2D (es apropiada para solo una línea de inmersión pura) y 3D (una malla de líneas 2D migradas).

Consiste en colocar las reflexiones buzantes en su posición espacial verdadera. Si el reflector es horizontal, los datos requeridos serán obtenidos directamente bajo el punto de origen en la superficie

Ondas Sísmicas

Las ondas Sísmicas son paquetes de energía de tensión elástica que se propagan hacia fuera de una fuente sísmica, por ejemplo un terremoto o una explosión. Las fuentes convenientes para un levantamiento sísmico usualmente generan trenes de ondas de vida corta, conocidos como pulsos, los cuales típicamente contienen un amplio rango de frecuencias (Fig. 1.5).

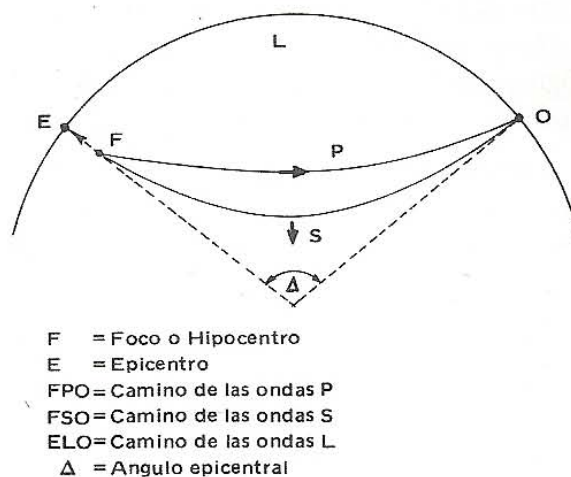


Fig 1.5 Manera en la que las ondas se propagan en la Tierra

Onda P

Equivalente a la onda de sonido, otros nombres incluyen onda compresional, primaria y onda longitudinal. Su movimiento de partículas es paralelo a la dirección de propagación de onda, es la onda principal que se utiliza en la exploración sísmica, puede existir en sólidos y fluidos (Fig. I.6.a).

Onda S

Onda transversal o secundaria, donde ocurre movimiento de partículas de manera perpendicular a la dirección de propagación. El termino onda transversal es el más general y comprende ondas de luz y gravedad en la superficie del agua. Solo existe en sólidos (Fig. I.6.b).

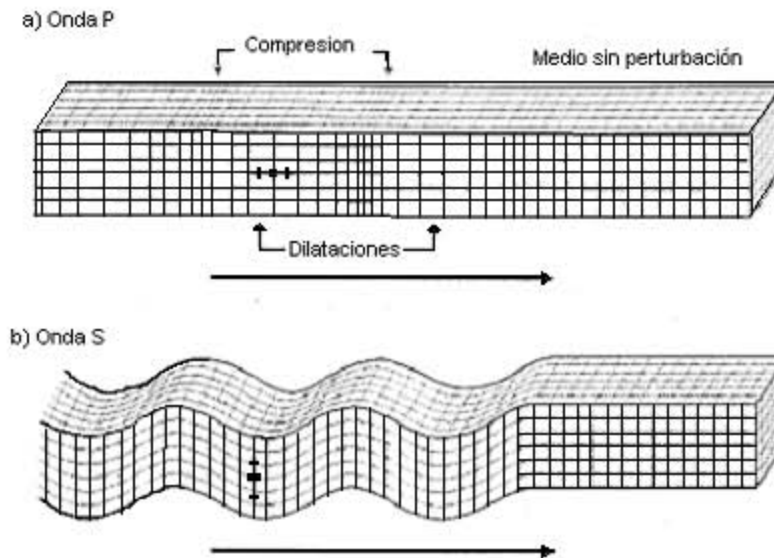


Fig. I.6. deformaciones a causa de ondas P y S

Parámetros Isótropos Físicos Elásticos

El material acústico envuelve dos parámetros y un tipo de onda, mientras que para el caso elástico isótropo son 3 parámetros y 2 tipos de onda. Por conveniencia siempre se usa la velocidad de las ondas P y S, además de la densidad como los 3 parámetros mas importantes. Pero a través de la historia del estudio de la elasticidad isótropa se han considerado otros parámetros, como la velocidad de Poisson, el modulo de Young, rigidez, etc.

Pistolas de Aire

Son fuentes neumáticas en las cuales, la cámara esta cargada con aire comprimida a presión muy alta, generalmente 10-15 MPa (Fig. 1.7.). El aire es liberado, por medio de un gatillo eléctrico, por lo que en el agua en forma de una burbuja de alta presión. El tren primario de pulsos generados por la pistola de aire es seguido por un tren de pulsos burbuja los cuales incrementan la longitud total del pulso. Los pulsos burbuja son causados por la expansión oscilatoria y el colapso de las burbujas secundarias seguido por el colapso de la burbuja inicial este procesos tiene el mismo efecto de un pulso sísmico.

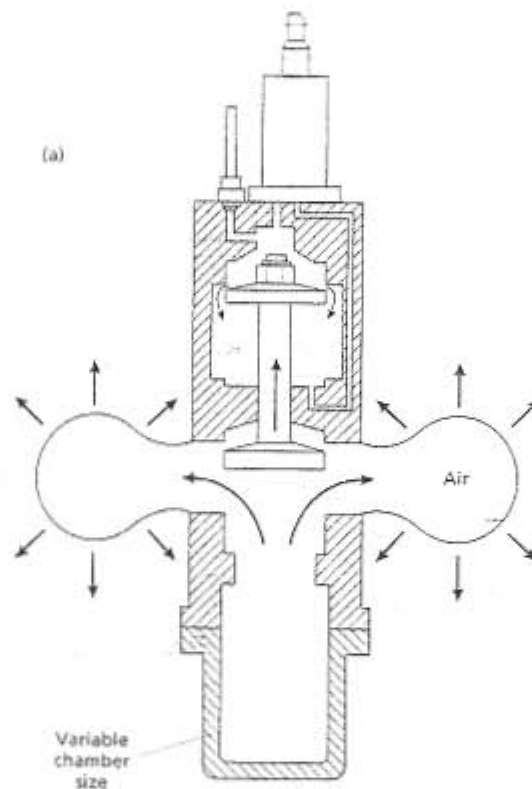


Fig. 1.7. Pistola de aire convencional

Procesamiento Digital

Técnicamente corresponde al procesamiento matemático de información por medio de una computadora. Desde el punto de vista geofísico, es el proceso considerado en la aplicación de nuevas operaciones matemáticas al

procesamiento de información sísmica. Estas son operaciones de “filtrado” las cuales son efectivas para mejorar el promedio señal/ruido.

Como el procesamiento de la información sísmica es en cierta manera subjetivo, las preguntas básicas que se deben considerar en el procesamiento de información sísmica son las siguientes:

1. ¿Quién realizó el procesamiento? (compañía y/o individuos)
2. ¿Cuándo se realizó el procesamiento?
3. ¿En qué parte se realizó el procesamiento?
4. ¿A qué ritmo fue procesada la información sísmica?
5. ¿Qué tipo, si es que hay, de correcciones estáticas fueron aplicadas y cuándo?
6. ¿Cuáles fueron los planos de procesamiento y reproducción?
7. ¿Qué tipo de deconvolución fue utilizada?
8. ¿Cuántos análisis de velocidades fueron realizados, que tan espaciados son y que tan discriminante fue el análisis vertical?
9. ¿La información fue migrada, cuál fue el algoritmo utilizado, es una migración 2D o 3D?
10. ¿Cuáles fueron las escalas de reproducción verticales y horizontales?

Propagación de Ondas Sísmicas

Las ondas sísmicas producidas por la detonación de una carga explosiva o por cualquier otro sistema, se transmiten a través de la tierra en forma de vibraciones. La vibración de mayor velocidad es la de la onda longitudinal que utilizan los métodos sísmicos. Cuando el medio en el que se propagan las ondas sísmicas no es homogéneo (como la corteza Terrestre) se producen los fenómenos principales de refracción y reflexión; así como de difracción, dispersión y Scattering.

Relación Señal-Ruido

Es la energía de los eventos deseados dividida por toda la energía remanente a ese tiempo, algunas veces la energía de los eventos deseados es medida con

respecto a la energía total a ese tiempo. En la práctica esta relación es difícil de determinar debido a la dificultad para separar la señal de los eventos deseados, debiendo presuponerse algunas características de la señal para hacer la separación.

Resolución

Es la habilidad de distinguir algo más en una imagen sísmica, es cuando se resaltan una o más características geológicas del subsuelo, por lo que se está contribuyendo a un efecto observado. La resolución limita la cantidad de detalle estratigráfico que puede ser extraído de la información sísmica. Existen 3 tipos de resolución, la **resolución vertical** la cual es la habilidad de distinguir que más de una interfase reflejada está contribuyendo a una reflexión observada. **La resolución Horizontal** concierne a la habilidad de distinguir entre varias características, las cuales han sido movidas horizontalmente con respecto a cada una de ellas; esta resolución se separa en resolución horizontal en secciones **no migradas y migradas**.

La resolución horizontal en zonas no migradas es usualmente descrita en zonas Fresnel. La primera zona Fresnel es el área del reflector en donde la energía reflejada alcanza al detector en medio ciclo.

Las principales razones por las cuales se tiene pérdida en la resolución horizontal son:

1. Ruido en secciones no migradas
2. Muestreo espaciado
3. Apertura en la migración (profundidad aparente)
4. Errores de velocidad
5. Limitaciones en el apilamiento
6. Suposiciones en 2 dimensiones
7. Otras aproximaciones y errores

Resolución Horizontal.

Es la característica que permite resaltar elementos geológicos a pequeña escala en una vista en planta (mapa), como arrecifes pequeños y canales. Otros elementos que distinguen a la resolución horizontal son:

1. Varía con la profundidad
2. Es menor que la teórica si el tamaño del compartimiento es muy grande.
3. Es de mala calidad antes de la migración.
4. Es útil para establecer límites en los errores en los mapas.

Ambas resoluciones se basan en la velocidad local y el contenido de frecuencias de las ondas.

Resolución Vertical.

Es la característica que permite identificar picos individuales en un trazado sísmico con la cima y la base de una unidad geológica; esta basada en la longitud de onda y el grosor. El límite de la resolución vertical está dada por la longitud de onda dividida entre cuatro ya que es la unidad geológica más delgada. Otras características importantes de la resolución vertical son:

1. El Tuning y la resolución ocurren en el mismo grosor.
2. El mapeo de un grosor menor a el cociente de longitud de onda entre 4 es de alto riesgo.
3. Las amplitudes y frecuencias instantáneas pueden ser utilizados como indicadores de subresolución del grosor.
4. El límite de detectabilidad requiere circunstancias inusuales relacionadas con la calidad de la señal y la geología
5. Detuning es posible si la información geológica de varios pozos están disponibles

Ruido.

Ruido es cualquier señal en la información sísmica que no este relacionada a la estructura o característica geológica; el mayor problema es el de encontrar la señal adecuada en presencia de ruido.

Es todo lo que no es deseado en una señal y generalmente ocurre por alguna de las siguientes causas:

1. Todo lo que es generado por una fuente sísmica viajando sobre otro camino que no sea el deseado.
2. Todo lo que es generado por fuentes no sísmicas.
3. Todo lo que es adicionado a la señal sísmica durante la detección, grabación y procesamiento de la información sísmica.

Scattering

Es la formación de pequeñas ondas que propagan la energía en todas direcciones y se produce cuando un frente de ondas choca con partículas libres u objetos pequeños comparados con su longitud de onda; este fenómeno no es mayor para frecuencias altas. Parte de lo que consideramos ruido en un sismograma puede ser debido a este fenómeno ya que produce energía distribuida al azar en la superficie.

Sísmica 3D.

El proceso de levantamiento y procesamiento de información sísmica de tal manera que un cubo de información es producida e interpretada para tener significado geológico (en tres dimensiones).

Sísmica 4D.

Método de levantamiento, procesamiento e interpretación de información sísmica de varios levantamientos 3D sobre un yacimiento productor para monitorear los cambios de saturación y presión. Cada levantamiento 3D es en diferente tiempo.

Sísmica de Refracción

El método de refracción fue la primera técnica sísmica empleada en la exploración del petróleo. Durante los años veinte del siglo pasado se logró un éxito espectacular en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, con el descubrimiento de domos de sal, y en el golfo Pérsico con cartografía del subsuelo de grandes estructuras plegadas.

El método geofísico de sísmica de refracción consiste en generar ondas sísmicas en la superficie y registrar las que experimentan la refracción total a lo largo de los contactos de velocidades de los diferentes medios del subsuelo. Primero se coloca una pequeña carga explosiva sobre o debajo de la superficie del terreno para producir artificialmente un sismo.

Se colocan detectores, llamados geófonos, en una línea recta a partir de la carga y a distancias que van aumentando, d_1 , d_2 , d_3 ... etc. Se hace estallar un explosivo y se registra automáticamente por medio de sismógrafos el tiempo empleado (tiempo de tránsito) por la onda elástica en llegar a cada detector. Se realiza una gráfica en la que se dibuja el tiempo requerido por el primer choque en llegar a cada uno de los geófonos en función de la distancia a que encuentre la carga explosiva.

En resumen, el fundamento de este método, es que a ondas de choque producidas por una pequeña explosión cerca de la superficie del terreno, se les va a medir el tiempo de recorrido hasta los geófonos colocados a diferentes distancias. La onda de choque puede viajar más rápido a un geófono distante a través de estratos duros más profundos, que por el camino más corto (Fig. 1.8).

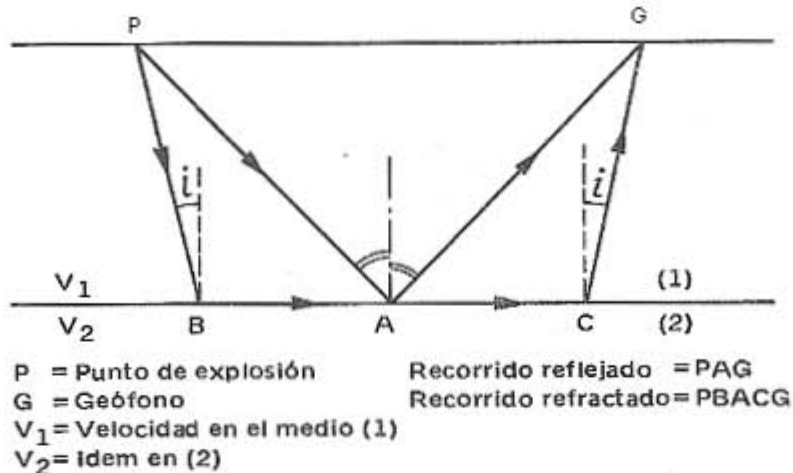


Fig 1.8 refracción de una onda sísmica

Sísmica de Reflexión.

El principio de funcionamiento es el mismo que ocurre con la emisión de ondas acústicas, las cuales cuando cambian las condiciones del medio (cambios de impedancia acústica), debido por ejemplo, a la interacción con el fondo marino o a los diferentes niveles o estructuras sedimentarias del subsuelo marino, parte de la energía se refleja. El método sísmico de reflexión consiste en registrar los tiempos de llegada de las ondas reflejadas en los contactos del subsuelo a una serie de detectores superficiales o geófonos. En función de los tiempos de llegada de las ondas y de las distancias superficiales medidas se puede llegar a conocer la posición de los estratos en profundidad (Fig. 1.9). La profundidad a la que se obtiene el reflector al que corresponde dicho eco, se obtiene en tiempo doble; las técnicas acústicas generalmente se agrupan en función de su frecuencia de emisión y naturaleza de la fuente acústica. Estos condicionan a su vez la penetración y la resolución del sistema, relación que es inversa, de modo que a mayor penetración se obtiene menor resolución y viceversa. La resolución se utiliza en los estudios de mucho detalle, o lo que es lo mismo en los estudios de alta resolución. Por el contrario, la penetración se emplea en aquellos estudios que pretenden conocer como es la geología profunda, en detrimento de los detalles. Entre ambos extremos existe toda una gama de técnicas que

habitualmente se emplean de forma conjunta al objeto de tratar de conseguir ambos efectos: resolución y penetración.

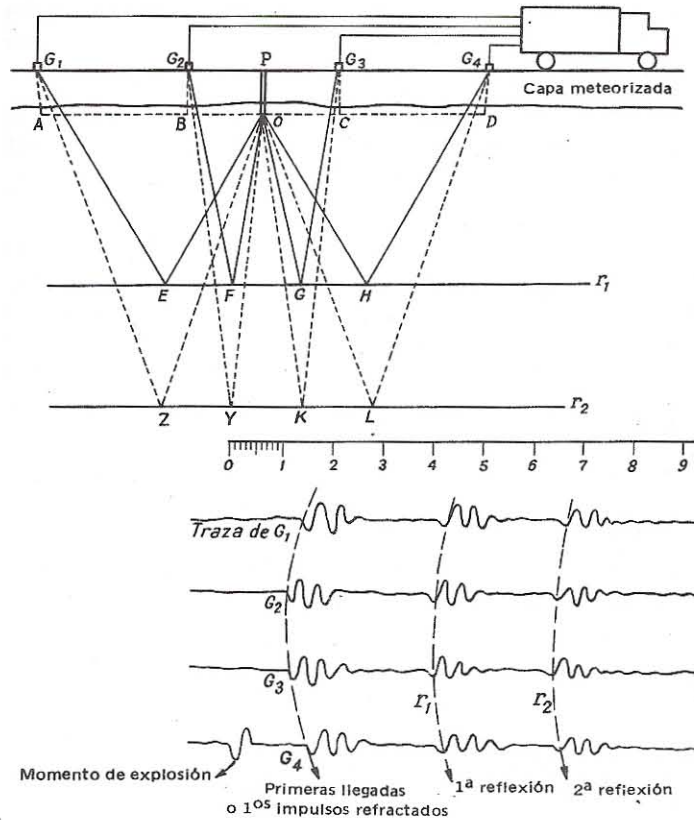


Fig. I.9 Reflexión de una onda sísmica

Los parámetros que un intérprete debe de considerar cuando se adquieren datos de reflexión sísmica, están inmersos en las siguientes preguntas:

1. ¿Es un ambiente marino o terrestre? (la parte de transición entre mar y tierra es una de las partes que presenta mayor problema durante la adquisición).
2. ¿Cuál fue la superficie geológica y como varía a través del área en estudio? (si es altamente variable puede llevar hacia un mayor número de problemas de estáticas por lo que se crean pseudoestructuras).
3. ¿Qué tipo de peligros naturales se encuentran en el lugar? pantanos, ríos, islas, corrientes, etc.

4. ¿Qué tipo de peligros de naturaleza humana se encuentran en el lugar? sitios industriales, líneas de energía, caminos, campos petroleros, plataformas costafuera, barcos pesqueros, etc.
5. ¿Cuándo fue el levantamiento tomado, y como era el clima durante el tiempo de dicho levantamiento?
6. ¿Cuál fue la fuente de energía utilizada?
7. ¿Cuál fue el tamaño de las pistolas de aire, la cantidad de dinamita, o la longitud barrida?
8. Para información terrestre, ¿Cuáles fueron los tipos de geófonos utilizados?, ¿Cuál fue su espaciamiento y como fue el arreglo en el que se colocaron?
9. En el caso de un levantamiento marino, ¿Cuál fue el tipo de cable, el espaciamiento de los hidrófonos, la longitud del cable, la profundidad a la que fue corrido el cable?
10. ¿Cuál fue el sistema de grabado?
11. ¿Cuáles fueron las frecuencias grabadas, los filtros y cual fue el ritmo de muestreo?
12. ¿Cuál fue la longitud de grabación?
13. ¿Qué tan bien se encontraba entrenada la cuadrilla y cual fue su composición?
14. ¿Cuál fue la dirección en que la información fue disparada?
15. En el caso de un levantamiento marino, ¿Qué tipo de barco fue el utilizado?
16. ¿Qué tipo de navegación o sistema de levantamiento fue utilizado?
17. ¿Qué tipo de control de calidad fue utilizado durante la adquisición?

Velocidad de ondas de las rocas

Por la virtud de la composición variada, texturas (p. e. forma de grano y selección de grano) porosidades y contenido de fluido de poros, las rocas difieren en su modulo elástico y densidades y por consecuencia en la velocidad sísmica, por lo tanto la velocidad se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$1/V_b = f/V_f + (1-f)/V_m$$

De los resultados de esta ecuación se obtuvo la siguiente grafica (Fig. I.10.).

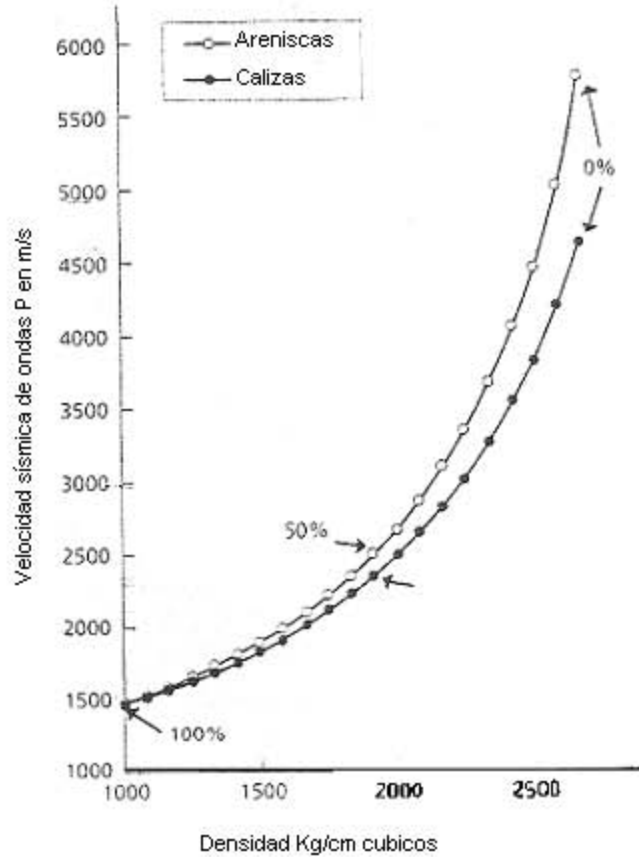


Fig. I.10. relación entre velocidad sísmica y densidad

Vibroesis

Son vibraciones producidas por camiones o unidades móviles, es típicamente un barrido de frecuencias sinusoidales que duran 6 o 7 segundos. La energía de la señal es parcialmente reflejada y el resto es transmitida a cada frontera elástica en el interior de la Tierra. El tiempo de tránsito del generador de señales a las fronteras reflejantes y de regreso al reflector de señales es generalmente menor que la longitud de la señal de entrada (o en otras palabras la señal de Vibroesis generalmente es mas larga que el intervalo entre reflexiones).

Los principios básicos de la Vibroesis son:

1. Una señal única, la cual es mayor en duración que el tiempo de tránsito de la reflexión mas profunda.

2. Las señales reflejadas mas largas son comprimidas por correlaciones cruzadas en juegos de ondas cortos y simétricos que son comparables con las ondas de una fuente sísmica.

Composición de una brigada sísmica y Operaciones de campo

Una brigada sísmica que realiza los trabajos en el continente se compone de personal experto y de ayudantes de diversos equipos complementarios, cada uno de ellos con distintas misiones. Si bien como es lógico todos contribuyen al desarrollo de la exploración.

- 1) **Equipo topográfico:** Tiene la misión del levantamiento planimétrico y altimétrico de los perfiles y líneas establecidos por el jefe de equipo, señalando la situación de los perfiles de grupos de geófonos y pozos de explosión; asimismo, se encarga de tomar las oportunas referencias para que las líneas puedan ser replanteadas en cualquier momento se emplean:
 - a. Peones
 - b. Conductor
 - c. Tipógrafo
 - d. Vehículo todo terreno

- 2) **Equipo de perforación:** Su misión es perforar los pozos de explosión señalados previamente por el equipo topográfico. La perforación suele ser a rotación con circulación de agua o de lodos y se efectúa con ondas montadas sobre un camión. La profundidad de los pozos las establece el observador en función de los registros que se van efectuando a lo largo de la jornada, se utilizan:
 - a. Sondas
 - b. Conductores
 - c. Peones auxiliares de perforación
 - d. Sondas montadas sobre camión
 - e. Camiones cisterna

3) Equipo de registro: Su misión es preparar los cables y disponer los geófonos para poder registrar los perfiles. El observador es el que efectúa el registro sísmográfico y es el jefe de campo; por lo que interviene el siguiente personal y se utiliza el siguiente equipo:

- a. Peones
- b. Conductor
- c. Dinamitero
- d. Observador
- e. Camión de registro
- f. Camión cisterna con cámara de explosivos
- g. Vehículo ligero

4) Equipo de gabinete

- a. Supervisor
- b. Jefe de equipo, que tiene a su cargo la prospección
- c. Administrativo
- d. Calculadores

Sísmica Marina

Fundamentalmente este método es igual que los demás métodos sísmicos descritos. Solamente cambia el medio donde se trabaja, que es el mar, y los instrumentos que están montados sobre un barco flotando con todo el sistema sobre la superficie del agua o mas claro deslizándose a poca profundidad (10 a 25 metros). Los hidrófonos están todos instalados en línea dentro de un tubo de poco diámetro perfectamente impermeable.

Por ser diferente el equipo a los que se emplean en tierra las fuentes que se utilizan para producir la onda sísmica son también diferentes. En primer lugar se tiene el sistema de explosivos las cuales se han estado prohibiendo debido al gran impacto ambiental que producen (sobre todo a la pesca).

Otros métodos de disparo en el mar es a base de aire comprimido y recalentado, que no es peligroso para la vida animal y da buenos resultados en la mayoría de los casos, al igual al anterior otro procedimiento es el de vapor recalentado o vapor choque el cual pretende desaparecer el efecto de burbujas que produce ruidos nocivos en los sismogramas

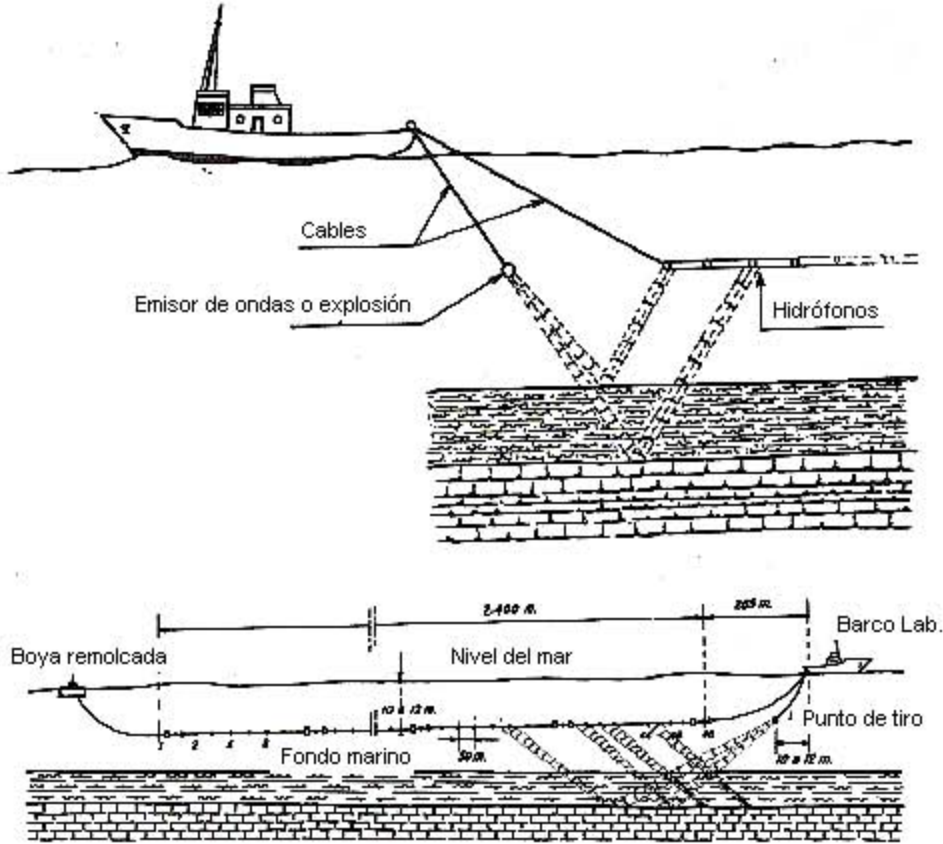


Fig I.11 Ejemplo de operaciones de sísmica marina

II Análisis de imágenes Sísmicas

La sismología trata de las ondas que viajan a través de la Tierra. Estas vibraciones pueden ser naturales, como en los sismos, o producidas artificialmente por medio de explosiones u otras fuentes que liberan energía.

Las ondas sísmicas transmitidas por las rocas tienen frecuencias de 10-100 ciclos/segundo (las frecuencias de los sonidos que oímos son de 20-20,000 ciclos/segundo). Las ondas producidas por cualquier fuente son reflejadas por las discontinuidades del subsuelo (planos de estratificación, discordancias, fallas, etc.) y refractadas al pasar de una capa a otra de distinta densidad y al cambiar su velocidad. Los reflejos son captados por detectores de sonido muy sensibles situados sobre la superficie terrestre, llamados geófonos y se sitúan en la superficie o en un cuerpo de agua (hidrófonos).

II.1 Parámetros de Reflectores Sísmicos usadas en Estratigrafía Sísmica y su significado geológico

Estratigrafía

Es la metodología que permite definir un cuadro cronoestratigráfico a escala global basándose en la datación precisa de las líneas de tiempo, jalonadas por discordancias, de origen eustático, que limitan unidades genéticas de depósito también se puede definir como el estudio de paquetes de estratos separados por discordancias, denominados secuencias deposicionales dentro de un ciclo del nivel relativo del mar. También se pueden separar unidades de roca que contrastan en sus características petrográficas y petrofísicas

Estratigrafía Sísmica

Es la parte de la estratigrafía que se ocupa del estudio de los rasgos estratigráficos y de las facies sedimentarias a partir de perfiles sísmicos (secciones sísmicas). Con la estratigrafía sísmica se realiza la interpretación estratigráfica, de las facies sedimentarias y la reconstrucción de su historia geológica, a partir de los datos obtenidos de los perfiles de la sísmica de reflexión, normalmente coordinados con los datos de registros geofísicos de

pozos, se obtienen información geológica (estratigráfica y estructural) de gran precisión. Se puede considerar también como la Interpretación de perfiles de reflectores sísmicos y cubos sísmicos en términos de la historia cronoestratigráfica de una cuenca sedimentaria la cual permite diferenciar en el conjunto de una cuenca sedimentaria, superficies isócronas reflejo de eventos geológicos (discontinuidades, fallas y superficies de continuidad correlativas). Es posible reconocer unidades genéticas (secuencias deposicionales), en el conjunto de los materiales que rellenan una cuenca sedimentaria. Para realizar lo anterior se toman en cuenta entre otro parámetro las siguientes bases:

- Reflectores paralelos a los planos de estratificación.
- Identificación de paquetes de estratos limitados por discordancias.
- Identificación de paquetes de estratos de diferente litología
- Se puede correlacionar unidades en sitios próximos y lejanos
- Se realizan interpretaciones útiles a gran escala.

El análisis de secuencias sísmicas es la metodología que consiste en la subdivisión de la sección sísmica en conjuntos de depósitos limitados por superficies de discontinuidad y que comprende grupos de reflexiones más o menos concordantes y de características similares. El análisis de facies sísmicas consiste en la descripción e interpretación del ambiente de depósito a partir de las características sísmicas de las reflexiones que constituyen la secuencia sísmica (Fig II.1.).

El estudio de detalle de una secuencia estratigráfica como se realiza en la superficie terrestre, está fuera del alcance de la resolución del método sísmico. Las discordancias y los planos de estratificación se pueden sólo distinguir si coinciden con un contraste suficientemente fuerte de velocidad/densidad. Un aspecto importante de la estratigrafía sísmica es la identificación de relaciones angulares entre los conjuntos de estratos; estas corresponden con estructuras internas contemporáneas de la secuencia sedimentaria y no son rasgos posteriores al depósito.

FACIES DE CARBONATOS DE LA FAJA DE ORO

PATRONES INTERNOS DE REFLEXIÓN

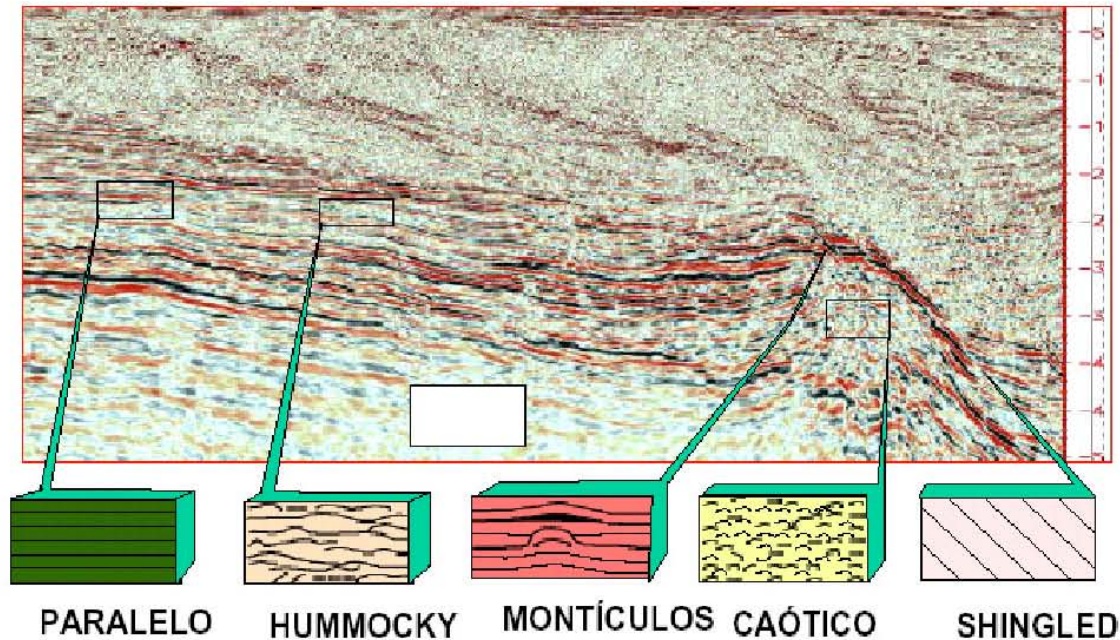


Fig II.1. Secuencia sísmica de la faja de oro, que a nivel del cretácico inferior corresponde con una secuencia de plataforma carbonatada.

Una secuencia sedimentaria consta de estratos sobrepuestos y cada plano de estratificación representa una interrupción del depósito o un cambio en el carácter de los sedimentos. La respuesta sísmica a una secuencia muestra reflejos concordantes, algunos de los cuales se originan en los planos de estratificación, pero en su mayoría son reflejos compuestos, generados por varios planos de estratificación. Aunque todos los planos de estratificación sean reflejos potenciales, su distancia es generalmente demasiado pequeña para que puedan distinguirse separadamente. Las frecuencias utilizadas en los trabajos sísmicos son bajas y las longitudes de onda son de algunas decenas de metros a baja profundidad; a mayor profundidad son de unos centenares de metros.

La resolución varía entre $1/4$ y $1/8$ de la longitud de onda, sin embargo es variable ya que depende del ruido, de la calidad de la grabación y de otros factores.

La ecuación básica que se utiliza para caracterizar la longitud de onda es:

Longitud de onda = velocidad X período = velocidad / frecuencia

A baja profundidad la velocidad varía entre 1,500 y 2,000 m/s, la frecuencia es alrededor de los 50 Hz (50 oscilaciones/segundo) y la longitud de onda es de 30 a 40 m. A mayor profundidad la densidad de las rocas aumenta y la velocidad de las ondas aumenta hasta 5,000 - 6,000 m/s. Los reflejos profundos tienen menor frecuencia (unos 20 Hz) con longitudes de onda en el rango de 250-300 m; por otro lado la resolución es también menor a mayor profundidad.

Parámetros en la estratigrafía sísmica

En la estratigrafía sísmica se describen los reflejos sísmicos por medio de sus características que son la configuración, continuidad, amplitud, frecuencia, velocidad del intervalo y forma. De estas características la más importante para la interpretación geológica es probablemente la configuración, ya que a partir de la disposición de los reflejos se puede determinar el ambiente general del depósito.

Por otro lado las Facies Sísmicas son grupos de reflectores sísmicos cuyos parámetros (configuración, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo) difieren de grupos de reflectores adyacentes; por lo que se pueden separar unidades tridimensionales mapeables. A continuación se describen las principales características de los parámetros antes mencionados.

- **Continuidad (Fig. II.2.)** básicamente es la continuidad en estratificación (que tan continuos los reflectores sísmicos, así como si los depósitos estratificados si fueron o no distribuidos ampliamente) y cuales fueron los procesos depositacionales. Se puede interpretar la continuidad de los reflejos como una continuidad de un paquete de estratos con las mismas características litológicas y petrofísicas. Aunque los horizontes sísmicos no representen planos de estratificación como tales, la uniformidad y continuidad de la estratificación produce reflejos continuos. Las secciones sísmicas que muestran una buena continuidad indican un ambiente de

depósito extenso y uniforme. En muchos casos los reflejos continuos corresponden a superficies isócronas.

- **Amplitud (Fig. II.3).** Las variaciones de amplitud de las ondas sísmicas son función de la impedancia acústica en la superficie de reflexión. Las variaciones laterales de amplitud indican generalmente cambios en el espesor de los estratos. Cuando el espesor de una unidad se reduce hasta quedar debajo del límite de resolución de la sección, ésta ya no es visible por un fenómeno llamado de convergencia interna. La amplitud nos permite realizar una buena interpretación del subsuelo, lo mas relevante corresponde con:
 - o Permite identificar contrastes de Velocidad y densidad (impedancia acústica) de interfases individuales y su espaciamiento
 - o Permite realizar la predicción de cambios de estratificación lateral y ocurrencia de hidrocarburos.

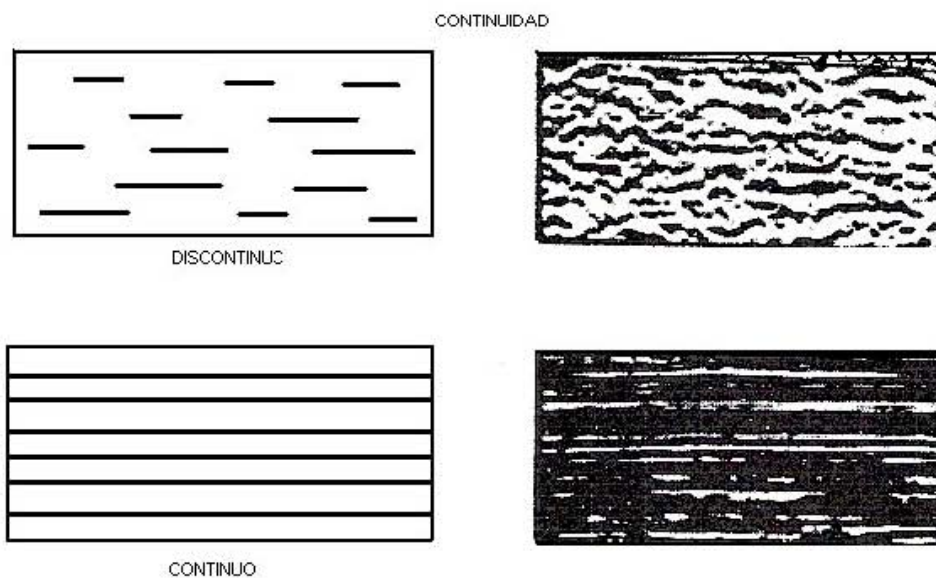


Fig. II.2. Ejemplo de Reflectores de continuidad

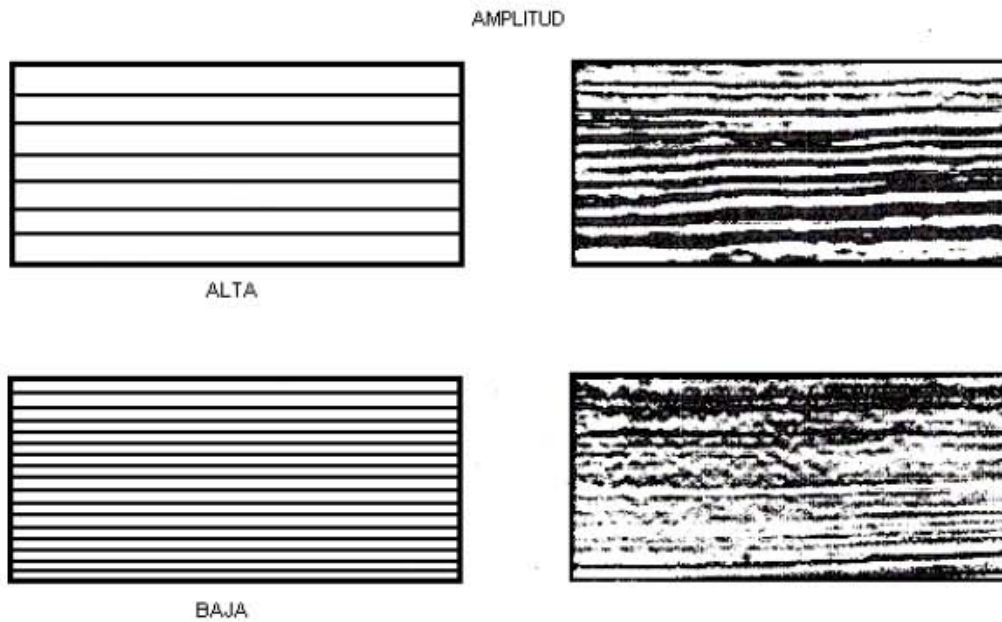


Fig. II.3. Reflectores de Amplitud

- **Frecuencia (Fig. II.4).** Permite obtener información del subsuelo, siendo lo más importante lo que se menciona a continuación:
 - o Con la frecuencia es posible conocer la característica de naturaleza de impulso sísmico.
 - o También relaciona factores geológicos por ejemplo: el espaciamiento de reflectores o cambios laterales en velocidad de intervalo se asocia con espesor de capas y con la ocurrencia de gas.

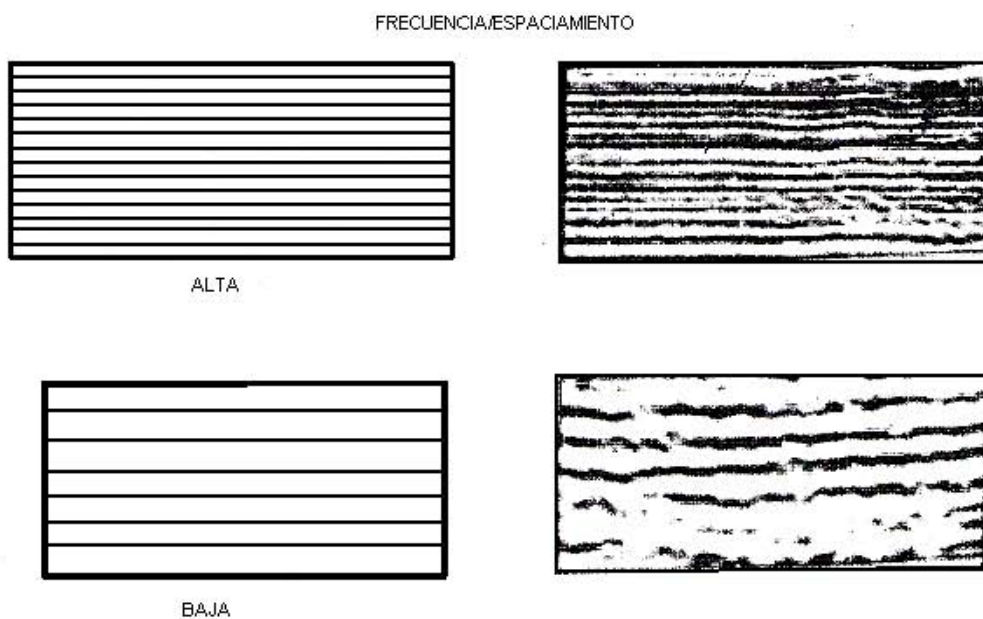


Fig. II.4. Reflectores de Frecuencia

- **Velocidad de intervalo:** La velocidad del intervalo (velocidad promedio de las ondas sísmicas entre dos reflectores) es el parámetro que mejor permite estimar el carácter de la litología.
 - o Los cambios en la velocidad de intervalos se utilizan para estimación de litología, porosidad y contenido de fluidos.

La variación de la velocidad es ocasionada por diferentes efectos (litología, porosidad, presión). La influencia de la presión en la velocidad se vuelve pequeña con presiones correspondientes a los sedimentos profundos in situ (Wyllie et al 1956) bajo esta condición la velocidad es determinada en primer lugar por la porosidad y la composición mineral:

$$1/V = (\phi/V_f) + [(1-\phi)/V_m]$$

Donde ϕ es la porosidad fraccional, V es la velocidad de la roca saturada de líquido, V_f es la velocidad del sistema poro-fluido y V_m es la velocidad de la matriz. El parámetro V_m caracteriza el contenido mineral de la roca y es igual al valor de V mientras ϕ se aproxima a 0. Valores numéricos de V_m que se han encontrado útiles se listan a continuación:

	ft/seg.	m/seg.
Arenas	18000-19500	5486-5944
Calizas	21000-23000	6401-7010
Dolomías	23000-24000	7010-7315

A causa de la litología, la velocidad se puede determinar a partir de a) las mediciones in situ o b) de las muestras de un laboratorio. En realidad la situación es más complicada debido a que k y r dependen aparte de la litología (permeabilidad y porosidad), las propiedades de los fluidos intersticiales, presión, profundidad, cementación y grado de compactación.

A continuación se presentan de manera simplificada los principales parámetros sísmicos empleados en la estratigrafía sísmica y su significado geológico (según Mitchum et al., 1977, Tabla II.1.).

Parámetro sísmico	Interpretación geológica
Configuración:	Disposición de los estratos Procesos de depósito Erosión y paleotopografía Contactos entre fluidos
Continuidad:	Continuidad de los estratos Procesos de depósito
Amplitud:	Contraste velocidad/densidad Distancia entre los estratos Contenido de fluidos
Frecuencia:	Espesor de los estratos Contenido de fluidos
Velocidad del intervalo:	Estimación de la porosidad Contenido de fluidos Estimación de la litología
Forma externa de las facies sísmicas:	Ambiente generalizado Fuente de los sedimentos Marco geológico

Tabla II.1 Parámetros Sísmicos empleados en la estratigrafía

Como se describió anteriormente con la estratigrafía Sísmica, se describen los reflejos sísmicos por medio de sus características más relevantes: configuración, continuidad, amplitud, frecuencia, velocidad del intervalo y forma. De estas características la más importante para la interpretación geológica es probablemente la configuración, ya que a partir de la disposición de los reflejos se puede determinar el ambiente general del depósito y las facies sedimentarias.

Los principales tipos de configuración y significado se muestran en la Fig. II.5.

Los parámetros sísmicos son importantes para reconocer las principales características geológicas de las rocas del subsuelo, pero ayudan más en la interpretación de las trazas oblicuas, que corresponden a los estratos depositados sobre una superficie inclinada que se sitúa entre los ambientes de agua somera y aquellos de agua relativamente profunda.

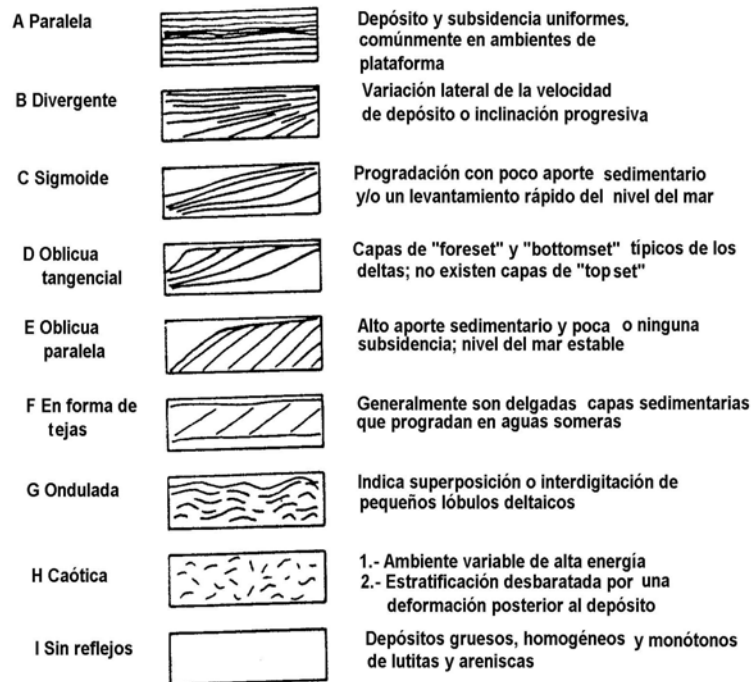


Fig. II.5. Configuraciones Sísmicas típicas.

Patrones de Terminación en los Estratos

En una sección sísmica se pueden distinguir agrupaciones de reflejos concordantes entre sí o que tienen características similares y que están separados del remanente de la sección por una discordancia; estas unidades se consideran secuencias sísmicas. Una secuencia sísmica se define como "un grupo de reflejos concordantes con una cierta homogeneidad de configuración que se puede interpretar como una secuencia concordante de estratos relacionados genéticamente".

Las discordancias que delimitan la secuencia aparecen en la sección como superficies discontinuas que marcan la terminación de los estratos. Si la discordancia no es angular puede identificarse igualmente cuando existe un marcado contraste de velocidad/densidad. Las superficies de discordancia no son isócronas como los planos de estratificación pero tienen un significado cronoestratigráfico ya que los estratos que les subyacen son más antiguos que los suprayacentes.

La forma en la cual los estratos terminan contra el límite de la secuencia, determina el carácter de la discordancia (tipo de discordancia). Los principales tipos son: la terminación lateral de un estrato en su límite natural de depósito o el truncamiento que corresponde con la terminación lateral abrupta de un estrato (Fig. II.6.).

Las relaciones de los estratos con los límites de secuencia dependen del paralelismo o falta de paralelismo entre los estratos y la superficie límite (Figura II.17.). Si los estratos de arriba y abajo de esta superficie son continuos, no hay prueba de la existencia de una discordancia entre ellos, únicamente se puede apreciar si hay un cambio de litofacies (litológico). Si son discontinuos, está claro que esta prueba existe (discordancia). Las discordancias son los principales criterios físicos que se utilizan para determinar los límites de las secuencias. Según el tipo de discordancia, se puede inferir si ésta deriva de erosión o de interrupción del depósito.

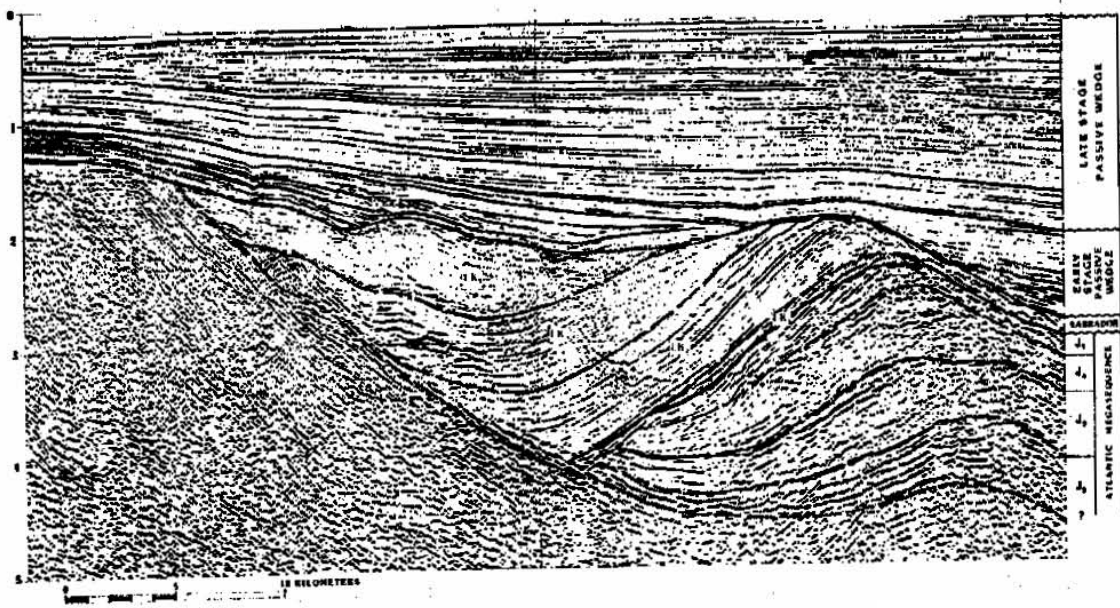


Fig II.6. Sección sísmica que muestra secuencias sísmicas delimitadas por discordancias

Para definir y correlacionar una secuencia se tienen que definir y trazar sus límites. Generalmente éstos se localizan donde las relaciones entre los estratos son discordantes o cuando hay un cambio litológico contrastante. A continuación se describen las principales características que pueden existir entre los límites de diferentes secuencias:

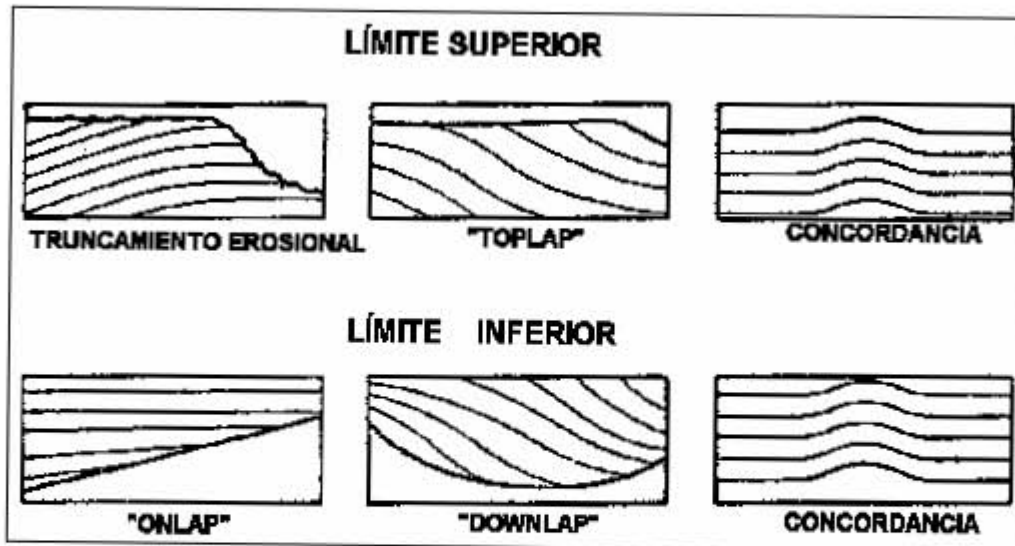


Figura II.7. Diferentes límites de secuencias estratigráficas

Toplap. Se caracteriza porque los estratos terminan naturalmente en el límite superior de una secuencia (en una sección sísmica se observan terminaciones abruptas).

Esta configuración puede indicar ya sea un nivel del mar estable o una caída (bajada), pero también una progradación por un aumento del aporte sedimentario clástico. Puede corresponder también con sedimentación rápida que forman superficies con cierta inclinación.

Sin embargo, ni las secuencias de depósito ni las secuencias sísmicas pueden interpretarse únicamente en términos de fluctuaciones del nivel del mar.

Onlap (Traslape). Se define como una superficie horizontal que reposa sobre una superficie inclinada (un estrato horizontal termina contra una superficie inclinada).

A lo largo de un margen continental si se encuentra una secuencia sísmica delimitada por discordancias, esta secuencia representa generalmente un depósito formado durante una transgresión y este tipo de relación discordante de los estratos se denomina "onlap" costero. La secuencia sísmica situada sobre una discordancia de este tipo puede interpretarse como una secuencia sedimentaria depositada durante un levantamiento relativo del nivel del mar.

Downlap. Corresponde con un estrato (o una secuencia estratificada) originalmente inclinada que termina echado abajo contra una superficie horizontal o inclinada.

Truncamiento erosional. Es la terminación de un estrato debido a la erosión, ocurre en el límite superior de una secuencia y puede tener una gran extensión o estar limitado a un canal fluvial o canal submarino.

Truncamiento estructural. Es la terminación lateral de un estrato por una estructura geológica secundaria a producto de la deformación (fallas, diapiros de sal o arcilla), derrumbes o intrusiones ígneas.

Continuidad o concordancia. Secuencias continuas en sus límites verticales, donde se tienen facies diferentes (litofacies), que en las secciones sísmicas muestran un gran contraste.

Superficies sincrónicas

Son superficies de estratificación o límite de secuencias estratificadas que se formaron al mismo tiempo. En general presentan las siguientes características generales:

- Representan un momento práctico en tiempo geológico.
- Las unidades estratigráficas limítrofes no tienen hiatus significativos.
- La limitación de unidades depende de la resolución en la escala de tiempo y del tipo de rocas.

A continuación se muestra un ejemplo esquemático con cada uno de los límites de terminación de los estratos (Fig. II.8).

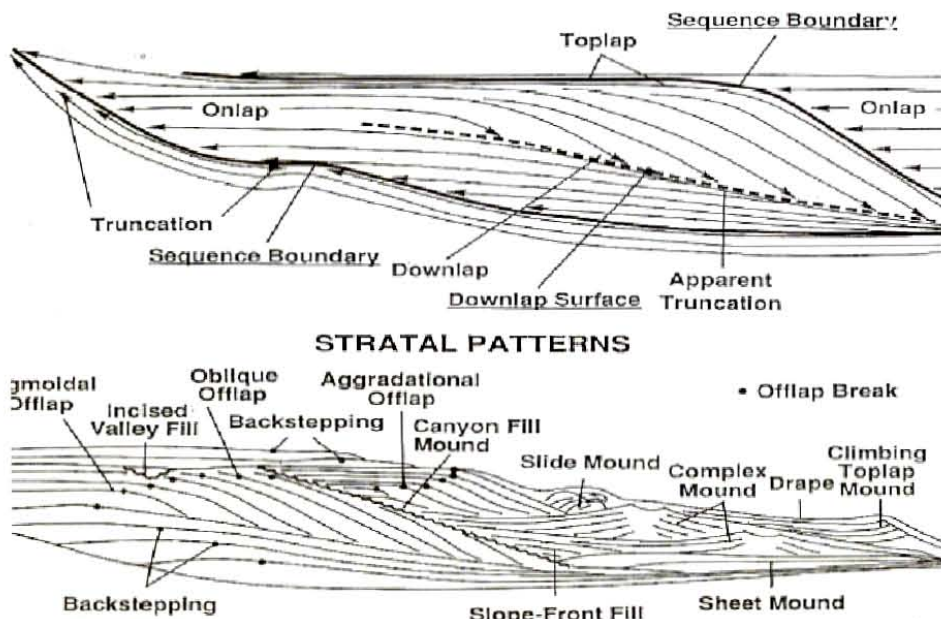


Fig II.8. Patrones de terminación de los estratos

Facies sísmicas

Una facie sísmica es la respuesta sísmica a una litofacies y se define como una "unidad tridimensional compuesta por reflejos sísmicos cuyos elementos (configuración, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo) difieren de los elementos de las facies adyacentes". Se cree que estos parámetros reproducen los rasgos litológicos, estratigráficos y del depósito de la unidad sedimentaria generando los reflejos; una facie sísmica puede variar lateralmente debido a cambios de litofacies. Como ocurren con las plataformas carbonatadas donde se pasa de facies de laguna interna a facies de arrecifes. El paso de una litología a otra está marcado por cambios de forma, frecuencia o amplitud de los reflejos sísmicos. Como se ha mencionado, la configuración es la base para realizar una primera clasificación de los distintos tipos de facies sísmicas (Fig. II.9.).

System Tracts

Un "system tract" es la combinación de un sistema depositacional, como un delta, una isla barrera, un abanico submarino o un tract arrecifal, donde la depositación de los sedimentos ocurrió al mismo tiempo. El concepto de system tracts está relacionado a la posición relativa de un nivel base y donde la depositación ocurrió en una cuenca. Si el nivel base es relativamente alto al margen de la cuenca, la depositación será maximizada hacia el margen de la

cuenca, si el nivel base es bajo, el acomodamiento potencial es bajo y la depositación será restringida únicamente a las partes profundas de la cuenca.

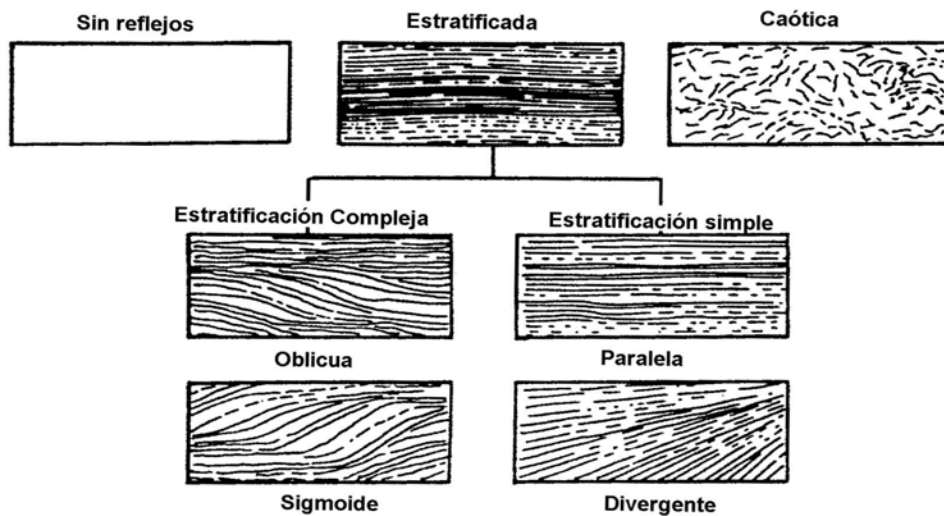


Fig. II.9. Clasificación de Facies Sísmicas (Tomada de Sangree y Widmer)

Las Facies sísmicas son interpretadas integrando la información en las terminaciones de las reflexiones en las secuencias y en los límites del system tract, también se toma en cuenta la configuración interna de la reflexión y la forma externa. El producto final es un mapa ambiental. Esto después es integrado con mapas de espesores y de estructuras para elegir las mejores locaciones a perforar.

Caracterización de facies Sísmicas

El rango completo de configuraciones ambientales (todos los ambientes sedimentarios), desde abanicos aluviales a sedimentos abisales, son encontrados en las secciones sísmicas. Por lo tanto la habilidad para reconocer e interpretar dichas configuraciones esta correlacionado con la familiaridad del observador con los diferentes tipos de ambientes, el proceso sedimentario que opera es estos ambientes y la posible asociación de facies. Mientras más conocimiento y experiencia se tiene, mejor serán las hipótesis y los modelos generados para interpretar la información.

Hay que tener en cuenta que no hay una característica en sísmica, que por si sola provea una guía única para el reconocimiento de facies. Cada una de estas configuraciones sugieren varias características de diferentes ambientes.

El paso clave en la interpretación es la asociación la configuración de la reflexión con el procesos geológico responsable de su formación.

Patrones Paralelos y Subparalelos

Los patrones paralelos y subparalelos pueden ser uniformes y ondulados, los cuales son comunes en planicies, cubierta de planicie y unidades de relleno; generalmente su interpretación corresponde con una tasa de sedimentación uniforme en una plataforma con subsidencia uniforme o una planicie de cuenca estable (Fig. II.10,a).

Patrón Divergente

El patrón divergente corresponde con una unidad de forma de cuña (no hay onlap, toplap o erosión en base o cima) se caracteriza por engrosamiento lateral acompañado por engrosamiento de ciclos de reflectores individuales dentro de la unidad (Fig. II.10,b). Generalmente su interpretación corresponde con una tasa de sedimentación diferencial lateral o inclinación progresiva de superficie de depósito (depósitos de synrift).

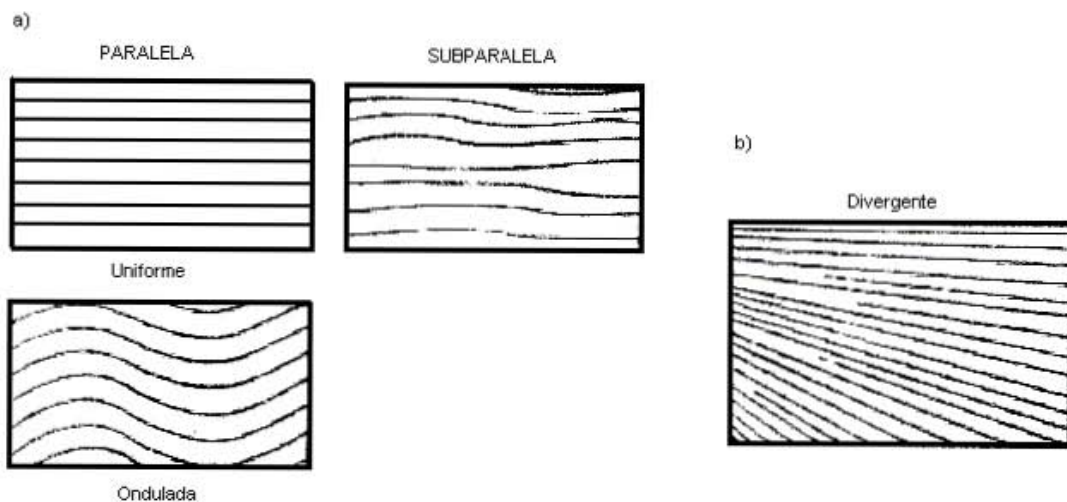


Fig. II.10 Facies Paralela y Divergente

Configuración progradante Sigmoidal

Son clinoformos progradantes formados por reflectores sigmoidales (tipo s), en los cuales el topset corresponde con estratos horizontales o de muy bajo ángulo concordantes con la superficie superior; el "foreset" son estratos en forma

lenticular, en donde los lentes se hacen mas jóvenes hacia el centro de la cuenca indicando progradación con ángulos depositacionales bajos ($<1^\circ$). El “bottomset” corresponde con un downlap real o aparente conforme a la resolución sísmica. Generalmente su Interpretación se asocia a progradación en “topset” y progradación en foreset, con tasa de sedimentación baja, subsidencia relativamente rápida y/o ascenso rápido del nivel del mar, permitiendo el depósito y preservación de unidades del topset. Generalmente se asocia con un régimen sedimentario de baja energía.

Configuración progradante Oblicua

Corresponde con clinofomas progradantes con terminaciones de reflectores con pendientes fuertes (hasta 10°) en dirección al continente, contra una superficie horizontal (toplap) y con terminaciones downlap en dirección al centro de la cuenca contra superficie adyacente. Generalmente su interpretación geológica se asocia alguna combinación de aporte de sedimento relativamente alto, subsidencia lenta o no subsidencia y nivel del mar estático que permite relleno de la cuenca y bypass sedimentario o erosión de la superficie superior de depósito, también en algunos casos se asocia con un ambiente de alta energía.

Configuración progradante hummocky

Son segmentos de reflectores subparalelos, irregularmente discontinuos, con patrón hummocky prácticamente aleatorio; presenta terminaciones y diversificaciones de reflectores no sistemáticos. Gradúan lateralmente a clinofomas más grandes y bien definidos y hacia arriba a reflectores paralelos. Generalmente su interpretación geológica corresponde con pequeños lóbulos de clinofomas interdigitados progradado a aguas someras en un prodelta o posición Inter deltaica (Fig. II.11.).

Configuración de reflexión caótica

Son reflectores discontinuos y discordantes sin ningún patrón predominante (configuración desordenada). Generalmente su interpretación corresponde con estratos depositados en ambiente de relativamente alta energía, con estratos inicialmente continuos deformados posteriormente. Su acumulación pudo ocurrir

en depresiones, complejos erosivos de corte y relleno de canal, zonas deformadas, plegadas y falladas etc.

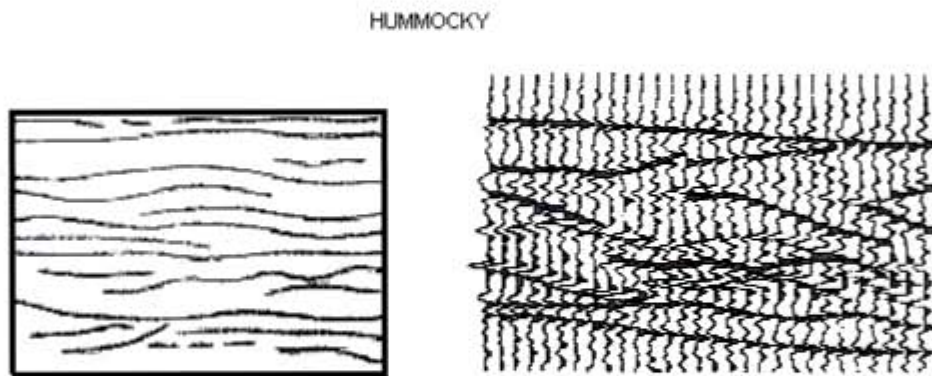


Fig. II.11. Configuración progradante hummocky

Área libre de reflectores

Corresponde con unidades geológicas homogéneas, masivas, altamente contorsionadas o fuertemente inclinadas en las que no se tienen bien definidos rasgos de estratificación (cuerpos ígneos, cuerpos salinos, paquetes gruesos de lutitas o areniscas homogéneas).

II.2 Imágenes Sísmicas en Escala de Profundidad

La generación de imágenes sísmicas es un proceso, mediante el cual las reflexiones sísmicas se despliegan en su posición correcta; se compone de dos elementos principales: el apilamiento y la migración. El apilamiento mejora la relación señal ruido al sumar los registros obtenidos a partir de información de varios disparos que se reflejan en un mismo punto. El caso más sencillo de ilustrar, es cuando se tiene una capa horizontal de velocidad homogénea que sobreyace al reflector con una velocidad diferente (Figura II.12.). Para obtener la imagen se reúnen o recolectan las trazas de los diversos pares fuente receptor, centradas en el punto de reflexión, pero separadas por diferentes distancias o desplazamientos laterales.

Las trazas de diversos pares fuente-receptor corresponden con distintos desplazamientos laterales respecto del punto común de reflexión que se recolectan para formar una colección de trazas en un punto común de reflexión

(Fig. II.12,a). Las trazas que forman la colección se indican en un plano de tiempo contra desplazamiento (Fig. II.12,b), en donde los arribos de las reflexiones desde un reflector plano definen una hipérbola. Los arribos se alinean utilizando una velocidad de apilamiento, o una relación de desplazamiento contra tiempo y se apilan o se suman (Fig. II.12,c), para generar una sola traza con una relación señal-ruido mayor que cualquiera de las trazas originales; la variación en el tiempo de arribo con el desplazamiento se denomina curvatura (moveout). Antes de apilar la colección de trazas (gather) estas deben ser desplazadas para alinear los arribos y obtener la hipérbola.

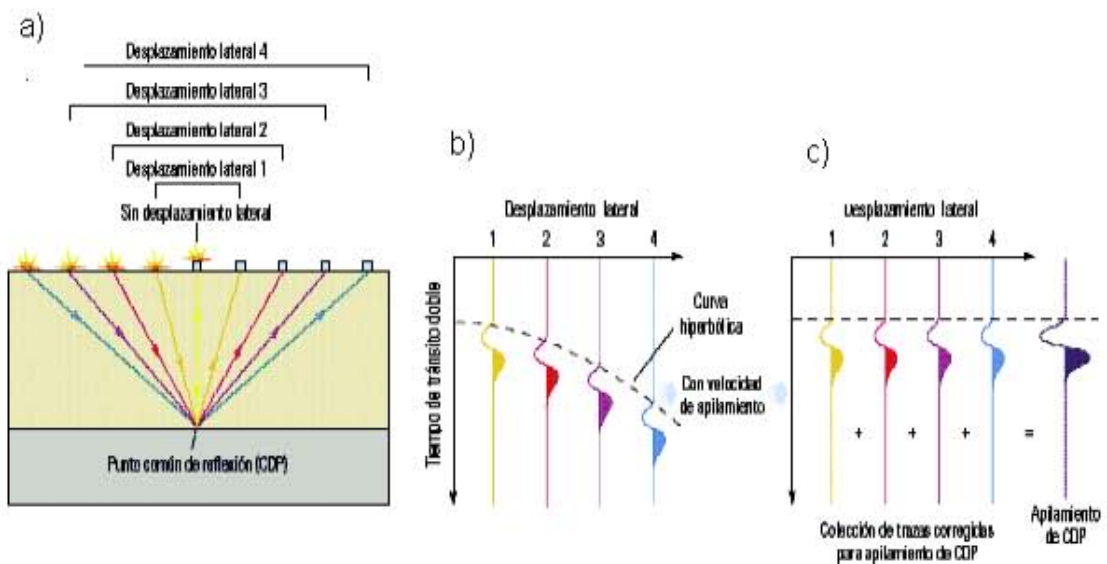


Figura II.12 Colección de trazas para apilamiento de un punto común de reflexión.

El parámetro que describe el desplazamiento lateral contra el tiempo define la velocidad de apilamiento de la capa, el resultado del apilamiento es una traza única; la cual es la versión mejorada de una señal que hubiera sido registrada para un disparo de incidencia normal o con desplazamiento lateral cero, en el punto medio de los pares fuente receptor. El segundo componente de las imágenes (la migración) utiliza un modelo de velocidad para redistribuir la energía sísmica reflejada, desde la posición supuesta en el punto medio a su verdadera posición.

Es posible obtener rápidamente imágenes de estructuras geológicas simples y velocidades que varían levemente con rutinas de migración simples, las que

quizá no funcionen con estructuras geológicas mas complejas cuyas velocidades varían rápidamente. La migración se logra a través de diversas soluciones de la ecuación de ondas que describe la propagación de las ondas elásticas a través de las rocas.

La migración puede realizarse en dos dominios, el tiempo y la profundidad, y en cada uno de los dominios antes o después del apilamiento. Muchos de los problemas de generación de imágenes se pueden resolver con la migración en el dominio del tiempo, pero los más complejos requieren migración en el dominio de la profundidad. En la migración en tiempo el modelo de velocidad, también conocido como campo de velocidad, puede variar levemente.

El modelo de velocidad tiene un tiempo de transito doble (de ida y vuelta) asi como eje vertical. La velocidad sísmica aumenta con el tiempo de transito y las variaciones horizontales son graduales (Fig. II.13.); el método de migración reubica la traza de datos pasando de la posición registrada en el punto medio fuente-receptor a su verdadera posición utilizando un modelo de velocidad.

Como estas restricciones se aplican en gran parte en la exploración y explotación de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, se suele aplicar la migración en tiempo en casi todo el mundo. En la migración en profundidad, el modelo de velocidad puede tener fuertes contrastes en las direcciones vertical y horizontal. Por estas razones se elige este tipo de migración cuando hay pliegues, intrusiones o fallas (normales, inversas o laterales) de gran inclinación que se yuxtaponen con capas cuyas propiedades elásticas son diferentes.

La migración aplicada después del apilamiento (post apilamiento), toma mucho menos tiempo que la migración antes del apilamiento, por que el apilamiento reduce en un orden de magnitud la cantidad de trazas que deben procesarse.

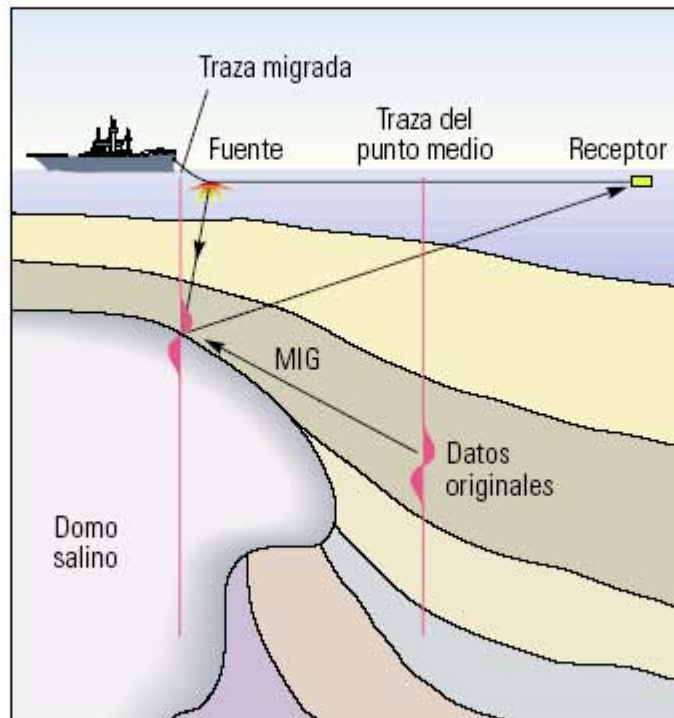


Figura II.13 Migración de la energía sísmica reflejada (Schlumberger, 1998)

Para que la migración después del apilamiento resulte exitosa las suposiciones que se hace en el apilamiento deben estar bien fundamentadas, de tal manera que la amplitud de la traza apilada debe representar a la de la traza de incidencia normal y los arribos reflejados deben ser aproximadamente hiperbólicos. Estas suposiciones son válidas solo cuando se ignoran las variaciones litológicas y el contenido de fluidos en el área cubierta por la colección de trazas y cuando la estructura es simple; cualquier otra condición exige el uso de migración antes del apilamiento.

Por otro lado la confección, del modelo de velocidad sigue siendo un proceso que consume mucho tiempo y que depende de la geología local. En áreas donde se tiene secuencias estratificada o donde existen bloques bien definidos por fallas, la construcción del modelo de velocidad para migración en profundidad se realiza capa por capa. Primero se construye un modelo inicial tomando como base los mejores datos disponibles y luego se actualiza mediante varias iteraciones de migración en profundidad antes del apilamiento capa por capa.

El modelo de velocidad inicial puede construirse utilizando toda la información disponible, incluyendo velocidades de apilamiento, horizontes interpretados en el dominio del tiempo y velocidades obtenidas de datos de pozo.

En áreas de geología mas uniforme, con secuencias estratigráficas más continuas, como en el Golfo de México, se define un modelo de velocidad de sedimentos continuos utilizando técnicas de tomografía o actualización de velocidad local. Una vez definida la velocidad de los sedimentos se ubican insertan los cuerpos salinos, después de determinar su posición utilizando varias iteraciones de migración en profundidad. Para operar esta tecnología eficientemente, las compañías que realizan este tipo de trabajo deben contar con los siguientes parámetros:

1. Disponer de computadoras con gran capacidad para aplicaciones geofísicas.
2. Disponer de metodología apropiada para lograra calidad a costo razonable.
3. Disponer de personal altamente capacitado en las áreas de geología, geofísica e ingeniería petrolera

El flujo de trabajo que envuelve a las imágenes en escala de profundidad se alterna entre la construcción del modelo y las actividades que permiten realizar la migración; lo anterior se lleva a cabo en una estación de trabajo. Los resultados se ingresan a la computadora donde los errores se corrigen gracias a una actualización por velocidad, obteniendose resultados que se aproximan mucho a la realidad.

Actualmente para levantamientos sísmicos 2D, el tiempo utilizado para preapilar la migración en profundidad toma solo algunos minutos. Esta técnica puede ser utilizada para refinar el modelo a través de varias iteraciones. Los resultados en un levantamiento 2D pueden obtenerse de manera rápida, al igual que la velocidad, ya que el modelo es fácil de manejar (Figura II.14).

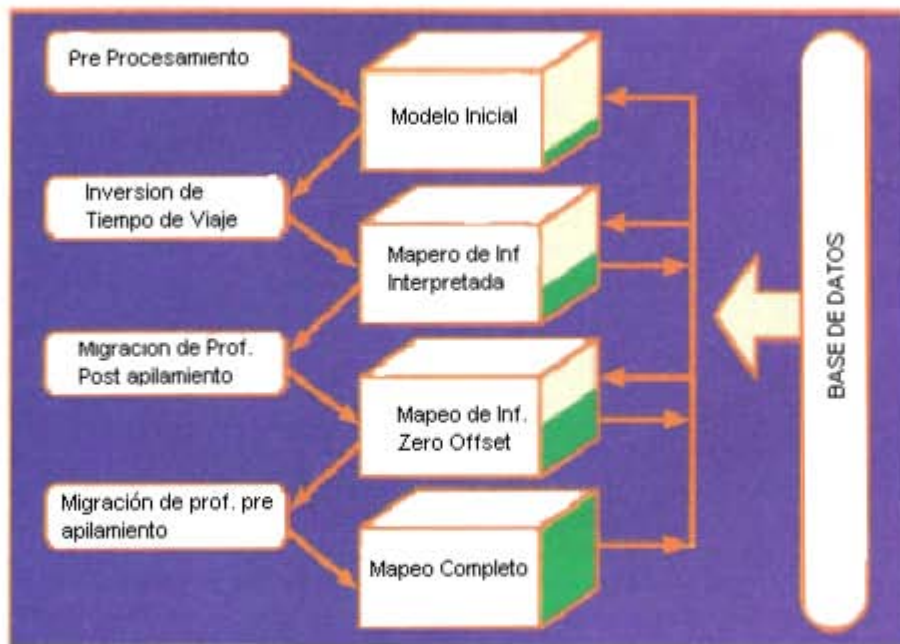


Figura II.14 esquema para el modelado de velocidad e imágenes 2D

II.3 Interpretación sísmica de ambientes carbonatados.

Básicamente, la interpretación de cualquier secuencia sedimentaria tiene 3 pasos generales, tal como se indica en la Fig. II.15, como un paso preliminar se tiene que obtener toda la información geológica disponible, la cual es convertida a un formato compatible, para que sea utilizada en la interpretación junto con la información sísmica. Esto usualmente requiere de la utilización de varios registros de pozos lineales en el tiempo y recubrimientos de información paleontológica, paleobatimetria y estructural; información disponible que es recolectada, analizada y sintetizada, es proyectada en la línea de una sección sísmica.

Posteriormente, las secuencias deposicionales son interpretadas a partir de la información sísmica a través de los patrones de simetría y de terminaciones de ciclo. Las secuencias son correlacionadas con información de pozo, su edad es determinada por paleontología y sus fronteras delimitadas a través de la malla sísmica, para completar el cuadro de trabajo estratigráfico y estructural.

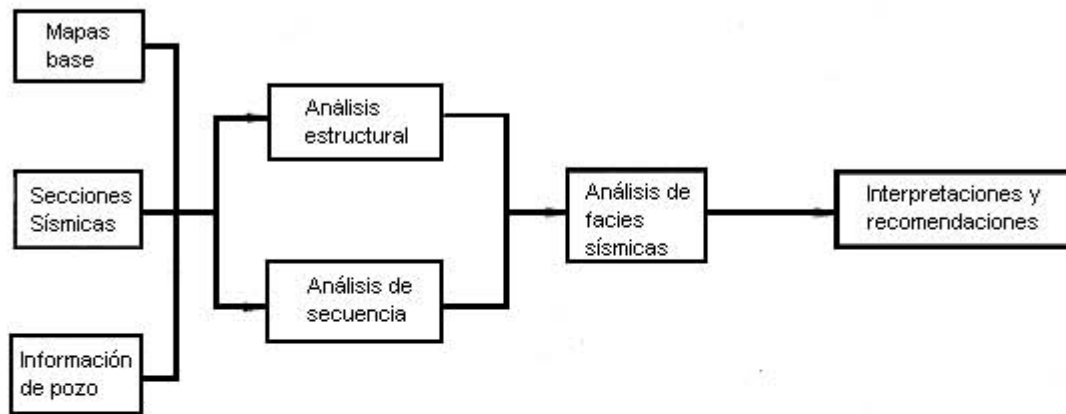


Fig. II.15. Diagrama de procedimiento para interpretación estratigráfica de la información sísmica.

Cuando el marco de trabajo a realizar está establecido, el tercer paso es el reconocimiento de las facies sísmicas dentro de las secuencias. Los parámetros son definidos objetivamente, mapeados y correlacionados; son interpretados en términos de procesos depositacionales, ambientales y litológicos. Algunas características distintivas de los tipos de depósitos de secuencias carbonatadas se describen a continuación:

1. Los depósitos pelágicos/calizas, exhiben reflexiones continuas, paralelas con una frecuencia aparente alta; en contraste un depósito de yeso muestra reflexiones continuas de amplitud alta en la cima y en la base con una zona interna libre de reflexión (Esto no siempre se cumple ya que algunos depósitos de yeso en el mar del norte muestran tener buenos reflectores internos, sugiriendo procesos de depositación variados); son depositados con baja energía hidrodinámica.
2. Los depósitos de Talud son caracterizados por reflexiones discontinuas, oblicuas con amplitud alta; estos depósitos definen la zona de transición entre depósitos pelágicos y neríticos. Los Flujos de fragmentos de Carbonatos generan reflexiones caóticas con superficies hummocky. Los canales exhiben truncaciones erosionales. En secciones sísmicas el talud está representado por reflexiones caóticas, oblicuas y discontinuas con altas amplitudes.

3. Los arrecifes muestran reflexiones en forma de montículo las cuales cubren los efectos en las orillas. También muestran hipérbolas de difracción.
4. Las plataformas de arenas carbonatadas de frontera, muestran reflexiones en forma de montículo oblicuas con amplitud alta, en particular en la parte trasera del arrecife muestra reflexiones discontinuas las cuales empiezan a acumularse.
5. La plataforma carbonatada interna y las zonas donde hubo la acción del oleaje muestran reflexiones continuas paralelas generalmente con frecuencia aparente baja.

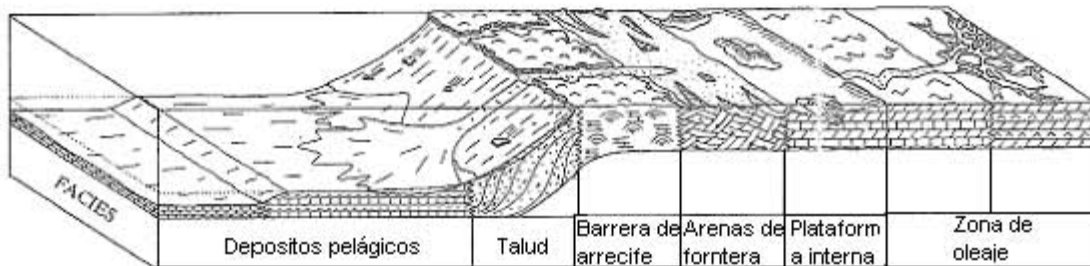


Fig. II.16. Facies Sísmicas de ambientes de deposición de carbonatos

Intervalos de Velocidad en secciones de carbonatos

El desarrollo de computadoras de alta velocidad y el adelanto tecnológico para agilizar el procesamiento digital, han facilitado la estimación de los intervalos de velocidad con mucha precisión, lo que ha contribuido a mejorar la interpretación de la litología, las relaciones entre unidades estratigráficas y el reconocimiento de estructuras geológicas. Los carbonatos (calizas y dolomías) no tienen intervalos de velocidad únicos, por lo que el intervalo de velocidad es dependiente de una gran cantidad de factores incluyendo porosidad, permeabilidad y la historia de sedimentación. A continuación se muestra una grafica con la relación de velocidades en rocas carbonatadas (Fig. II.17.).

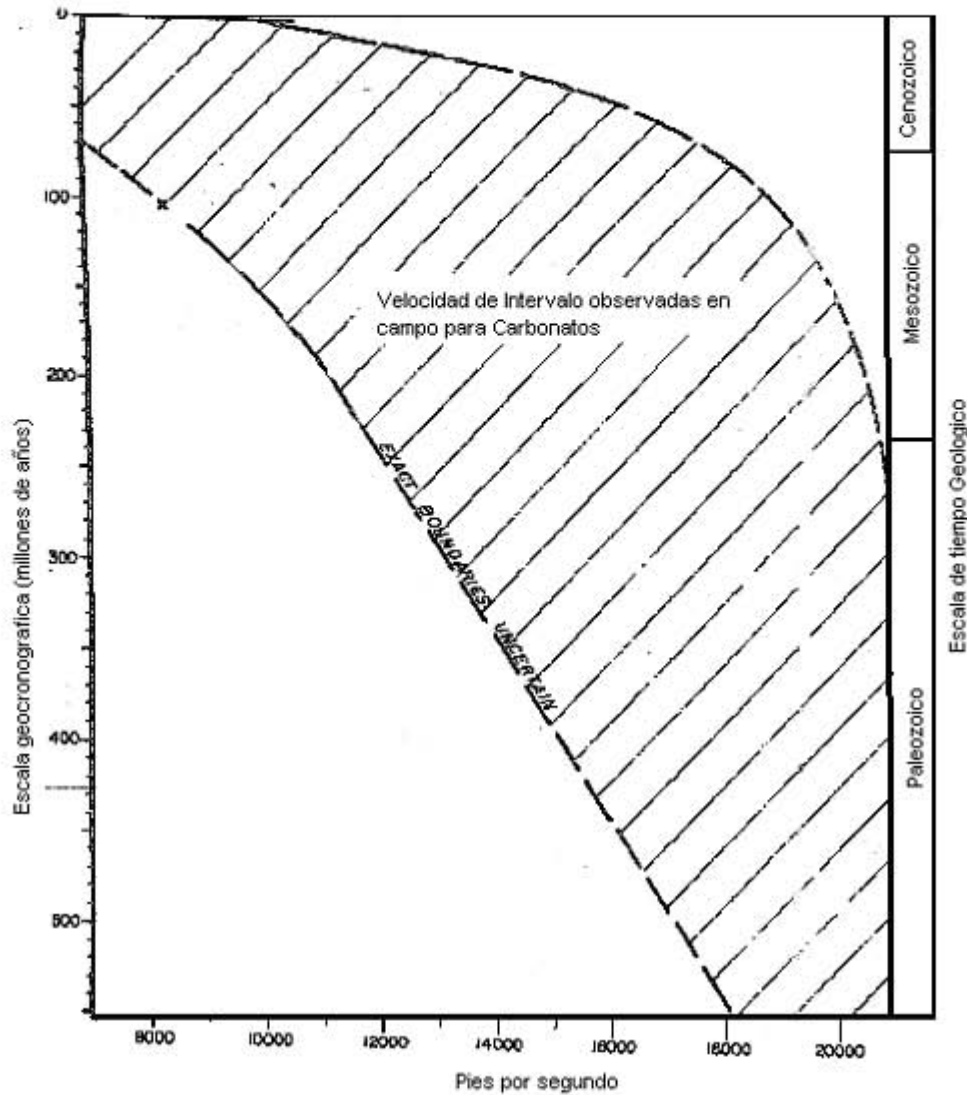


Fig. II.17 Velocidades típicas en secciones de carbonatos

La siguiente sección sísmica (Fig. II.18) corresponde con el margen de la plataforma en el noroeste del Golfo de México, al oeste de Florida, en ella se ilustra una margen de plataforma carbonatada los cuales son muy comunes en la Bahamas, Florida y la Península de Yucatán.

En (1) podemos ver varias series de difracciones las cuales se definen como reflectores primarios, con una inclinación mayor a 45° . En (2) y (3) se tienen al menos 2 secuencias, en la parte superior se vuelven una secuencia muy delgada, los sedimentos debajo de estas secuencias tiene edad del Cretácico Inferior. Los sedimentos en la base de la cuesta (4) contienen un gran cantidad

de granos finos clásticos, transportados lateralmente a lo largo de la base escarpada desde el norte del abanico submarino del Missisipi.

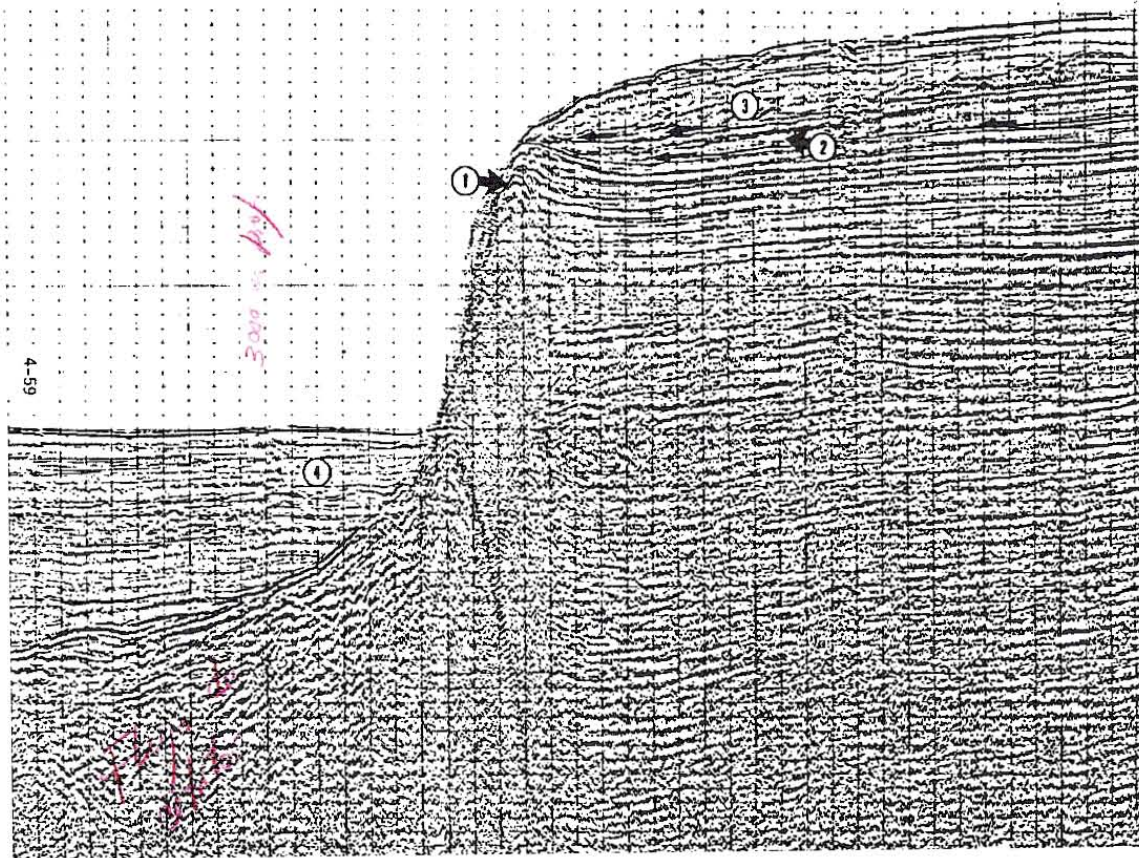


Fig II.18 Sección Sísmica al noroeste del golfo de México

La siguiente sección corresponde al noroeste del Golfo de México y es perpendicular a la plataforma Cretácica (Fig. II.19). La cima del horizonte Sligo se encuentra en (2) y la cima de la secuencia Edwards esta en (1). Después de la depositación del borde de plataforma el megabanco de carbonatos del Cretácico ocurrió un derrumbe, también las acumulaciones de yeso del Cretácico superior y del paleógeno sufrieron cambios (de 1 a 4 hay numerosas inconformidades).

La frontera en (1) indica como la plataforma carbonatada fue cubierta por aguas mas profundas. También se identifica con nivel de erosión en el borde de la plataforma carbonatada así como en la base de su talud.

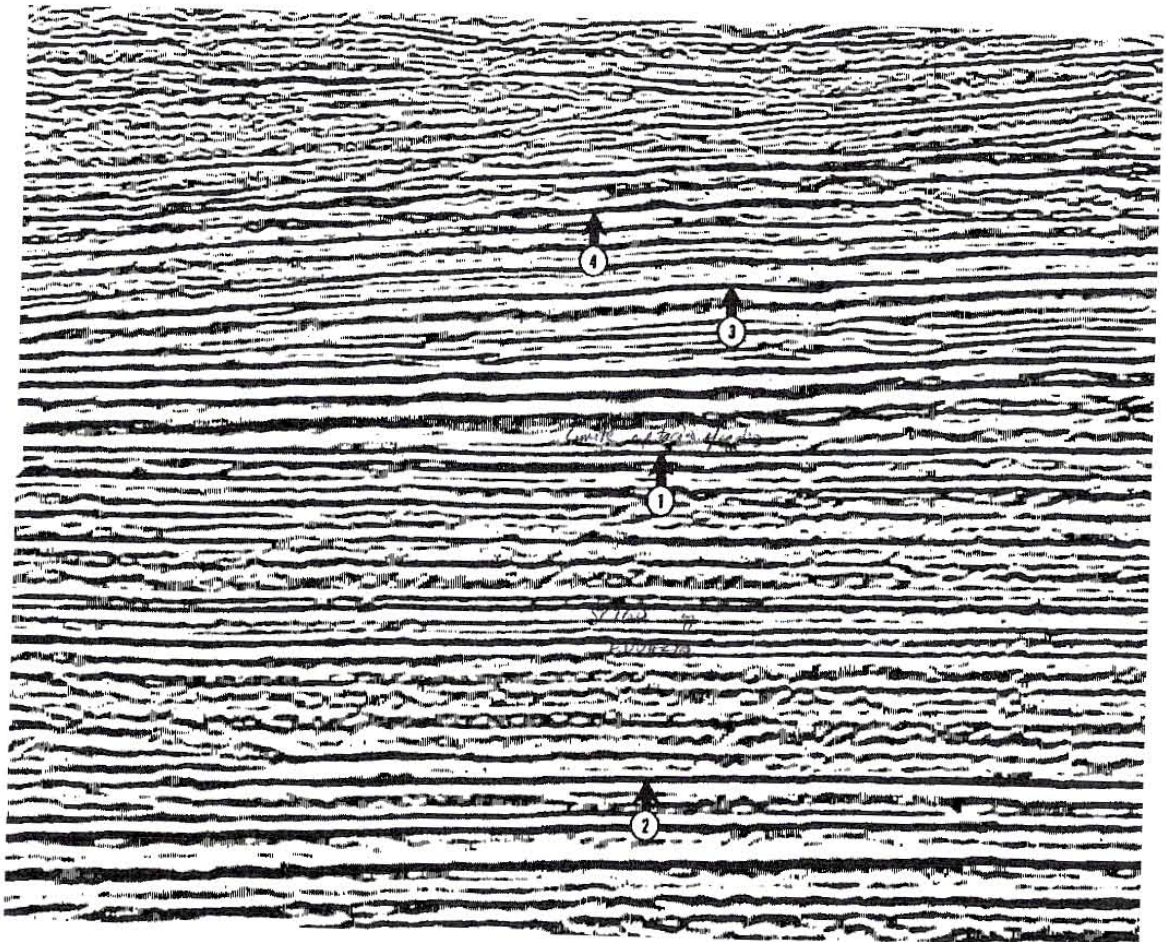


Fig II.19 Sección Sísmica de una plataforma carbonatada en el golfo de México

En la sección sísmica es de los estrechos de florida (Fig II.20), se muestra una plataforma carbonatada del Mesozoico (1), la cual sufrió una subsidencia continua y ha sido enterrada por sedimentos downlapping desde la derecha (2) y onlapping desde la izquierda (3). La inconformidad en la cima del margen de la plataforma carbonatada tiene edad del Cretácico inferior y es probable que halla un depósito de talud en la base de la cuesta.

II.4 Interpretación sísmica de ambiente siliciclasticos

Son muy importantes los yacimientos de gas y/o aceite en secuencias siliciclasticas. La perspectiva en la explotación petrolera ha cambiado mucho en las ultimas 2 décadas, ya que el 10% del total de las reservas se encuentran en este tipo de yacimientos y de está ultima el 50% es de siliciclastos de aguas profundas, por lo cual, se piensa que éste 10%, es mucho mayor, ya que no se ha realizado exploración a gran escala en las aguas profundas del mundo.

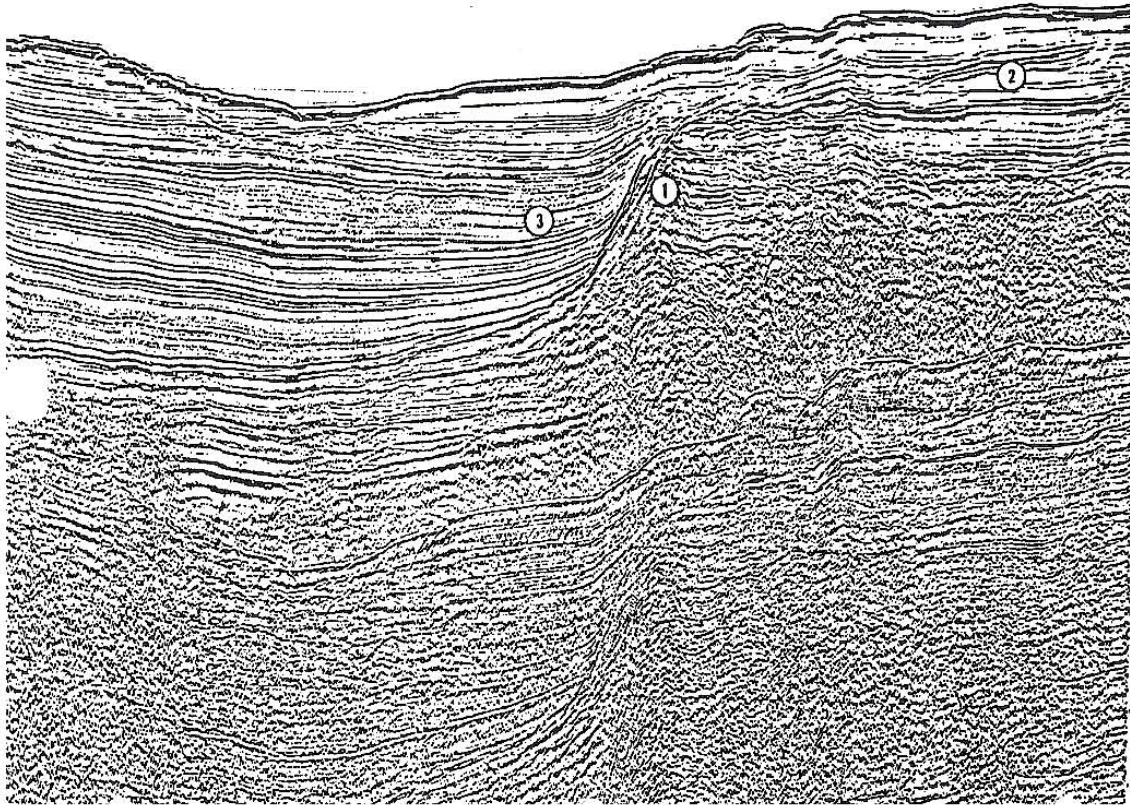


Fig. II.20 Sección sísmica de los estrechos de Florida, donde se tiene en la parte izquierda una plataforma carbonatada.

Brown y Fisher (1980) propusieron una serie de tablas (tabla II.2) donde se indican las principales características de la configuración de reflexiones sísmicas y los ambientes que dichas reflexiones representan. Sangree también proporciona una serie de aportaciones en la interpretación sísmica, las cuales toman en cuenta a las principales variables en la respuesta donde predominan los siliciclastos; las características más relevantes son:

1. Los abanicos de piso de cuenca forman en términos generales montículos aislados, generalmente con downlap interno y con escalonamiento de flujos individuales.
2. Capas de arenas recientemente depositadas tienden a ser continuas en plataformas siliciclasticas, con finamiento interno mínimo.
3. Arenas cronoestatigráficamente antiguas son separadas y canalizadas, usualmente a lo largo de la cresta del montículo.

4. La forma externa de la acumulación siliciclástica varía, generalmente en dirección al transporte. La forma es afectada de manera general por la topografía.
5. El tamaño de grano varía de fino a grava, cuando se incrementa la energía en el fluido que transporta al sedimento. Los depósitos de grano fino son generalmente de forma tubular, los depósitos de grano grueso desarrollan forma de montículos.
6. La porosidad y permeabilidad son generalmente excelentes.

Propiedades	Plataforma	Plataforma deltaica	Plataforma aluvial/abanico deltaico	Cuenca
Reflexión	Paralela, altamente divergente cerca de fallas de crecimiento	Paralela, poca divergencia en plataforma, altamente divergente cerca de fallas de crecimiento en deltas de aguas profundas	Paralela	Paralela, poco divergente pero aumenta con rellenos o con montículos
Litofacias y composición	Alternancia de arcillas y arenas	Frente de Delta marino somero, arenas y arcillas gradadas hacia un delta (subaerea)	Arenisca de relleno de canal y mudstones de flujo de cuenca, así como areniscas de abanico de delta	Alternan arcillas hemipelagicas y limos
Geometría y estructura	Forma de hojas con tendencia a tubular, bastante estable, subsidencia uniforme	Forma de hojas con tendencia tubular con basinward lenticular con fallas crecientes y anticlinales roll over; relativamente estable, subsidencia biforme en la plataforma y rápida subsidencia y sobreposición en un delta de agua profunda	Forma de hoja comúnmente inclinado y erosionada	En forma de hoja de papel, puede estar un poco ondulada, generalmente estable en subsidencia uniforme
Relaciones laterales	En dirección al continente se tiene una facie de costa, y en dirección a una cuenca a un margen de plataforma se tienen secuencias marinas	En dirección al continente se tiene tendencia a un sistema aluvial y en dirección a una cuenca, un prodelta	En dirección al continente se tiene tendencia a una zona libre de reflexión (facies de areniscas) en dirección a la cuenca se tiende a las características de una plataforma.	Comúnmente evoluciona en turbiditas y lateralmente en montículos de aguas profundas
Naturaleza de límites superiores e inferiores	Límites concordantes, onlap costero o baselap sobre la superficie, la cual puede ser erosionada por cañones submarinos, presentan ángulos bajo en baselap	Normalmente concordante en la cima pero es raramente onlapped o baselapped, en la superficie superior, puede ser erosionada por cañones submarinos, raramente es concordante con un prodelta	La superficie superior puede ser onlapped por facies costeras	Generalmente concordante en la cima y base
Amplitud	Alta	Alta en el frente del delta y baja a	Variable	De baja a moderada

		moderada en la planicie de delta y prodelta		
Continuidad	Alta	Alta en el frente de delta y baja y moderada en la planicie de delta y prodelta	Discontinua, la continuidad baja con dirección al continente	Alta
Frecuencia	Baja o moderada, poca variabilidad	Variable	Variable, generalmente ciclos cerrados	Generalmente es mas estrecha que en las plataformas

Tabla II.2 Principales tipos de configuración de reflexiones de ambientes donde se acumulan siliciclastos.

Roger Slatt (1986), proporciono modelos para la acumulación de arenas submarinas, los cuales ayudan a la interpretación de la sección de siliciclastos de aguas profundas, los cuales son:

- Relleno de cañón submarino. Generalmente es lutita, pero las arenas pueden estar presentes; las lutitas generalmente sellan las arenas en las paredes del canal.
- Gully / Relleno de canal. Son areniscas depositadas en gradientes someros o rampas.
- Arenas "Spillover". Estas arenas son sedimentos removidos de una plataforma hacia un gradiente somero y son asociadas con gully o relleno de canal.
- Relleno de Cuenca. Son generalmente Lutitas, pero las arenas turbidíticas de diferentes configuraciones pueden formar trampas estratigráficas.
- Abanicos Proximales submarinos. Son secuencias de siliciclastos que pueden tener clinofomas oblicuas relativamente escarpadas en perfil de inmersión, si corresponde con un ambiente con corrientes submarinas fuertes, las cuales limitan la gradación. El rango de litofacies varía de arcillas a arenas. La geometría corresponde con formas alargadas acuñadas. En Downtip pasan a reflexiones planas de planicie de cuenca. La amplitud es de moderada a alta mientras que la continuidad es corta y la frecuencia es media

- Dunas Contourite. Son secuencias de terrigenos que tienen clinofomas oblicuas, son asimétricas y muestran onlap con las secuencias adyacentes. En pocas palabras, su reflexión es subparalela. La litofacie va de arcillas a limos arenosos, mientras que la geometría es convexa y es mas alargada corriente abajo. La amplitud es alta, la continuidad es media y la frecuencia es también media.
- Abanicos aluviales. Son depósitos de arenas, limos y gravas que tienen clinofomas oblicuas hummocky o reflexiones discontinuas; en pocas palabras, presentan patrones subparalelos. La litofacie es variable desde arcillas a cantos rodados. Tienen forma lenticular con superficies superiores convexas, la amplitud es moderada a alta, la continuidad es baja a moderada y la frecuencia es de baja a media.

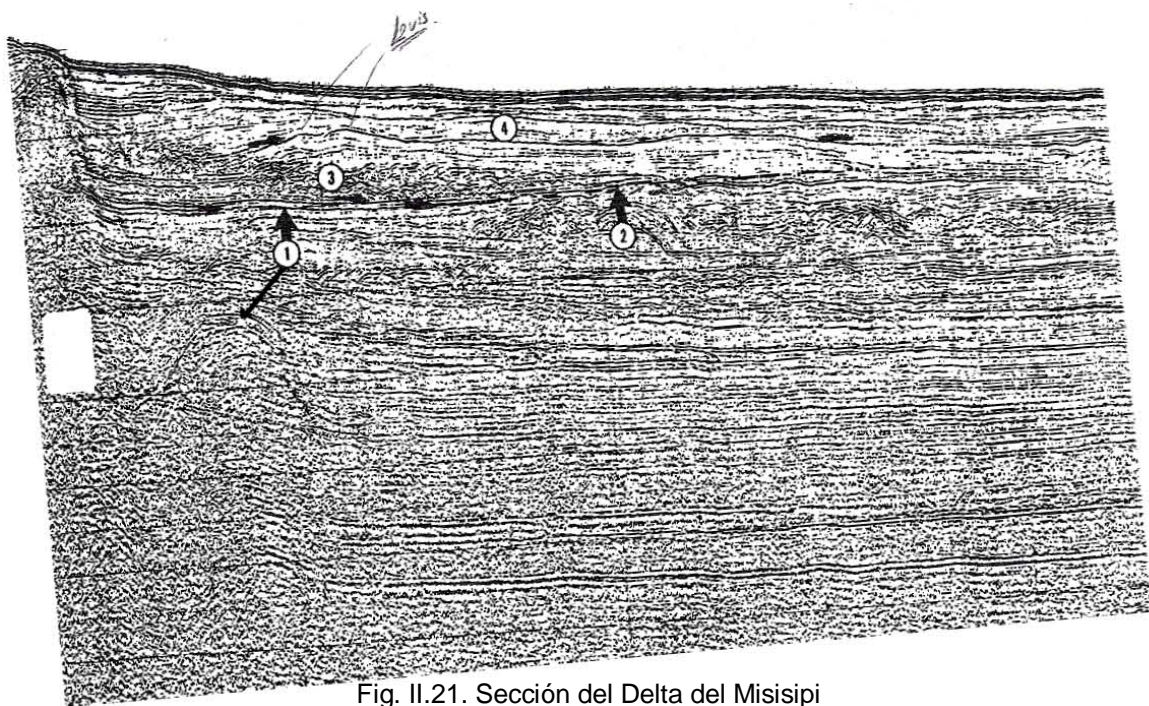


Fig. II.21. Sección del Delta del Misisipi

En la Fig. II.21 corresponde con una secuencia siliciclástica típica, es una línea de la base de la cima del delta del Misisipi. En el punto 1 se puede observar una estructura salina la cual es visible a la izquierda, así como algunas unidades lenticulares, las cuales también se pueden ver en el punto 2. Son varias secuencias las que se pueden delimitar, las cuales son producto de varios procesos de sedimentación como por ejemplo, la porción del punto 3

corresponde con patrones hummocky-caótica, mientras que en la porción superior (punto 4) se observan reflectores paralelos; en la parte superior se identifica un fuerte onlap. La parte paralela de los reflectores, lo cuales conforman la cima del canal, representa una sección condensada de siliciclastos.

La figura II.22, corresponde con un sección sísmica de la costa oeste de Sur-América se pueden observar reflectores planos, los cuales sugieren una historia erosional en todo el cañón, pero la presencia de la unidad a la izquierda (1) la cual es mas gruesa sugiere una historia agradacional anterior al “corteabajo”. El relleno (2) va de discontinuo a caótico lo cual sugiere siliciclastos de grano fino (Fig. II.22). Corresponde con un típico relleno de canal el cual es discordante con la secuencia inferior, también de siliciclastos.

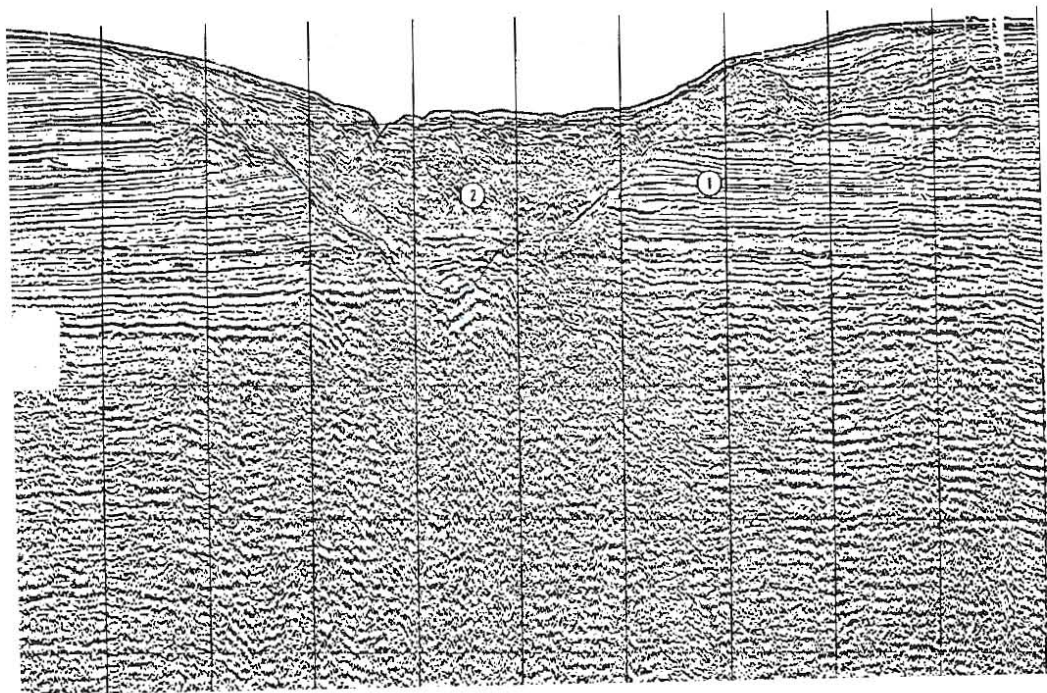


Fig II. 22. Sección de Sur América el cual muestra un cañón con su relleno

La figura II.23, es una sección sísmica de la costa de Lousiana, en ella se tienen secuencias sedimentarias siliciclasticas de planicie de delta (1) los cuales han sido incididos por un cañón submarino. El relleno de la parte baja del cañón (2) conforma patrones de reflexión discontinuas, sugiriendo la existencia de sedimentos de grano fino. La formación de dichos cañones es

atribuido a una depresión retrogresiva (Fig. II.23.), los cuales tiene materiales mas gruesos (areniscas) en todo el relleno del canal.

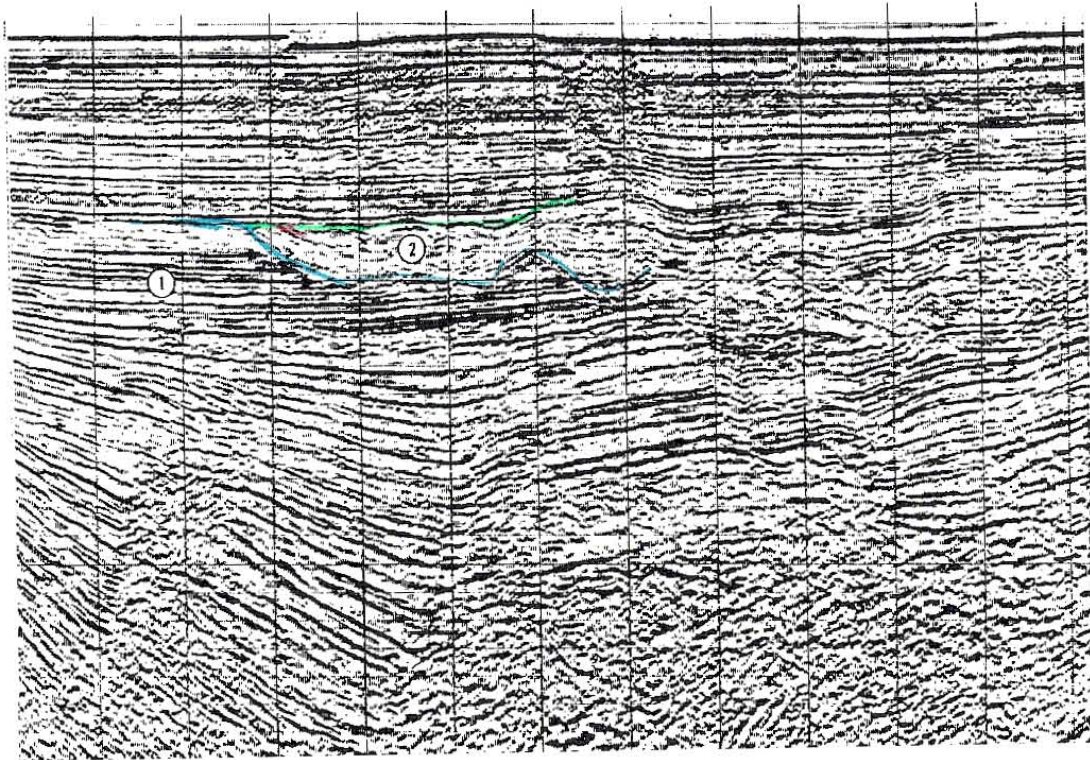


Fig.II.23. sección sísmica de costa de Lousiana

II.5 Sísmica en la perforación de pozos

Durante varias décadas, las imágenes sísmicas de superficie constituyeron la herramienta de exploración más útil y de mayor difusión en la industria petrolera. Las imágenes sísmicas tradicionales se basan en el tiempo de tránsito sísmico. El tiempo de tránsito debe ser convertido a profundidad para que las imágenes adquieran valor para el explorador que visualiza y encuentra el yacimiento en términos de dicha variable. Las Mediciones Sísmicas son extremadamente útiles para correlacionar la profundidad perforada con profundidad sísmica, ajuste de núcleos, puntos de revestimiento así como zonas represionadas. Si no se dispone de datos de pozo, la conversión de tiempo a profundidad se realiza utilizando un modelo de velocidad obtenido a partir de parámetros de procesamiento de datos sísmicos, por lo que puede haber errores.

En áreas en que las velocidades sísmicas resultan difíciles de estimar debido a los altos echados de los reflectores o a complejidades estructurales, se

pueden producir errores de magnitud considerable. Además este tipo de modelo de velocidad promedia propiedades a lo largo de grandes extensiones, lo cual también conduce a conversiones de tiempo a profundidad imprecisa. La falta de precisión en la conversión de tiempo a profundidad conduce a estimaciones erróneas de las profundidades en que se ubican determinados rasgos geológicos, tales como cimas de formaciones, fallas o zonas sobrepresionadas por fluidos.

Es aceptado que mientras estos levantamientos sísmicos pueden ser obtenidos durante la perforación, hay por lo menos 2 situaciones que necesitan ser entendidos con el objetivo de realizar estas mediciones sísmicas acertadas y confiables. Primero, es el hecho que opuesto a las herramientas basadas en cables la operación de perforación puede prevenir un acople entre los sensores y la formación. El acoplamiento de la señal de la formación en los sensores depende en los factores como el peso de la herramienta en combinación con la desviación del pozo; en otras palabras el acoplamiento de la formación debe ser reevaluado. Segundo, se debe tener certeza en el tiempo entre los sistemas de la superficie y los del agujero. La certeza es mas complicada, que en la tradicional medición con cable, las cuales se basan en el cable para comunicaciones directas para activar la fuente sísmica y los componentes de adquisición. Los medios instantáneos y directos aun no existen en el ambiente MWD.

Los errores de conversión de tiempo a profundidad se manifiestan como direcciones entre las profundidades estimadas y las reales de un objetivo dado. La incertidumbre resultante suma riesgos a los procesos de perforación y construcción de pozos. Una incertidumbre de tan solo el 5% en las velocidades sísmicas, puede traducirse en diferencias considerables, incluso de hasta cien metros, entre las profundidades estimadas y las profundidades reales. Los errores de gran magnitud complican la programación de perforación de pozos y reducen las opciones disponibles para corregir trayectorias erróneas.

El saber anticipar la presencia de zonas sobrepresionadas y cuando ajustar las propiedades del lodo, puede prevenir reventones y salvar pozos. Las

compañías operadoras de petróleo y gas también necesitan identificar y aislar fallas que no proveen sellos porque pueden actuar como conductos para la migración de los fluidos y de la presión, poniendo en peligro de contaminación a las formaciones adyacentes y comprometiendo la integridad del pozo y del yacimiento.

Los registros de sísmica de pozo pueden ayudar a encarar estos problemas de perforación mejorando las mediciones sísmicas de superficie y generando mejores modelos de velocidad que a su vez contribuirán a identificar riesgos potenciales en el subsuelo.

La sísmica, mientras se perfora puede ser potencialmente realizada al menos de dos formas, utilizando una fuente en el fondo del agujero (barrena de perforación) y receptores superficiales; o utilizando un fuente sísmica activa en la superficie y uno o mas receptores en el agujero. En desarrollos recientes de SWD (sismic while drilling), los receptores en el agujero son utilizados con fuentes en la superficie, ya que el ruido de perforación en la banda de frecuencia de la señal sísmica, ocasiona una mala señal, así la información puede ser adquirida durante un periodo de “silencio” de la perforación y no cuando la actividad de perforación se esta llevando a cabo, esto es en beneficio a causa del uso de barrenas PDC.

La herramienta que se utiliza en el agujero tienen 3 partes: la sección de sensor, la sección de adquisición y la sección de reloj. La sección de adquisición de información incluye módulos responsables para el acondicionamiento de la señal, adquisición, procesamiento y almacenamiento. La sección del sensor incluye un juego de sensores expuestos a las paredes del agujero (hidrófonos, geófonos, acelerómetros sísmicos) a través de las lastrabarrenas. La sección del reloj incluye módulos responsables de mantener la certeza y exactitud en la información, la cual es muy importante. Para ilustrar los efectos de la certeza supongamos una inexactitud de 10 milisegundos en una formación con velocidad promedio de 2540 m/seg. La profundidad equivalente por la inexactitud de 10 milisegundos sería aproximadamente de 84 pies (25.6 m).

Tiros de prueba de velocidad

Los registros de sísmica de pozo surgieron fundamentalmente de la necesidad de los intérpretes y programadores de pozos de vincular los tiempo de transito sísmicos con la profundidades de los pozos medidas desde unidades de cable eléctrico o con equipos de perforación.

En ciertos casos, una medición de sísmica de pozos conocida como tiro de prueba velocidad permite realizar una conversión de tiempo a profundidad precisa; los tiros de prueba de velocidad eran muy comunes en la década de 1940. Con esta técnica, un receptor sísmico colocado mediante cable en profundidades conocidas en el pozo, registra el tiempo de transito del primer arribo directo, a veces denominado como primer quiebre, que se propaga desde una fuente ubicada en la superficie hasta el receptor (Figura II.24).

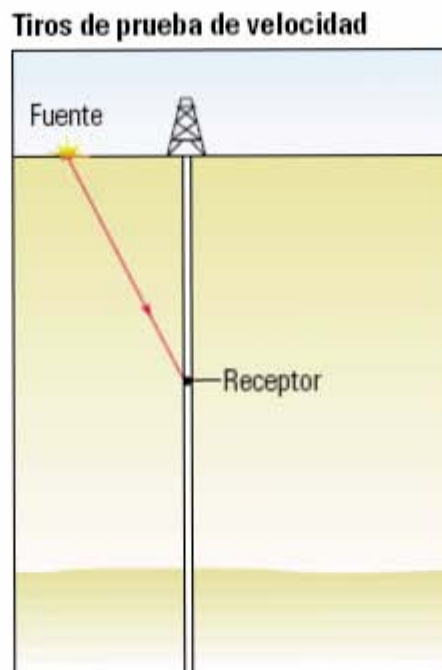


Figura II.24 Tiros de prueba de velocidad. Con una fuente en superficie y un receptor en el pozo, los tiros de prueba de velocidad proveen a los operadores importante información de la relación tiempo-profundidad.

La correlación tiempo profundidad genera un modelo de velocidad local por lo que es necesario convertir los datos sísmicos adquiridos en escala de tiempo a escala de profundidad, a veces pueden requerirse varios tiros de prueba de velocidad efectuados sobre topes de formaciones específicas en el pozo, a los

efectos de confeccionar un modelo de velocidad adecuado. Si la geología es simple, el modelo de velocidad puede ser de utilidad para una gran extensión. Sin embargo en la mayoría de los casos se presentan complejidades geológicas importantes en el subsuelo. Sin embargo como la velocidad sísmica varía con la litología, la presión y el contenido de fluidos; las complejidades del subsuelo reducen la validez del modelo local a solamente cierta distancia del pozo.

Cuando se necesita una imagen sísmica detallada para evaluar el volumen de rocas del subsuelo que rodean al pozo, se adquieren perfiles sísmicos verticales (VSP) con cable eléctrico. Los métodos de adquisición de análisis VSP con cable, generan datos de mayor resolución con un menor nivel de ruido y proveen valiosa información para la perforación de pozos vecinos y la inclinación de pozos de drenaje a partir de un pozo vertical.

Pero si se requieren obtener datos de tiros de prueba de velocidad o de VSP el equipo de perforación debe de dejar de perforar para bajar el cable. Esto agrega riesgos, ineficiencias y costos a la operación.

Adquisición de registros de pozos durante la perforación (LWD).

Los métodos de adquisición de datos sísmicos (LWD) durante la perforación proveen información de la relación tiempo profundidad en tiempo real. Los LWD son de gran utilidad en la adquisición de datos acústicos en tiempo real de áreas vecinas a la pared del pozo, ya que además de proporcionar valiosa información sobre porosidad, estas técnicas proveen datos sónicos que pueden procesarse para generar sismogramas sintéticos y seguir los cambios de presión de poro en el arreglo de fondo de pozo (BHA). Sin embargo, no se trata de mediciones sísmicas de reflexión y solo describen a la formación adyacente al pozo, que puede semejarse o no al volumen sísmico en estudio.

La solución ideal sería obtener, antes de perforar el pozo, un modelo de velocidad cuya precisión fuera al menos como la del tiro de prueba de velocidad, esto aun no es posible, pero las soluciones que aportan la adquisición de datos sísmicos durante la perforación proveen información de

velocidad de alta calidad, en tiempo real, para asistir a los ingenieros de perforación en la toma de decisiones. Estos métodos utilizan el pozo para adquirir los datos durante la perforación, sin modificar o demorar el proceso. Como un ejemplo, con estos datos se puede determinar la posición de la barrena en la sección sísmica de superficie con respecto a los horizontes geológicos observados, garantizando una selección más precisa de las profundidades de los revestimientos y de extracción de núcleos.

Las mediciones sísmicas adquiridas durante la perforación fueron obtenidas utilizando a la barrena como fuente de energía sísmica de fondo de pozo, es decir, la inversa de las configuraciones de VSP con cable. Al penetrar las capas de roca, la barrena de 3 conos actúa como una fuente bipolar y envía la energía sísmica hacia la formación. Por otra parte, las vibraciones axiales que se propagan por la columna perforada, son detectadas por un acelerómetro instalado en la mesa rotaria superior, ubicada en el equipo de perforación. Estos datos se utilizan para construir una imagen de la columna perforada es decir, una imagen sísmica de los componentes de la sarta de perforación.

La energía transmitida hacia la formación genera ondas sísmicas que se propagan directamente o por reflexión a los receptores de superficie, los cuales pueden ser geófonos o hidrófonos. La barrena emite continuamente ondas sísmicas hacia los receptores de superficie, pero para extraer información de la relación tiempo profundidad, los especialistas en procesamiento deben conocer el carácter y la sincronización de la señal generada por la barrena.

Los expertos en procesamiento de señales determinan por separado el tiempo de tránsito (Δt_{ds}) y utilizan esta información para calcular dicho tiempo de tránsito de la barrena al receptor Δt_f o del tiro de prueba de velocidad (Fig. II.25). Los geofísicos construyen imágenes sísmicas (VSPs) a partir de las reflexiones contenidas en las trazas sísmicas adquiridas durante la perforación, las cuales ofrecen la posibilidad de ver lo que está delante de la barrena. Combinando estas imágenes con las imágenes VSP obtenidas previamente con cable se obtienen mejores resultados.

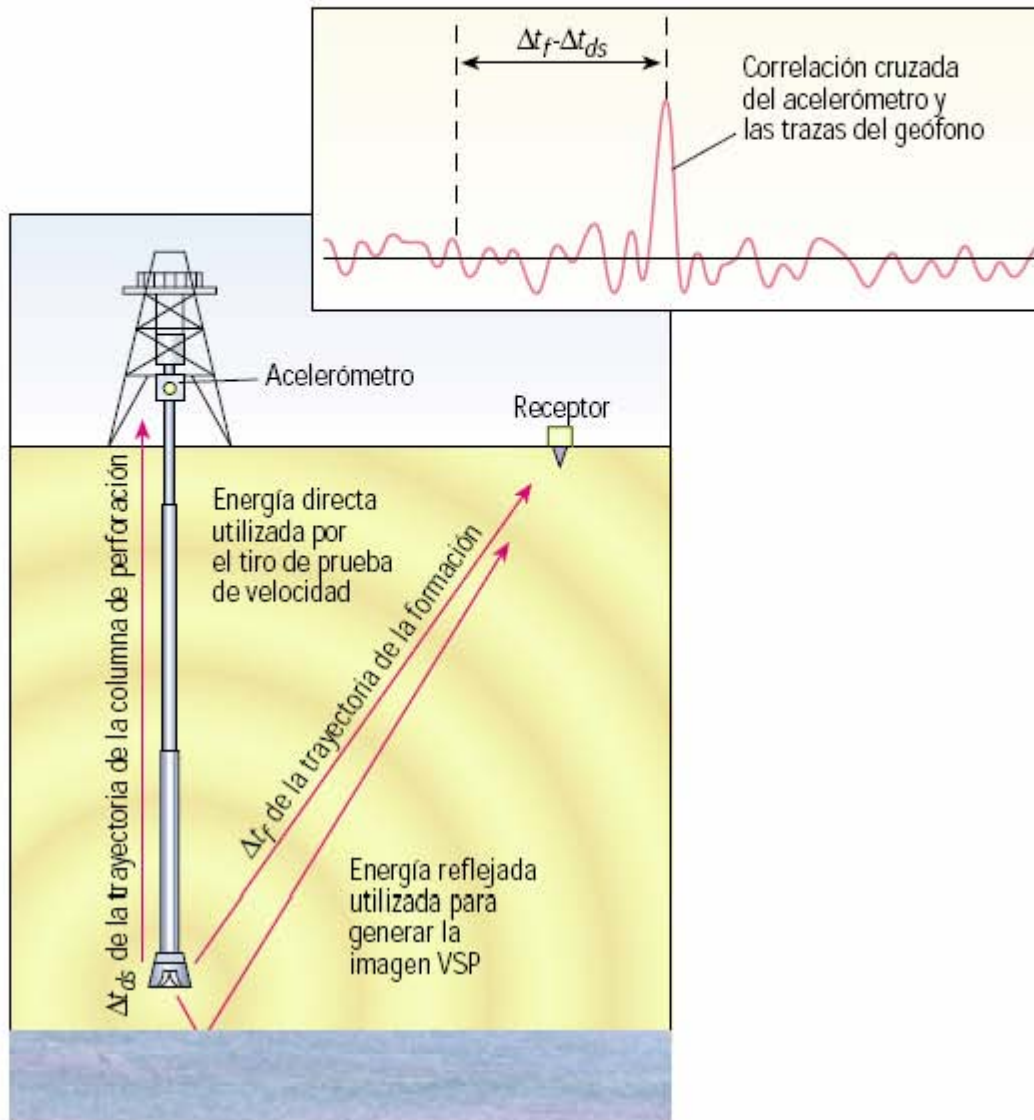


Figura II.25 Utilizando el ruido de la barrena como fuente sísmica y receptores de superficie. Se pueden adquirir datos sísmicos durante la perforación

Esto se puede lograr solo con barrenas tricónicas, las cuales generan vibraciones axiales en la formación y a través de la sarta de perforación. Las barrenas PDC o de compuesto policristalino de diamante, no transmiten tanta energía a la formación porque pulverizan la roca. Las barrenas de tres conos emiten energía sísmica que puede medirse por los receptores de forma directa o luego de haberse reflejado. El ruido de la barrena, sin embargo, no puede controlarse o sincronizarse cuidadosamente con los receptores. Por lo tanto la señal de la columna perforada generada por vibraciones axiales se mide con un acelerómetro de boca de pozo y luego se correlaciona con los datos del receptor para determinar los tiempos de tránsito sísmicos o los tiempos de los tiros de prueba de velocidad.

Por otro lado, la profundidad del agua (profundidad oceánica) puede constituir un problema cuando se utiliza ésta técnica en áreas marinas ya que la ubicación precisa de los arreglos de los receptores se dificulta a medida que aumentan la profundidad del agua y las corrientes oceánicas. A pesar de esto, se han obtenido buenos datos en profundidades de hasta 1200 m (3940 pies) con equipos especiales y mayor complejidad operativa.

Por otra parte, la atenuación de la señal de la columna perforada debido a la fricción que ésta ejerce sobre las paredes del pozo, impide la utilización confiable de ésta técnica en pozos cuya desviación es mayor a 65 grados. La calidad de estos datos también pueden deteriorarse sustancialmente en secuencias no consolidadas (sedimentos) sobre todo cuando el peso sobre la barrena es menor a 4500 Kg (10, 000 lb).

Ventajas en la adquisición de registros de pozos durante la perforación

Los levantamientos sísmicos de superficie estándares, utilizan una fuente sísmica en o cerca de la superficie terrestre o marina que emite energía que se refleja en las interfases del subsuelo y es registrada por medio de un arreglo de receptores también ubicados en o cerca de la superficie (Figura II.26).

El volumen investigado por estos levantamientos va a depender de la estructura del subsuelo (estructura geológica), las velocidades acústicas, la disposición de las fuentes y de los receptores que se pueden desplegar en diferentes localizaciones en la superficie. Los levantamientos sísmicos de pozos difieren de la sísmica de superficie en que las ubicaciones de los receptores se hallan restringidas a los límites de un pozo (Figura II.27).

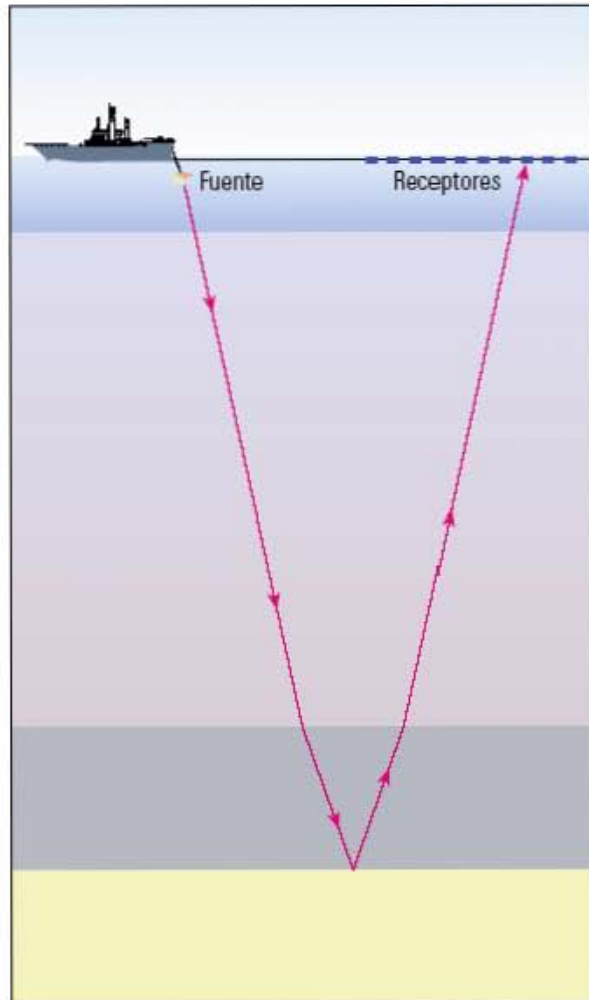


Figura II.26 Adquisición sísmica de superficie, con una fuente sísmica en o cerca de la superficie y receptores también posicionados en o cerca de la superficie

Mientras que ésta restricción limita el volumen representado por la imagen, también confiere varias ventajas a los levantamientos sísmicos de un pozo; por ejemplo, las ondas que viajan desde una fuente ubicada en superficie se reflejan en un reflector de subsuelo y luego llegan a un receptor ubicado en el pozo, dichas ondas son menos atenuadas por los estratos someros de baja velocidad, los cuales son atravesados solo una vez, a diferencia de las ondas registradas por los receptores utilizados en los levantamientos sísmicos de superficie que deben atravesar dichos estratos dos veces.

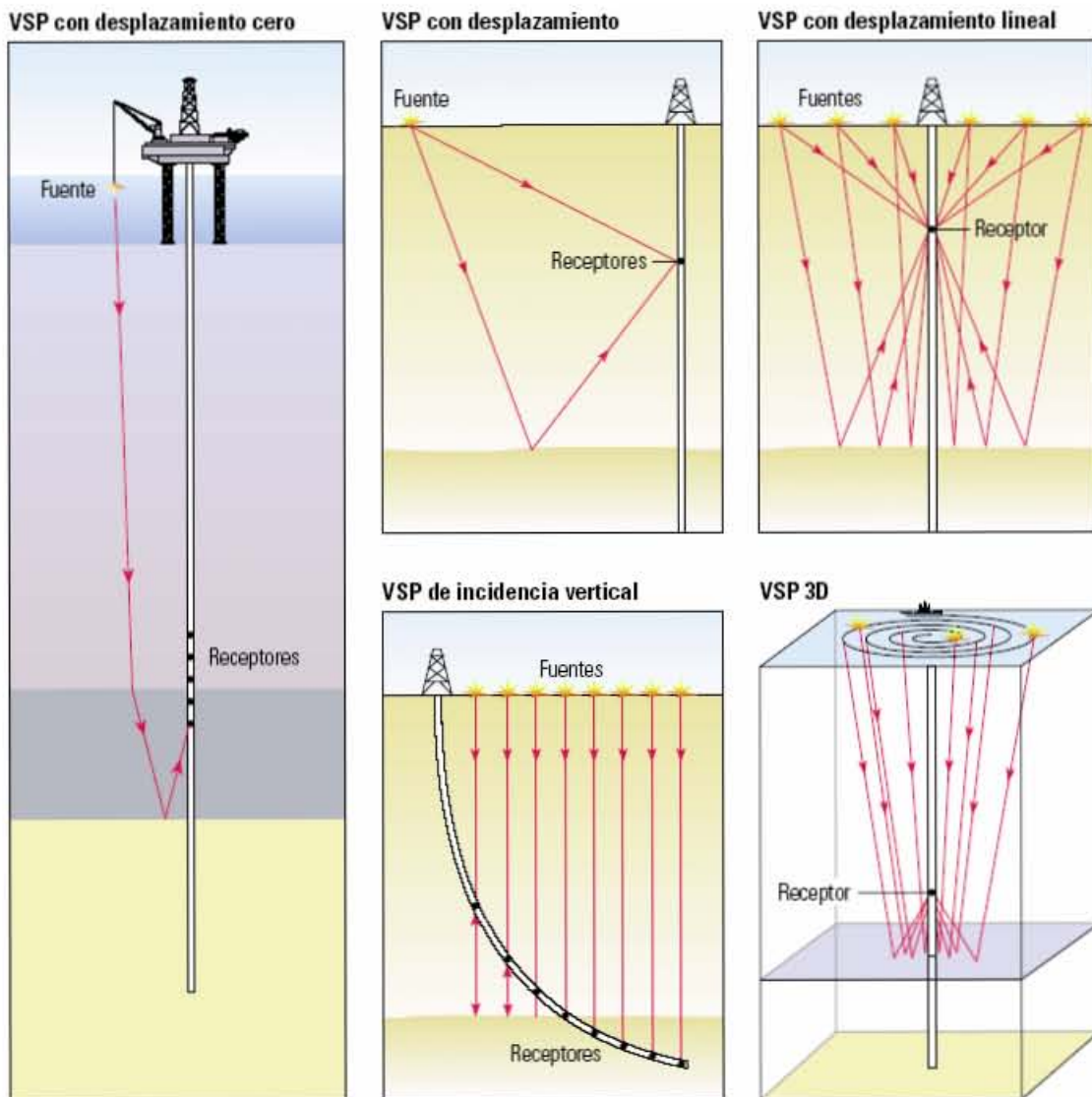


Figura II.27 Adquisición sísmica de pozo, con un arreglo de receptores en el pozo.

El pozo generalmente corresponde con un ambiente mas tranquilo que la superficie, de modo que los receptores pueden registrar datos con mejores relaciones señal ruido. Los receptores sujetados en el pozo registran multicomponentes de la energía sísmica en la forma de ondas compresionales directas y de corte convertidas, mientras que los métodos de adquisición sísmica marina y terrestre registran una sola componente de los datos que luego se procesa para mejorar solo los arribos compresionales.

Los receptores ubicados en el pozo pueden registrar los arribos descendentes directos (aquellas señales que viajan directamente desde la fuente sin reflejarse antes de alcanzar el receptor). Los cambios en la señal directa

registrada en el pozo por múltiples receptores calibrados ayudan a determinar las propiedades de atenuación de los estratos de sobrecarga.

El conocimiento de las propiedades de atenuación de las rocas ayuda a restaurar porciones de señales perdidas durante la propagación de las ondas en los levantamientos de sísmica de pozo y de superficie. Los receptores se pueden posicionar precisamente a profundidades específicas en el pozo, permitiendo a los geofísicos derivar un perfil de las velocidades de los estratos en el sitio del pozo. Esto ayuda a convertir los datos sísmicos de superficie registrados en escala de tiempo a escala de profundidad, de modo que las imágenes sísmicas pueden vincularse con datos de registros geofísicos y las posiciones de la barrena de perforación pueden graficarse en las secciones sísmicas.

Las irregularidades del pozo pueden dificultar el anclaje de algunas herramientas sísmicas de pozos evitando el acoplamiento correcto entre el sensor y el pozo.

Para determinar las ubicaciones correctas de la fuente y de los receptores, es necesario modelar la respuesta de los datos a adquirir en el levantamiento sísmico con un modelado del subsuelo. Los dos tipos de herramientas más comunes son los esquemas de propagación de frente de onda (tales como los modelos de diferencias finitas) y los programas de trazado de rayos para visualizar los trayectos de los rayos entre las fuentes y los receptores.

Las capas de alta velocidad crean problemas para los levantamientos sísmicos de superficie y de pozo, actuando como escudos o deflectores para la propagación de ondas y dando lugar a los que se conoce como “área de datos malos” donde los levantamientos no ayudan a dilucidar lo que está debajo de la capa de alta velocidad. Este tipo de problema ocurre debajo de rocas volcánicas, carbonatadas, formaciones de sal y otras formaciones de alta velocidad. Las zonas de baja velocidad tales como las capas superficiales o formaciones gasíferas, también crean problemas de propagación de ondas.

Generalmente se recurre a los levantamientos sísmicos de pozo para generar imágenes que no pueden adquirirse mediante levantamientos sísmicos de superficie o para ayudar a planificar levantamientos sísmicos de superficie más efectivos. El modelado ayuda a las brigadas de adquisición de datos a colocar los receptores en el pozo a profundidades más adecuadas y a optimizar el posicionamiento de las fuentes de superficie.

El trazado de rayos en tres dimensiones permite a quienes planean los levantamientos a visualizar los efectos de otros obstáculos del subsuelo y a evaluar la rapidez de una solución simplificada unidimensional (1D) o bidimensional (2D), para resolver un determinado problema de sismica de pozos o si podría requerirse un perfil sísmico vertical 3D completo.

III Caracterización Sísmica

III.1 Sísmica 3D

Para ayudar a caracterizar el yacimiento en el campo petrolero entre pozos y explotar mejor sus reservas potenciales, las compañías ahora confían en la mejor resolución espacial que proporcionan los datos sísmicos modernos, a fin de extender la aplicación de sus modelos de yacimiento a las áreas no perforadas de los campos existentes. La tecnología 3D es uno de los más importantes desarrollos ocurridos durante las pasadas dos décadas. La importancia de esta tecnología está demostrada por el crecimiento exponencial en su aplicación.

Un levantamiento sísmico 3D es una poderosa herramienta de evaluación, ya que una interpretación inicial de levantamiento impacta el plan original de desarrollo. Eventos subsecuentes, como la perforación de pozos de desarrollo ocurren y la información agregada es utilizada para revalidar y refinar la interpretación original. Conforme pasa el tiempo y se construye la base de datos, elementos de información 3D que fueron inicialmente ambiguos empiezan a tener sentido y la interpretación se vuelve más detallada y sofisticada. Por lo tanto el uso de un levantamiento sísmico 3D dura toda la vida del yacimiento.

Sísmica tridimensional en el modelado del yacimiento

La sísmica tridimensional corresponde con información crítica, ya que provee información significativa para las áreas interpozo, especialmente en las áreas de baja densidad costafuera. Además el monitoreo sísmico del yacimiento permite grabar y evaluar los cambios dentro del yacimiento que resulta de la inyección o de la producción. El monitoreo del yacimiento provee una herramienta potencialmente poderosa para verificar y calibrar el modelo de simulación del yacimiento.

La veracidad de la simulación de un yacimiento y predicción de producción es constantemente limitada por la certeza de la descripción del yacimiento. Varias

fallas de proyectos de recuperación mejorada se atribuyen a un modelo de yacimiento de baja calidad lo cual conduce a un pronostico muy optimista del comportamiento del yacimiento o usualmente el inadecuado uso de las heterogeneidades del yacimiento.

Las mediciones sísmicas son la principal fuente de información acerca de algunos parámetros importantes que permiten conocer como son los yacimientos, inclusive lejos de los agujeros de pozo. Las mediciones de sísmica 3D para monitorear un yacimiento productor puede establecer posiciones de los fluidos en el presente y puede ser utilizada esta información para predecir el movimiento de los fluidos con mayor certeza.

Tradicionalmente, con la interpretación 3D, el geólogo incorpora la interpretación inicial en un mapa existente de horizontes y relaciona la información de registros geofísicos de pozos con la información 3D. El ingeniero de yacimientos reconoce la información sísmica 3D y agrega un poco más de certeza al mapa de horizontes, además de agregar sus planes y suposiciones a dicho mapa (Figura III.1).

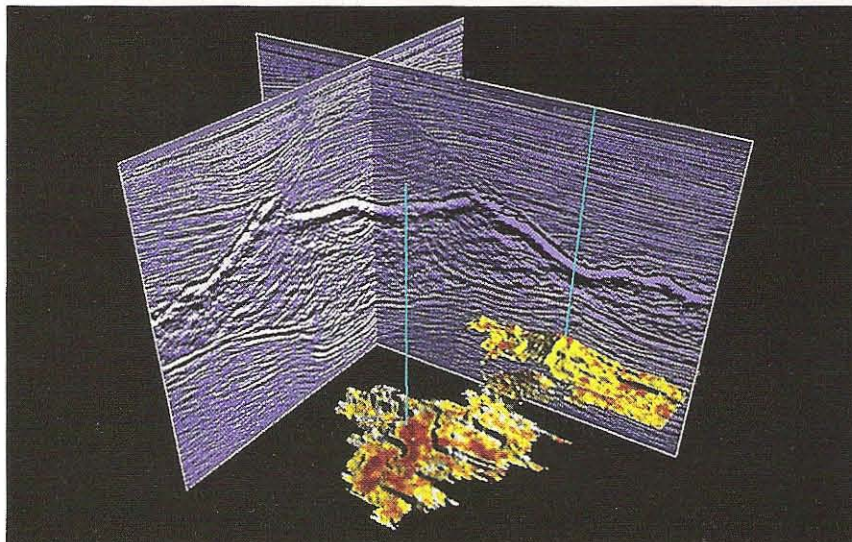


Figura III.1 Horizonte 3D de amplitud con un volumen completo 3D migrado que fue utilizado para crear esta imagen nótese la amplitud alta y fallamiento.

En general todos los participantes activos desde el geofísico, geólogo e ingeniero petrolero ayudan, a la construcción del pozo y de esto depende de que tan bueno sea el modelado 3D y que nivel de certeza se tiene.

Los geocientíficos han tenido éxito al aplicar tecnología 3D, en el momento de reconstruir la secuencia estratigráfica del área y en la caracterización de los yacimientos. Utilizando atributos sísmicos como la amplitud, los geólogos pueden delimitar fronteras del yacimiento y relacionar esa información con registros geofísicos de pozos y con características litológicas. Gracias a la tecnología 3D (Cubo sísmico) se pueden observar con facilidad continuidades (límites de secuencias) y discontinuidades, fallas y discordancias.

La metodología del modelado sísmico 3D consta de 5 etapas: Todas las heterogeneidades del modelo de yacimiento deben ser mantenidas. Imágenes con contenido de frecuencias realistas comparables con información sísmica real deben ser computadas. La sísmica sintética debe ser generada en escala de tiempo y de profundidad, con el objetivo de evaluar cambios de tiempo y diferencias de amplitud en un contexto 4D. Cubos sísmicos sintéticos deben ser pre-apilados. Finalmente el algoritmo debe ser rápido y eficiente con el objetivo de poder analizar varios escenarios en el comportamiento del yacimiento.

Una herramienta con la cual se este familiarizado (software) debe ser utilizada para computar cubos sísmicos sintéticos 3D pre-apilados tanto en escala de tiempo como de profundidad. La información ingresada, con ayuda de dicha herramienta, son las mallas del yacimiento en profundidad, irregularmente muestreadas en el espacio como por ejemplo el grosor de celda y extensión lateral; ya que varían con la geología (estructura, estratigrafía). La información Sísmica por definición es regularmente muestreada en el espacio, un primer paso consiste en un remuestreo lateral de las mallas del yacimiento en escala sísmica, pero las propiedades de la malla no son remuestreadas en profundidad ya que esto requerirá explícitamente bajar o subir la escala de parámetros elásticos e implican adicional cómputo.

Base petrofísica

El concepto técnico para el monitoreo sísmico es el de relacionar los cambios en los atributos sísmicos a través del tiempo a cambios en el yacimiento

causados por la producción. Aunque la repetibilidad de la adquisición y procesamiento de la información sísmica es clave para el éxito.

Una imagen exitosa tridimensional empieza con una buena estrategia de adquisición en el pozo. Estas deben contener largas compensaciones (6000 m mínimo) grandes longitudes de grabación (10 seg mínimo), espaciamiento lineal muy estrecho (40 m mínimo) y certeza en navegación muy estrecha, especialmente en compensaciones muy grandes

Para que un yacimiento sea candidato para un monitoreo sísmico, se deben considerar varios parámetros, los mas importantes son: tipos de fluidos, tipos de roca, el grosor del yacimiento, la profundidad y la estructura geológica, además de la habilidad para grabar información de la manera mas efectiva y con menor costo en corto tiempo. Las posibilidades de éxito en la toma de información es mejor cuando se tienen arenas no consolidadas y donde la producción involucra movimiento de gas y de aceite ligero.

La información sísmica es sensible a los cambios de saturación de un fluido, así como a la presión temperatura y al fracturamiento hidráulico a causa del cambio de presión. La impedancia acústica es el parámetro sísmico que en general es la más sensible a los cambios de saturación.

En una sección transversal de impedancia acústica y porosidad de una medición de un registro de pozo en zonas saturadas de una arenisca de alta porosidad la diferencia en impedancia acústica entre las zonas saturadas de aceite y de agua es aproximadamente del 15%. Con la repetición en la adquisición de información de dichas zonas, la diferencia en impedancias se reduce aproximadamente al 2% el cual no puede ser un factor que afecte la sísmica 3D.

Los efectos de la presión y la temperatura pueden ser negados o pueden ser tomados en cuenta y compensados para cambios sistemáticos en la impedancia acústica; esta puede ser relacionada directamente a cambios en la saturación.

El problema es la ambigüedad en la impedancia acústica es que hace imposible distinguir entre un área predominantemente saturada por aceite o un área predominantemente saturada con agua con alta porosidad. En algunas situaciones la distribución de porosidad puede ser conocida por tendencias profundidad/porosidad pero generalmente esta es una aproximación poco confiable. Además esto se vuelve mas complicado cuando la arenisca tiene un contenido variable de arcilla como matriz, la cual influye también en la impedancia acústica.

El uso de pozos como puntos de calibración son necesarios para el monitoreo sísmico de un yacimiento. Primero, la calibración de un pozo es necesaria para establecer una relación entre los parámetros del yacimiento y los parámetros sísmicos observables. Segundo, la calibración es necesaria para limitar la interpretación de cada paquete de información. Un perfil vertical sísmico e información de registros de pozo pueden ser utilizados para calibrar la respuesta sísmica. Sensores de presión y resistividad son necesarios para calibrar las locaciones de frente del fluido.

La información básica para la sísmica es tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación y esto forma la clasificación básica de atributos como se muestra a continuación (Fig. III.2).

Como generalización, los atributos derivados del tiempo proveen información estructural, los atributos derivados de la amplitud proveen información estratigráfica y del yacimiento, los atributos derivados de la frecuencia proporcionan información adicional del yacimiento.

La atenuación no es utilizada del todo aun, pero esta información puede proporcionar datos sobre la permeabilidad. La mayoría de los atributos son derivados del volumen de información 3D apilada y migrada, pero variaciones de las mediciones básicas en función del ángulo de incidencia provee una fuente adicional de información.

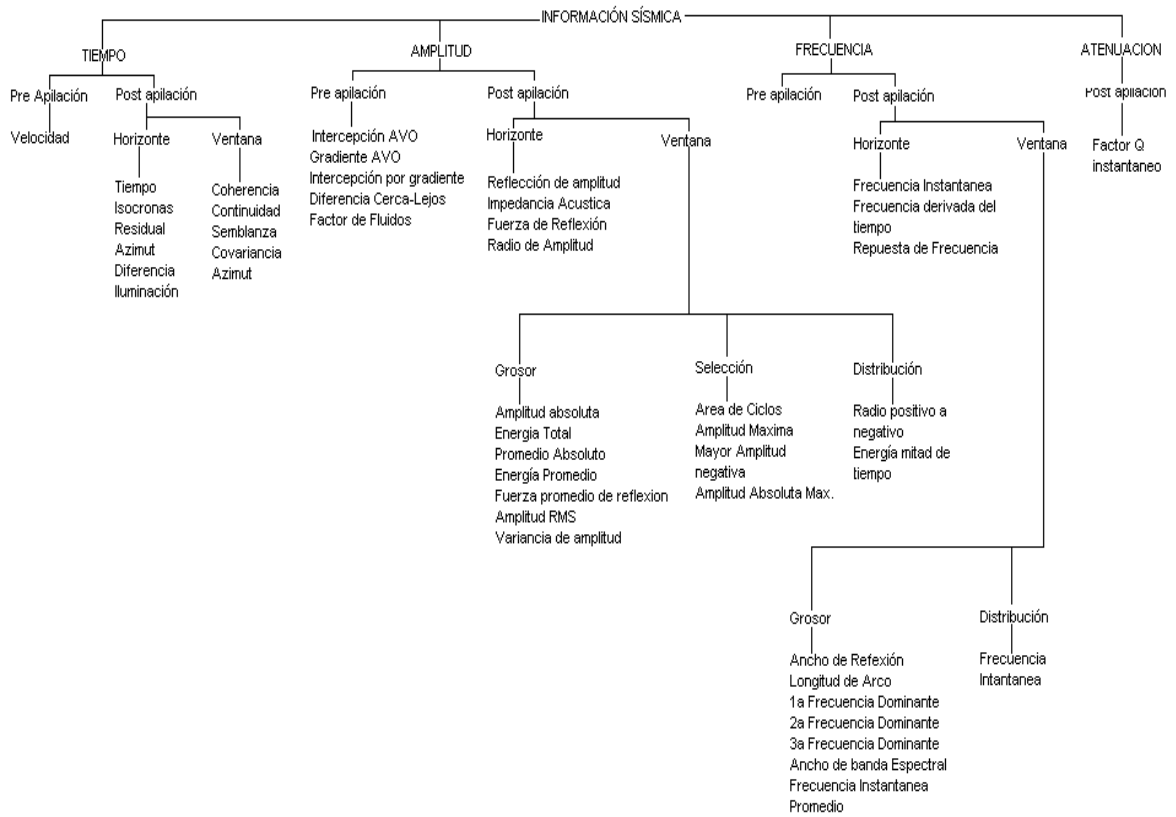


Fig. III.2. Clasificación de los atributos sísmicos

Otras clasificaciones de los atributos son:

Con Base en Cinemática y Dinámica de las Ondas			
Amplitud	Forma de Onda	Frecuencia	Atenuación
Fase	Correlación	Energía	Relaciones

Con Base en Características del Yacimiento			
Bright y Dim Spot	Anomalías por contenido de gas y aceite	Discontinuidad Estratigráfica	Discontinuidad Estructural
Discordancias trampa/falla borde del bloque	Yacimientos de capas delgadas	Diferenciación de clásticos en yacimientos carbonatados	Acuñamientos litológicos

Con base en el Método de Extracción		
Instantáneos	Unitraza	Multitraza

Operaciones OBC (Ocean Bottom Cable) Técnica para adquisición de datos marinos sísmicos tridimensionales.

El método OBC para adquirir información sísmica combina aspectos de ambos tipos de adquisición terrestre y marino. Cables conectados a una estación receptora son instalados en el fondo del océano y un barco con un arreglo de pistolas de aire sirve como la fuente de energía.

En contraste con los levantamientos con streamers marinos, los receptores y puntos de disparos OBC pueden ser instalados con seguridad cerca de los campos, con lo cual proveen una cobertura uniforme en un área de levantamiento congestionada (Figura III.3).

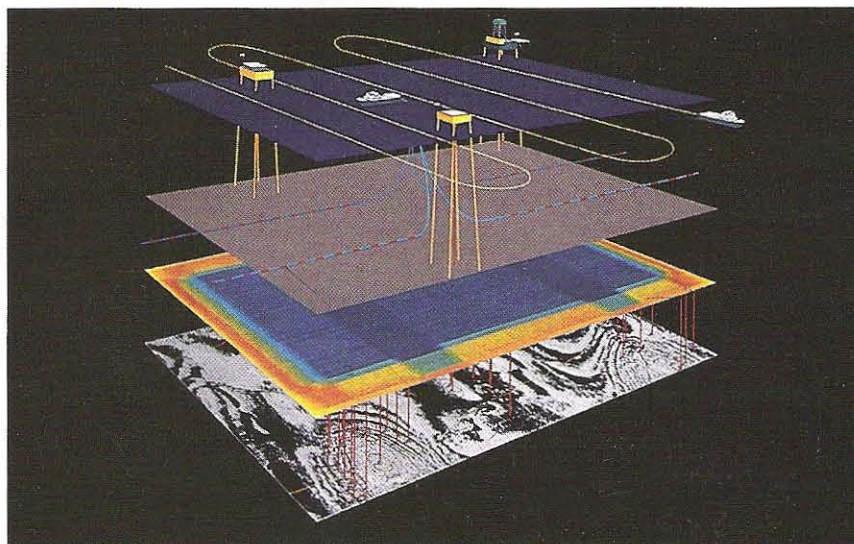


Figura III.3. Levantamiento OBC. Esta información se puede tomar con sensores duales con hasta profundidades de 590 pies

Antes que los métodos OBC puedan producir información sísmica de calidad en el agua con profundidades mayores a los 10 m, se debe remover la energía de reverberación ya que si no es así cada horizonte reflejado es representado por numerosas ondas y los planos de fallas geológicas son oscurecidos.

Para eliminar esta energía se deben realizar las siguientes actividades:

- Grabar la información de cada estación receptora para hidrófonos y geófonos.
- Ajustar la amplitud de la información del geófono para compararla con la amplitud de los hidrófonos utilizando la sensibilidad de los dos sensores (constantes de los transductores).
- Escalar la información ajustada del geófono por la cantidad $\frac{1+K_r}{1-K_r}$, que es el escalar del sensor dual, donde K_r es el coeficiente de reflexión del océano.
- Agregar la información del geófono al correspondiente hidrófono, y de esta manera cancelar la energía de reverberación del agua.

Una de las ventajas principales del método OBC es fácil manejar cambios en la posición actual del receptor, con cambios en las posiciones de disparo (APRA) con lo que se logrará una cobertura uniforme.

Las compensaciones y azimut obtenidos con levantamientos OBC están bien distribuidos, estables y con mejor repetición a comparación de los levantamientos con streamers.

Los métodos OBC han sido desarrollados para sobre pasar los retos teóricos y prácticos de los ambientes sedimentarios de aguas someras y obstrucciones de la superficie. En un levantamiento OBC, el barco de levantamiento sísmico permanece prácticamente estático durante el desarrollo del prospecto, conectado a uno o más cables telemétricos, que están en el fondo del mar; un bote con arreglo de pistolas de aire, puede maniobrar fácilmente alrededor de las obstrucciones superficiales.

La respuesta sísmica es adquirida utilizando sensores duales (geófonos e hidrófonos) para obtener las señales, tanto de presión como de velocidad. El procesamiento de los sensores duales es utilizado para combinar los 2 juegos de información para remover “fantasmas” en el receptor y las reverberaciones de la columna de agua.

Otro beneficio de la adquisición por sensores duales es la de obtener una onda sísmica de adquisición en un ambiente marino. Los métodos OBC han probado ser útiles en levantamientos de deltas de ríos caracterizados por sedimentos no consolidados.

III.2 Sísmica 4D

La Sísmica 4D o sísmica lapso-tiempo consiste en una serie de repeticiones de tomas de sísmica 3D utilizadas en la descripción y comprensión del yacimiento en función del tiempo. La tecnología 4D se ha convertido en una rutina incorporada en la administración de yacimientos, ya sea para mejorar la caracterización del yacimiento, para una recuperación mejorada, para conocer los resultados del fracturamiento hidráulico o para la identificación de aceite no barrido.

La sísmica 4D muestra gran potencial en el monitoreo de yacimientos, monitoreo de contactos de fluido y de frentes de inyección, identificación de compartimentalización de presión, caracterización de propiedades flujo-fluido de fallas, mapeo de canalizaciones. Un proyecto de sísmica 4D debe pasar 3 análisis críticos para ser exitoso en un yacimiento en particular; estos análisis involucran responder las siguientes 3 preguntas:

1. ¿La roca de yacimiento es altamente compresible y porosa?
2. ¿Hay un gran contraste de compresibilidad y suficientes cambios de saturación a través del tiempo entre los fluidos monitoreados?
3. ¿Es posible obtener información 3D de alta calidad en el área con imágenes de yacimiento claras y adquisición sísmica altamente repetible?

El riesgo asociado con un proyecto de sísmica 4D incluyen falsas anomalías causadas por artefactos de adquisición y procesamiento de sísmica 4D, así como la ambigüedad de interpretaciones sísmicas en tratar de relacionar cambios en el tiempo en la información sísmica con los cambios en la saturación, presión, temperatura o propiedades de la roca.

Las acciones típicas que pueden resultar del análisis sísmico 4D incluyen realineación vertical y horizontal de pozos para prevenir reventones, gastos que se ajusten a la heterogeneidad, para obtener aceite remanente con sidetracks, de perforaciones o nuevos pozos. La identificación y administración de contactos de los fluidos es crítica para evitar la migración de aceite hacia los casquetes de gas o acuíferos. En algunos casos los volúmenes de aceite significativos (generalmente un tercio) experimentan migración fuera de la zona de aceite, por lo que se vuelve irre recuperable a causa de los efectos capilares, aun cuando se realice un barrido. Cuando los yacimientos adyacentes están en comunicación de presión a través de un acuífero común, cada yacimiento debe ser monitoreado cuidadosamente a causa de la migración de contactos de fluidos causados por efectos de vacío entre yacimientos.

Los levantamientos integrados con información subsuperficial, ayuda a unificar y a conocer el comportamiento del yacimiento con los modelos geológicos, para determinar el movimiento actual de los fluidos en el yacimiento. Éste monitoreo mejorado del yacimiento está basado en el principio de que los cambios en los fluidos de un yacimiento: temperatura, presión y otras propiedades del yacimiento producen respuestas sísmicas las cuales son suficientemente grandes para monitorearse con levantamientos sísmicos grabados a diferentes etapas en la vida del campo.

Dadas las limitaciones tanto de la Información como del modelado, es necesario relacionar visualmente la información geológica, la ingenieril y geofísica para guiar la cuantificación de información sísmica para la actualización del modelo de yacimiento y del ajuste de historia del mismo.

Ésta visualización (también conocida como Shared-Earth-Model) es un vehículo para renderear diferentes tipos de información con una propiedad efectiva de comparación visual en diferentes escalas y en diferentes dominios. Es necesario cuantificar la información sísmica para la caracterización del yacimiento, el cual usualmente se apoya en sismogramas sintéticos, por lo que

requiere de transformaciones para estimar la velocidad y densidad como función de la distribución espacial de la roca y de los fluidos (Fig. III.4.).

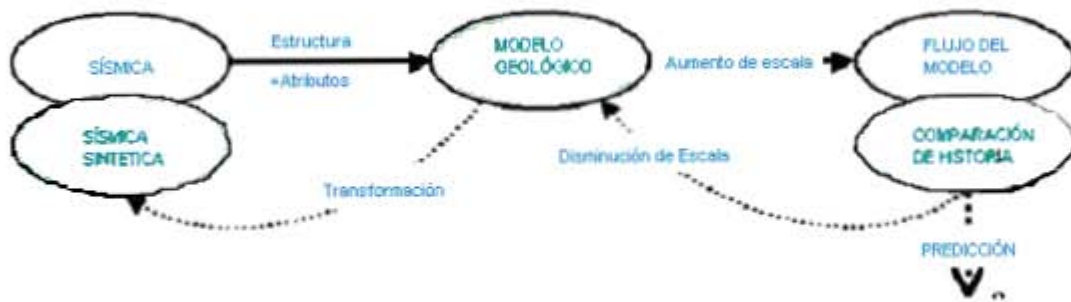


Fig. III.4. La sísmica retroalimenta el modelo geológico para que este se ajuste a la historia del yacimiento.

Las respuestas sísmicas sintéticas del modelo geológico (actualizado con distribuciones estimadas de fluidos) son muy útiles para cuantificar e integrar información sísmica en el modelo del yacimiento (esto es la base para la mayoría de los algoritmos sísmicos).

Combinando la resolución 1D de información de pozo con la información sísmica 3D de alta resolución es posible visualizar como los fluidos del yacimiento se mueven entre los pozos en el complejo proceso de la recuperación de hidrocarburos. Consecuentemente el movimiento de los fluidos puede ser anticipado antes de que este afecte a la producción.

Ya que la respuesta sísmica es fundamental, en el método 4D desarrolla una base de datos para documentar las respuestas sísmicas de carbonatos y rocas clásticas para varios procesos de producción.

Los beneficios potenciales del monitoreo sísmico 4D dependen de los elementos clave de adquisición, procesamiento e interpretación, así como Factibilidad. La Factibilidad comprende dos factores: detectabilidad y repetibilidad. La detectabilidad es el cambio de las propiedades elásticas del yacimiento, asociadas con la producción (saturación de fluidos, presión o temperatura, así como una combinación de estas).

La repetibilidad es una medida de similitud de la respuesta sísmica entre dos o más levantamientos sísmicos, aunque pueden ocurrir diferencias no deseadas en la amplitud y exactitud de las reflexiones sísmicas que pueden ser ocasionadas por diferencias en la adquisición y procesamiento sísmico.

Para interpretar estas diferencias ocasionadas por los cambios en el yacimiento, es necesario minimizar estos efectos. Hay efectos de compensación entre estos dos factores, por ejemplo; bajos valores de detectabilidad requieren un alto valor de repetibilidad, pero información sísmica con bajo valor de repetibilidad puede ser útil si la detectabilidad es lo suficientemente alta.

La interpretación de la información sísmica 4D puede ser dividida en cualitativa y cuantitativa. La interpretación cualitativa reconoce los lugares en donde el cambio sísmico detectable esta pasando, mientras que la interpretación cuantitativa trata de resolver los cambios en las propiedades sísmicas a cambios en propiedades del yacimiento.

El método mas simple y directo para el uso de la sísmica 4D consiste en monitorear cualitativamente los cambios en un yacimiento debido a la producción. Por otro lado, la aproximación más difícil es el uso de la sísmica 4D en el procedimiento de ajuste de historia para estimar los parámetros de flujo. Generalmente el ajuste de historia tiende a darle importancia a información como presión de fondo P_{wf} , relación gas aceite, relación agua aceite. Pero si la información de producción es pequeña comparada con el número de parámetros del modelo, los resultados estimados de la permeabilidad y porosidad serán poco confiables.

El uso de la sísmica 4D costa de 3 pasos en general: Estudio de Factibilidad, procesamiento de información, interpretación, y realimentación final de los resultados del modelo geológico y del modelo dinámico; los cuales son utilizado para planear el desarrollo del campo y las propuestas de pozos.

El principio de la sísmica 4D esta basado en el hecho que entre el levantamiento inicial "base" y el levantamiento subsecuente "monitor"

solamente los cambios relacionados a la producción son detectables; esto es conocido como la señal sísmica 4D (Fig. III.5.a y Fig III.5.b respectivamente). El valor principal de la sísmica 4D es la información adicional para construir o actualizar el modelo del yacimiento. Utilizando dicho modelo, las incertidumbres superficiales son reducidas significativamente. Esto naturalmente lleva a reducciones de costo, mejores localizaciones para el pozo y en ocasiones drásticas, cambios en los planes de desarrollo.

Estudio de Factibilidad

Antes de entrar a una fase de explotación, los propósitos, metas y objetivos de los estudios sísmicos 4D están establecidos, ya sea para monitorear el flujo de agua, entender los sellos de falla, entender el esquema de inyección etc. Se realiza el estudio de factibilidad para cada caso. Durante éste estudio se consideran dos partes: la primera es la posibilidad técnica de obtener señales sísmicas razonables, dada la profundidad del yacimiento y el tipo de geología. La segunda parte es la posibilidad de observar una señal sísmica clara que refleje los cambios de los hidrocarburos en el yacimiento. Hay que aclarar que estas condiciones están ligadas a las propiedades de los fluidos en su mayoría.

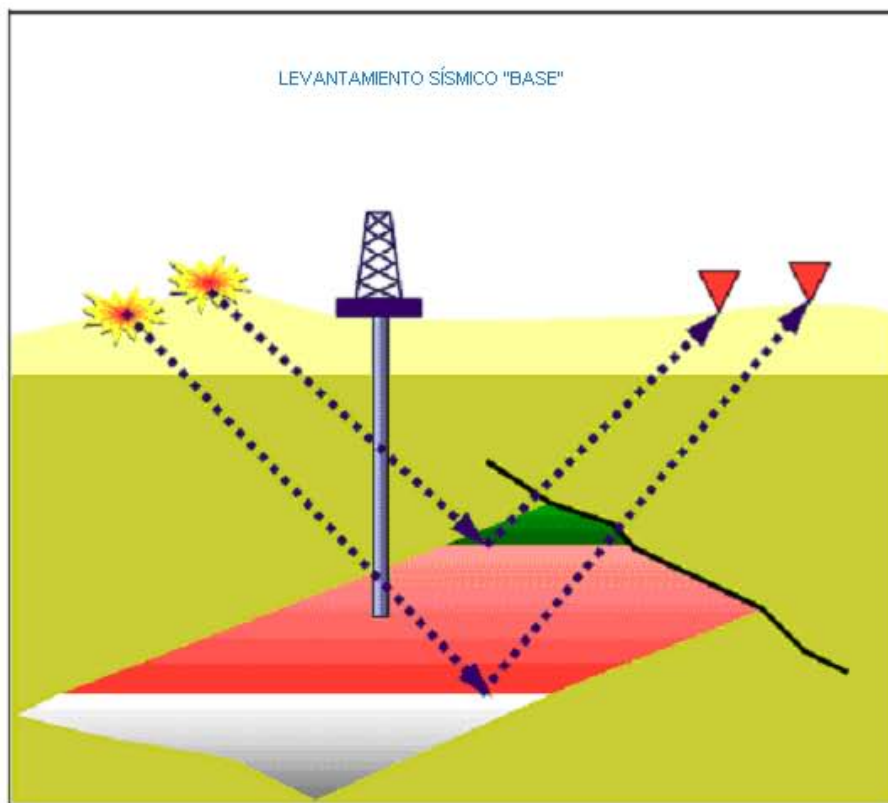


Fig. III.5.a. esquema que indica la señal sísmica de un levantamiento "base" preproducción

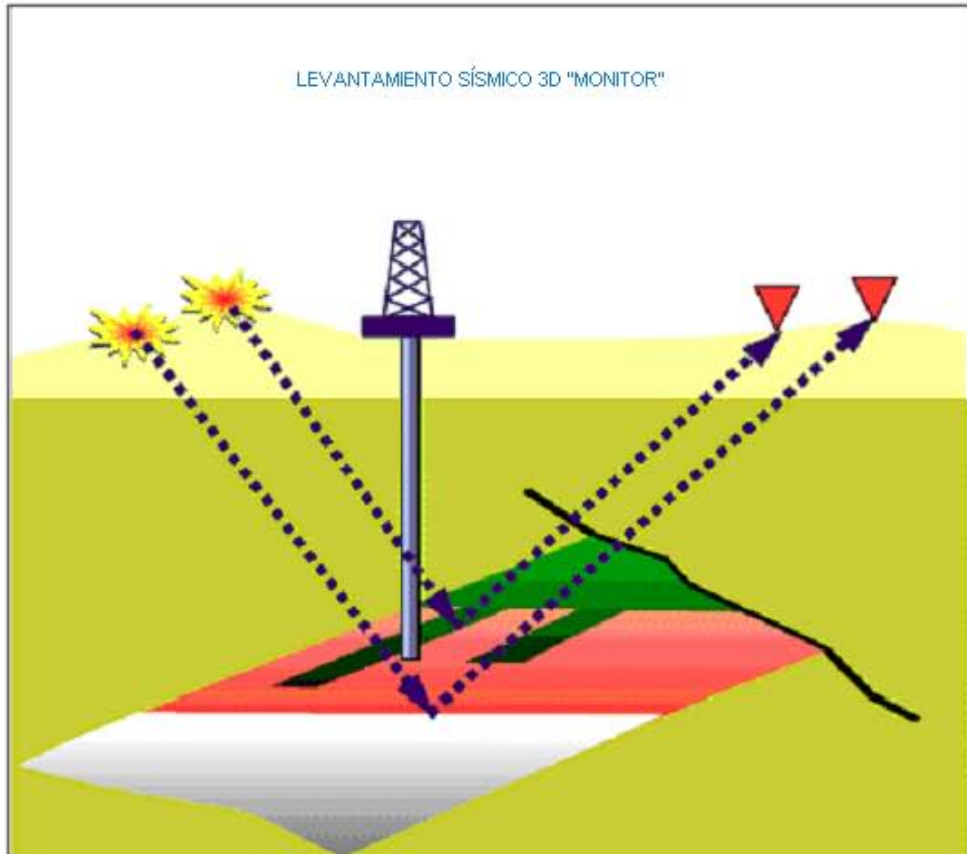


Fig III.5.b. Esquema que indica un levantamiento "monitor" postproducción

Para lograr con éxito un estudio de factibilidad, se debe proporcionar un modelo del yacimiento, el cual representa el estado del yacimiento antes de la producción/inyección, y otro modelo de yacimiento después de cierto tiempo de producción/inyección; estos modelos deben ser construidos y validados.

Adquisición y procesamiento de información.

Dada la geología y los resultados del estudio de factibilidad, los equipos de diseño de levantamiento proveen la especificación detallada del levantamiento como espaciamiento entre geófonos o hidrófonos y la configuración de malla de los mismos. El siguiente paso es el procesamiento de la información.

Interpretación

La aproximación estática y dinámica del proceso de modelado del yacimiento comparte el mismo modelo de información (Fig. III.6.). Esto cierra el ciclo, de la manera mas fácil de conseguir. Un paso en el proceso de cerrar el ciclo es el

que consiste en comparar las diferencias sísmicas observadas con las diferencias sísmicas generadas de un posible número de escenarios en el yacimiento (Fig. III.7.).

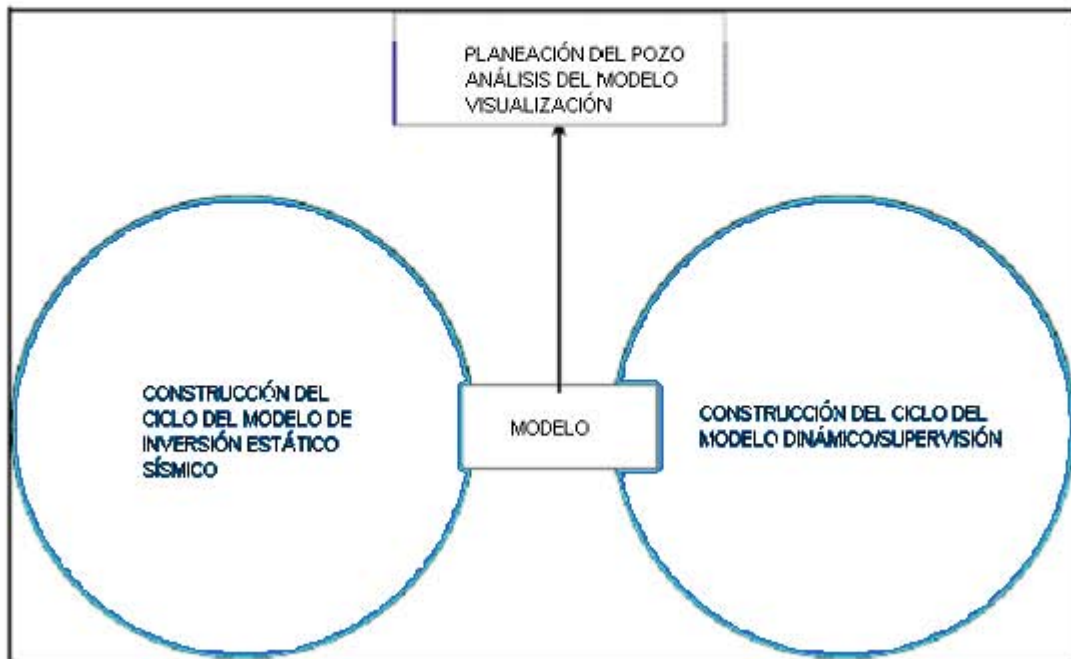


Fig. III.6. Diagrama esquemático que muestra como el modelo de yacimiento es integrado, lo cual cierra el ciclo

Varios de los escenarios posibles son inicialmente trabajados en la generación del modelo estático, pero con frecuencia un paso de ajuste de historia es realizado durante la simulación de yacimiento para ajustar los resultados del simulador con la producción existente de los pozos. El ajuste de historia generalmente no tiene una solución única y es aquí donde la sísmica 4D puede lograr su mayor impacto.

La actualización de los modelos de yacimiento utilizando información sísmica 4D no es directa, y la relación entre los cambios de presión y saturación y amplitudes, pueden ser realizados a través del modelado sísmico utilizando varias mallas de simulación de yacimientos en diferentes etapas de la producción.

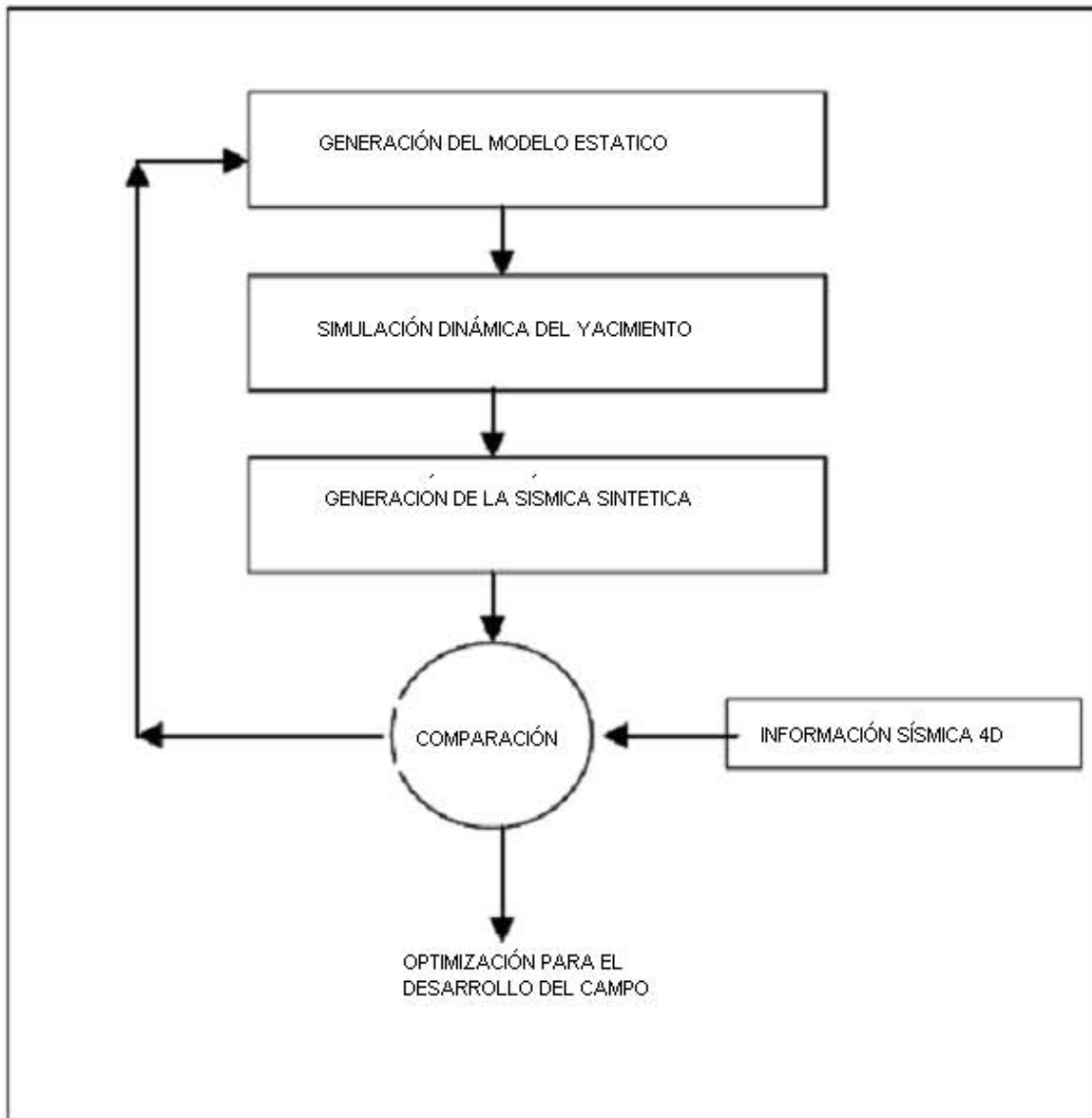


Fig. III.7. Diagrama de proceso que muestra como se cierra el ciclo del modelado del yacimiento

Para utilizar la sísmica 4D en el ajuste de historia para ser utilizada en la estimación de los parámetros del yacimiento, como permeabilidad y porosidad, la relación entre la información y el cambio de valores de la saturación y presión deben ser cuantificados. Para lo cual se utilizan las impedancias en las ondas P las cuales están directamente relacionadas con los valores de los parámetros elásticos en el yacimiento, como se indica en la siguiente ecuación:

$$Z = \rho V_p$$

Donde ρ es la densidad y V_p es la velocidad de las ondas P. En sísmica 4D los valores de impedancia sísmica de dos diferentes tiempos muestran los efectos de la fase saturante y de los cambios de presión.

La declinación en campos maduros puede ser detenida identificando y recuperando de manera correcta aceite residual. Este tipo de aceite puede ser recuperado por perforaciones posteriores o mejoras en la eficiencia de los barridos de los campos existentes. La sísmica 4D es el método más directo para identificar aceite residual y explotarlo eficientemente.

Los parámetros importantes del yacimiento para la sísmica 4D son la compresibilidad de la roca, el contraste de la compresibilidad de los fluidos, cambios de la saturación de los fluidos (barrido), porosidad, e inclusive se pueden predecir cambios en la impedancia sísmica. Los parámetros sísmicos importantes son la calidad de las imágenes sísmicas, la resolución sísmica, visibilidad de los contactos de los fluidos, repetibilidad de la adquisición sísmica y la consistencia del procesamiento de la sísmica 4D.

La figura III.8. indica de manera esquemática que las rocas son en general compresibles y altamente porosas, como ocurre con las arenas no consolidadas o con rocas altamente fracturadas, las cuales pueden ser óptimas para un monitoreo 4D; mientras que rocas bien consolidadas o areniscas cementadas, así como carbonatos rígidos son candidatos difíciles para un monitoreo 4D. En general se utiliza un regla de dedo la cual dice que las rocas del yacimiento deben exhibir un 4% mínimo de cambio de impedancia durante la producción, incluyendo todos los efectos por presión, temperatura, y saturación; para ser candidatos razonables para el monitoreo 4D.

Otro punto importante en la sísmica 4D es el modelado de trazas sísmicas de registros sísmicos y de densidad para calibrar la información sísmica disponible en los pozos. Se utiliza la información de núcleos y se realizan mediciones in-situ de los registros bajo un rango amplio de posibles condiciones de saturación y presión.



Fig. III.8. Amplitudes sísmicas, la cual es contribución de las propiedades de la roca y de los fluidos

Riesgos

Como ya se menciona, los riesgos mayores de la sísmica 4D son no tener la habilidad de lograr una repetibilidad precisa exitosa en las adquisiciones, la inconsistencia en el procesamiento sucesivo de la información 4D y la interpretación de la sísmica 4D que no este reconciliada con la geología y la información de ingeniería de producción. La adquisición de la sísmica 4D debe ser designada a un nivel correcto de ruido a señal y de resolución a imagen. Esto requiere un cuidado extra en la optimización de los parámetros de campo, selección de fuente de energía, y exactitud en el posicionamiento de la fuente y el receptor. El diseño de la adquisición necesita ser repetible en términos de orientación de malla, distribuciones de compensación y azimut, así como de arreglos de fuente y receptores.

Información Microsísmica

Las señales microsísmicas son generalmente grabadas y procesadas de la misma manera en como son tratadas las señales de un terremoto. Primero las señales continuas son analizadas con algoritmos de detección de sismos para determinar cuando una energía impulsiva a ocurrido. Los sismogramas de una señal microsísmica son idénticos a los de las señales de un sismo local pequeño con fases de ondas P y S. Aunque las amplitudes relativas de las ondas P y S dependen de los mecanismos de deformación y patrones

asociados con la radiación. Los eventos microsísmicos están asociados con los cambios de presión del yacimiento y se relacionan con movimientos inducidos en estructuras preexistentes en la creación de nuevas fracturas. La microsísmica puede ser utilizada para localizar la fractura o deducir detalles geomecánicos de la deformación.

Otros atributos adicionales pueden ser determinados a partir del análisis de la amplitud y frecuencia de los sismogramas, incluyendo la magnitud del evento, liberación de energía (asumiendo el modelo de fractura) y el esfuerzo liberado. También puede ser determinado el área y el desplazamiento. Estos atributos adicionales pueden ser útiles cuando se interpreta la naturaleza de la deformación sísmica.

Potenciales aplicaciones

Existen muchas aplicaciones de la sísmica 3D y 4D, los más importantes son:

Fracturamiento hidráulico: Durante la estimulación del pozo por fracturamiento hidráulico, la microsísmica puede ser utilizada para obtener una imagen de la dirección, altura, largo, complejidad y crecimiento temporal de las fracturas inducidas (Fig. III.9). El parámetro de análisis de la fuente sísmica también puede ser utilizado para una aproximación cualitativa de la variación en la efectividad de la fractura. El monitoreo microsísmico en tiempo real permite la intervención durante la estimulación, para incrementar la efectividad proporcionando una imagen actualizada del crecimiento de la fractura. Las imágenes también pueden ser utilizadas para calibrar simulaciones de la fractura y predecir el probable área de drenaje cuando el pozo se coloque en la línea de producción. Las imágenes microsísmicas pueden ser utilizadas también para:

- Proveer una mayor estimación de la geometría y complejidad.
- Mejorar la implementación de la fractura, con el uso de imágenes en tiempo real.
- Calibrar modelos numéricos de crecimiento de fractura.
- Cualitativamente comparar diferentes estrategias de fractura.

- Mejorar patrones de drene.
- Maximizar el valor presente neto (VPN) de un pozo.

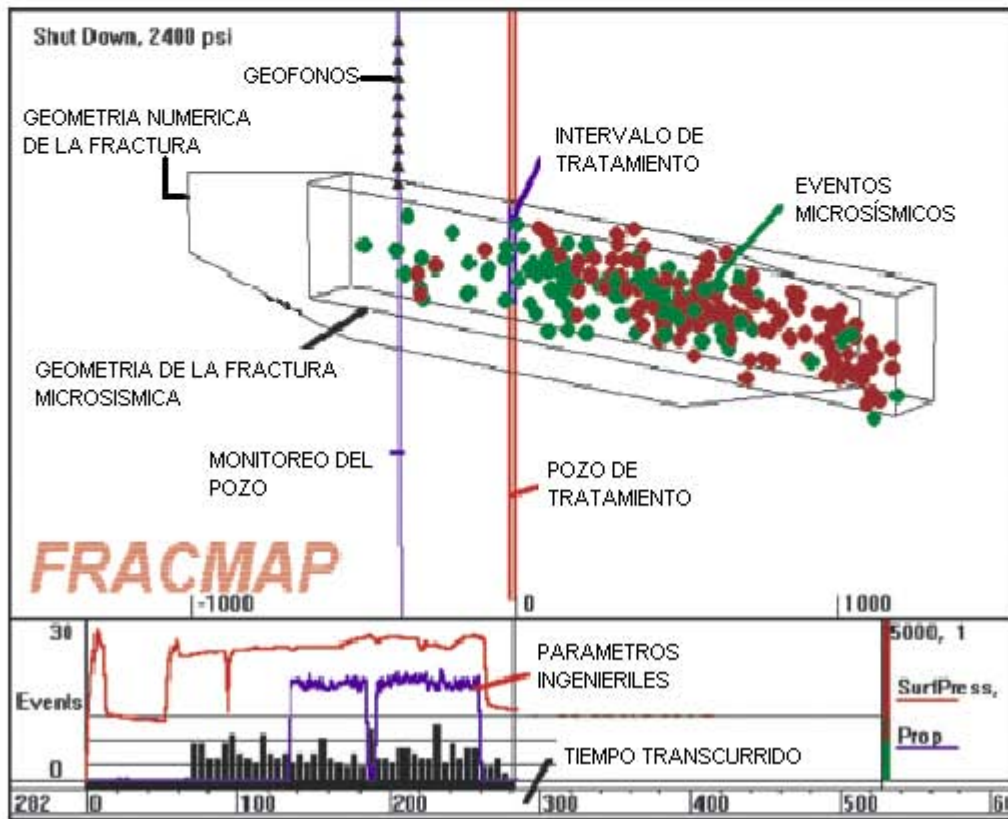


Fig. III.9 Imagen micro sísmica de una fractura hidráulica

- **Mapeo de Fallas:** Los movimientos de los sistemas de fallas pueden ser detectadas a través de monitoreo micro sísmico.
- **Seguimiento de fluido de inyección:** Los cambios de presión asociados con líquido o gas pueden ser seguidos con una imagen con información pasiva
- **Mapeo del movimiento de fluidos y conformación de flujo de agua:** Los cambios de presión asociados con movimientos de fluidos pueden ser detectados para seguir el movimiento con tiempo. El beneficio del monitoreo es la mejor calibración y la validación de los simuladores.

Por otro lado también es posible utilizar la micro sísmica dado que con las nuevas tecnologías, recientemente se ha podido tener arreglos de líneas digitales para grabar información de amplitudes pequeñas y altas frecuencias, con suficiente calidad para facilitar el robusto procesamiento.

Por otro lado, la Factibilidad y la disponibilidad de un pozo cercano a la actividad de explotación son factores que deben ser tomados en cuenta, incluyendo el riesgo del cierre de la producción. Además de que la disponibilidad es el costo del despliegue a largo plazo de los arreglos de las líneas sísmicas.

IV Ejemplos de Casos Recientes

Los avances tecnológicos siempre han redundado en aumentos de producción desde que se descubrieron los hidrocarburos, antes las tecnologías de perforación eran la clave del éxito en términos de explotación, en la actualidad la tecnología sísmica es un factor clave en el desarrollo y descubrimiento de un campo. A continuación se muestran algunos ejemplos en donde la sísmica fue utilizada.

YACIMIENTO NAB

El pozo NAB-1 se perforo en aguas territoriales del golfo de México, aproximadamente a 145 Km al Noroeste de la ciudad del Carmen, Campeche (Fig. IV.1.). Alcanzo una Profundidad de 4050 m verticales en un tirante de agua de 679 m, hecho que lo convierte en el pozo con mayor tirante de agua perforado a la fecha en el país. El Objetivo fue evaluar el potencial del Jurásico Superior Kimmeridgiano y la Brecha del Cretácico Superior, resultando productor de aceite extrapesado en rocas carbonatadas de la Brecha.

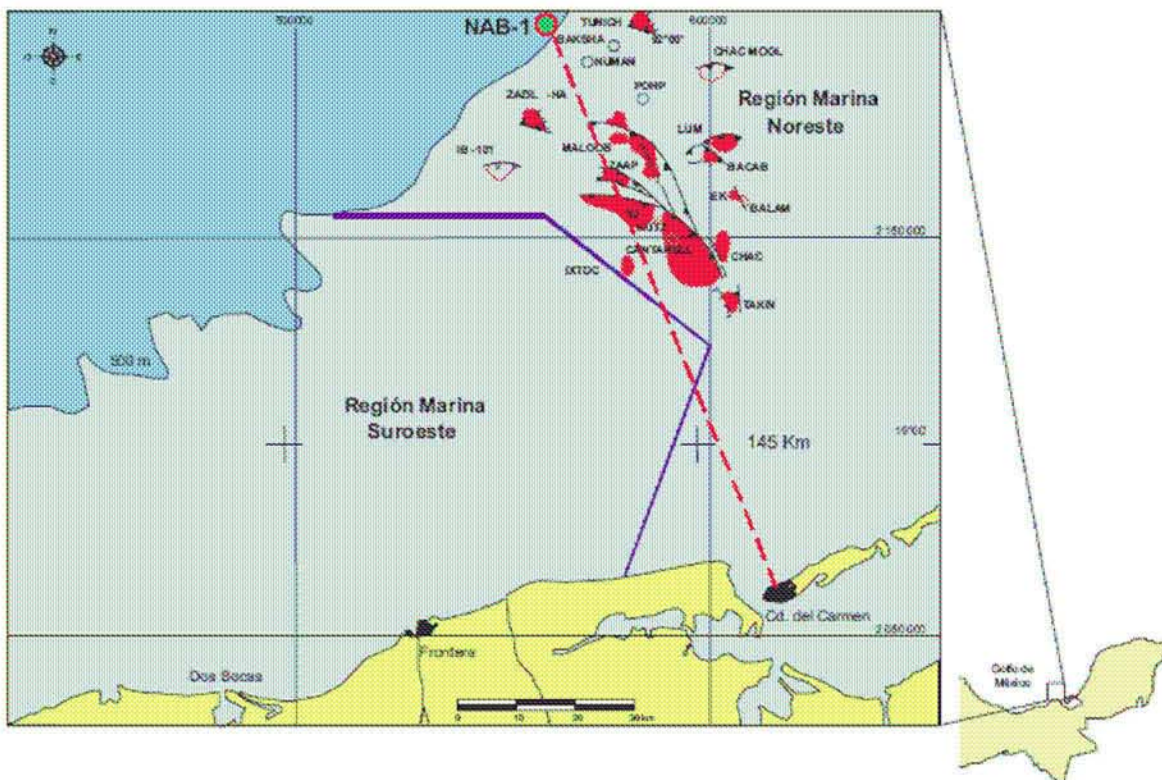


Fig. IV.1. Localización Geográfica del pozo NAB-1

Geología Estructural

La estructura de este campo, corresponde a un bloque angosto expulsado por efectos de compresión. El bloque se encuentra orientado de Noroeste a Sureste y a su vez limitado en ambos flancos por fallas inversas (Fig. IV.2.).

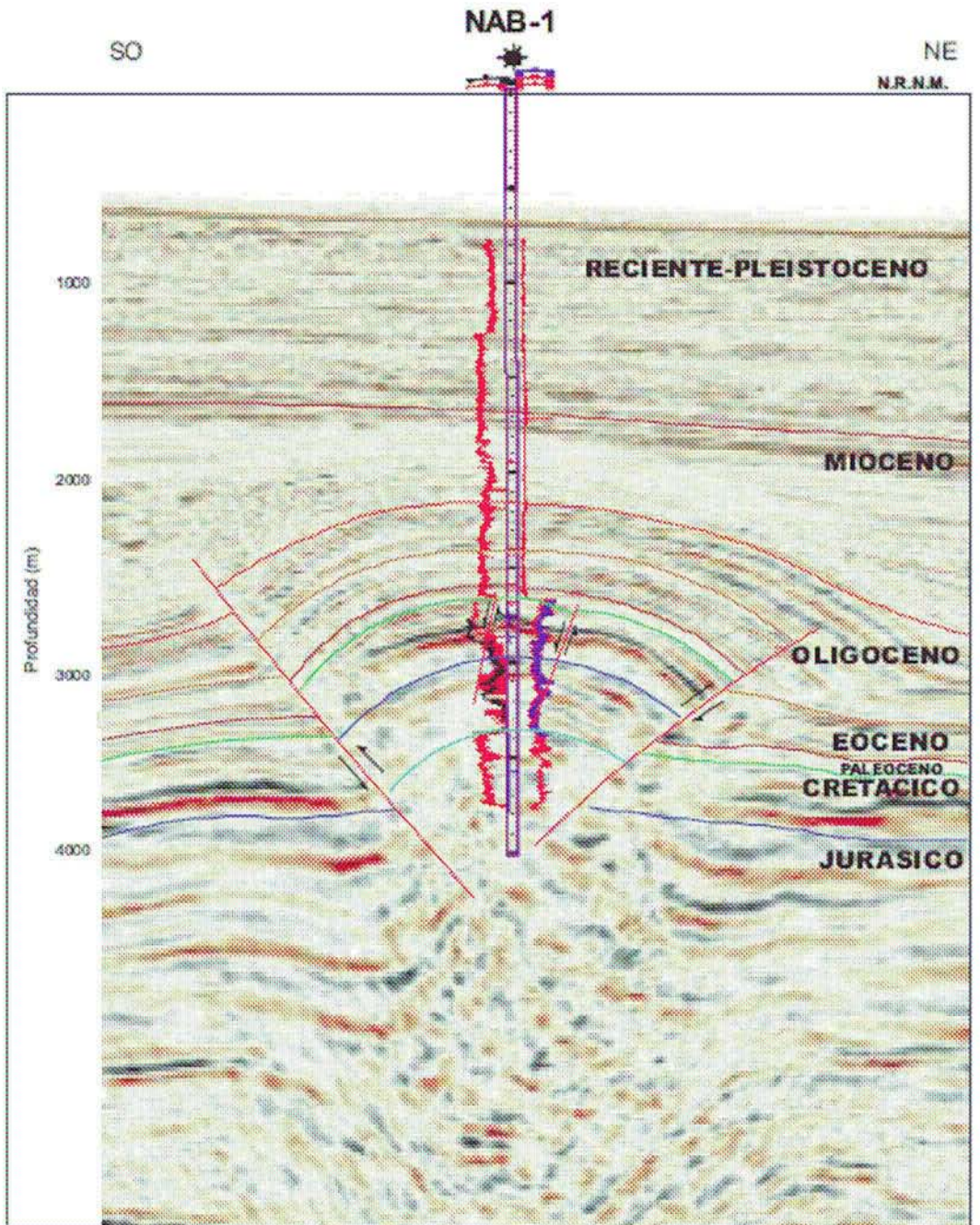


Fig. IV.2. Sección sísmica en profundidad donde se observa la estructura del campo NAB limitada por dos fallas inversas

Estratigrafía

La columna estratigráfica atravesada esta constituida por rocas sedimentarias que van del Jurasico Superior Kimmeridgiano al Reciente. El Kimmeridgiano esta constituido de dolomías microcristalinas ligeramente arcillosas, con microfracturas; la secuencia de deposito en un ambiente marino somero; el Jurasico Superior Tithoniano se compone de calizas arcillosas y bituminosas, en partes arenosas, que corresponde a un ambiente mas profundo y de circulación restringida; el Cretácico Inferior se compone de dolomías con impregnación pobre de aceite en fracturas. La parte final del Cretácico inferior se caracteriza por dolomías microcristalinas con porosidad intercristalina y en fracturas, presentando impregnación ligera de aceite móvil; esta secuencia se encuentra intercalada con delgados horizontes de lutitas bentonitas. El Cretácico Superior corresponde con Mudstones a Wackstones dolomitizados y fracturados, con buena impregnación de aceite pesado. El Cenozoico consiste de intercalaciones de arenisca de grano fino a medio, en tanto el reciente se compone de arcillas poco consolidadas y arenas.

Trampa

A nivel Cretácico y Jurasico Superior, la trampa es de tipo estructural orientada sensiblemente de Este a Oeste con afectación por fallamiento inverso al Norte y Sur (Fig. IV.3.). Corresponde con un anticlinal simétrico cortado en sus extremos por dos fallas inversas

Yacimiento

El yacimiento se encuentra en rocas del Cretácico Superior en dolomías ligeramente arcillosas, de textura microcristalina y brechoide. Su porosidad es de tipo secundaria, intercristalina, en fracturas y cavidades de disolución, con valores de porosidad promedio de 7% y saturación de agua de 17%. Se efectuaron 3 pruebas de producción. La primera en el Jurasico superior Kimmeridgiano en agujero descubierto la cual no manifesto presencia de hidrocarburos. La segunda prueba se realizo en el Cretácico inferior sin flujo y recupero solamente una muestra de aceite pesado. La tercera prueba se realizo en la Brecha del Cretácico Superior, obteniéndose aceite extrapesado de 8.8 °API con un gasto de 1215

barriles por día y una presión inicial de 272 Kg/cm² utilizando bombeo electrocentrifugo.

Reservas

El volumen original 3P de aceite es aproximadamente 408 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 3P estimadas son de 32.6 millones de barriles.

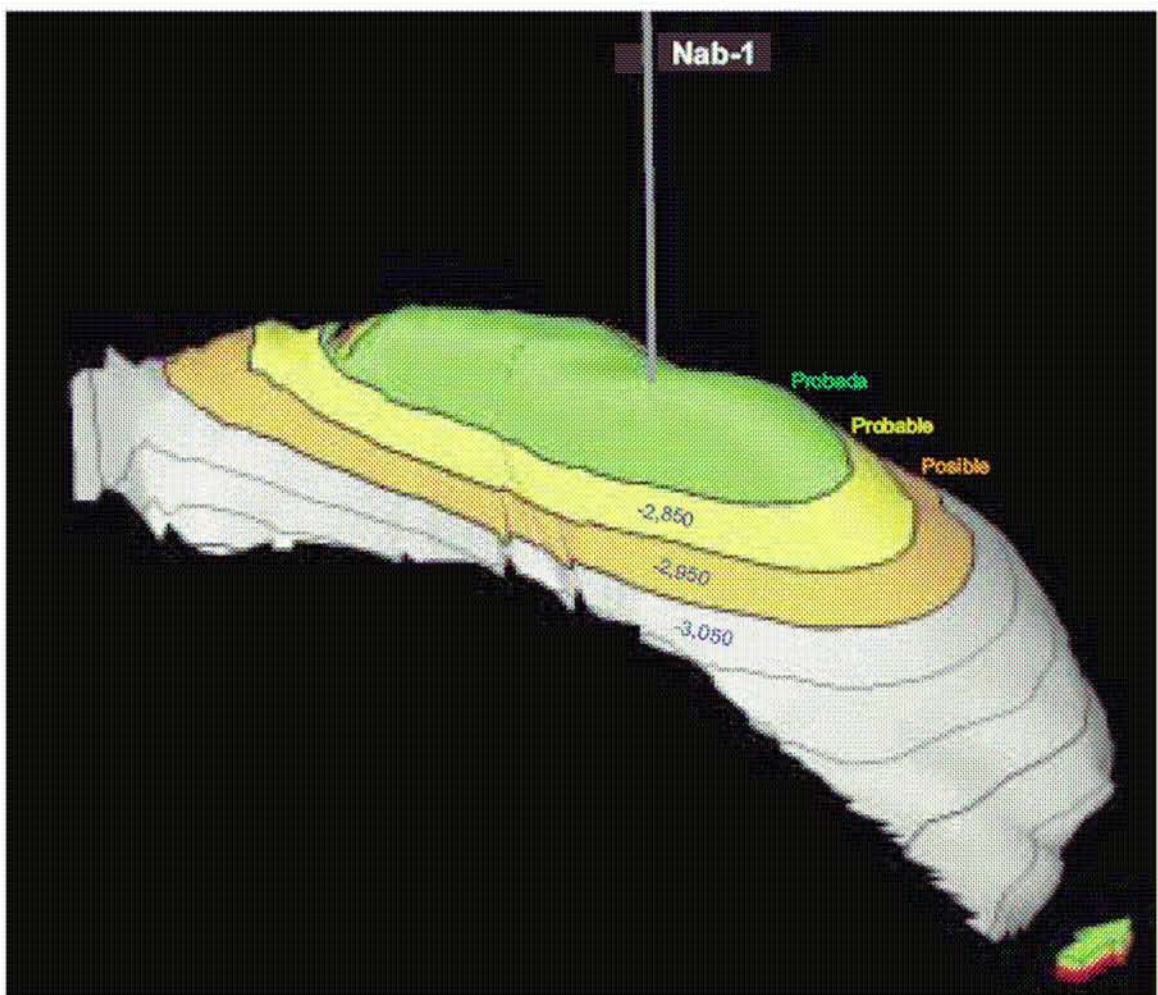


Fig. IV.3. Trampa estructural (anticlinal) y reservas de la cima del Cretácico Superior en el campo NAB-1

YACIMIENTO BAKSHA

El pozo Baksha-1 se perforo en aguas territoriales del golfo de México y se localiza aproximadamente a 138 Km a Noroeste de Ciudad del Carmen,

Campeche (Fig. IV.4.). Alcanzo, una profundidad de 3820 m verticales en un tirante de agua de 160 m y resultado productor de aceite extrapesado. El objetivo fue evaluar el potencial del limite superior del Cretácico Superior y el Cretácico Inferior, los cuales son productores de aceite pesado en el campo Ku-Maloob-Zaap.

Geología Estructural

La estructura definida por sísmica es un anticlinal bufante alargado con rumbo general este oeste, limitado al Norte y al Sur por fallas Inversas. Al este y al Oeste el cierre de la estructura es por buzamiento; El pozo descubridor se ubica en el extremo occidental de esta estructura (Fig. IV.5.).

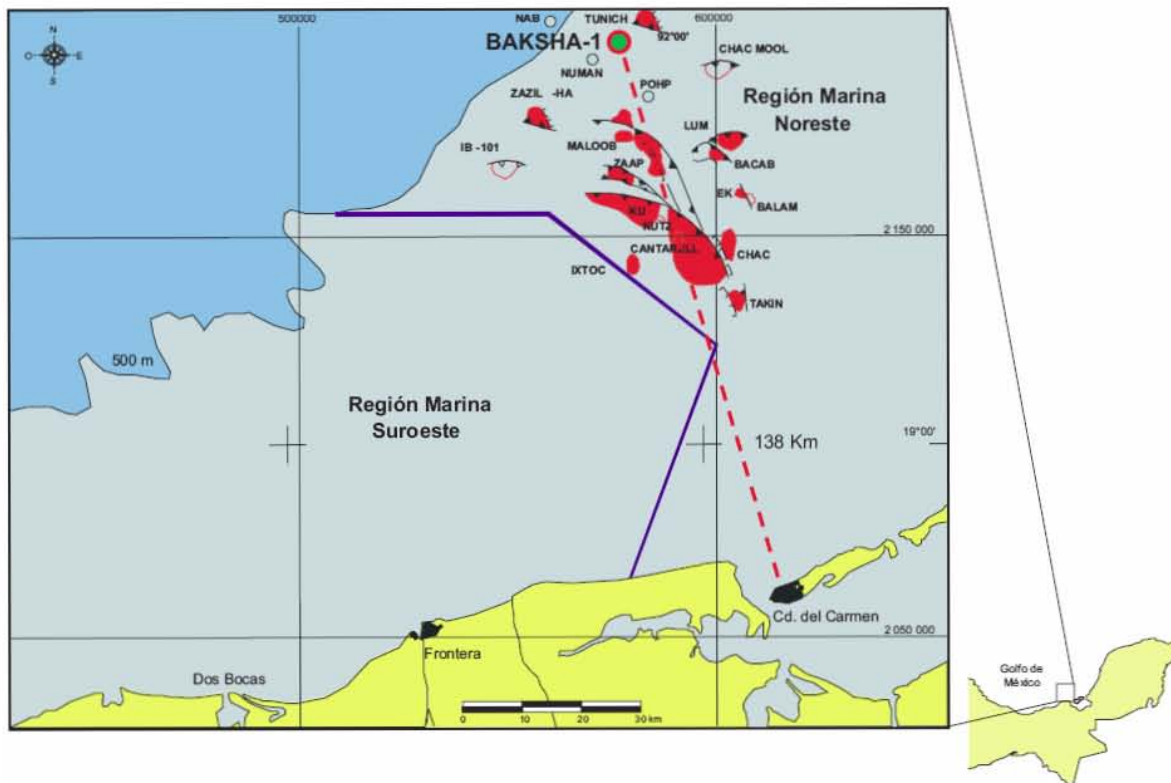


Fig. IV.4. Ubicación geográfica del pozo Baksha-1

Estratigrafía

La columna estratigráfica esta constituida por una secuencia sedimentaria que va del Jurasico Superior Kimmeridgiano al Reciente. El pozo cortó con un cuerpo salino al final de la peroración. En el Jurasico Superior se cortaron 2 núcleos, uno

en el Jurásico Superior Kimmeridgiano cuya litología corresponde a una dolomía microcristalina, y otro en el Jurásico Superior Tithoniano que consta de mudstone dolomitizado y en partes bituminoso, por lo que se interpreta que se depositó en un ambiente de aguas profundas con circulación restringida. En el Cretácico inferior predominan los carbonatos, se cortaron dos núcleos que constan de brechas calcáreas con fragmentos de mudstone a Wackstone, dolomitizados con cementante arcilloso y calcáreo; presentaron impregnación de hidrocarburos. El Cenozoico se encuentra representado por intercalaciones de lutitas con delgadas alternaciones de arenisca de diferentes tipos de grano.

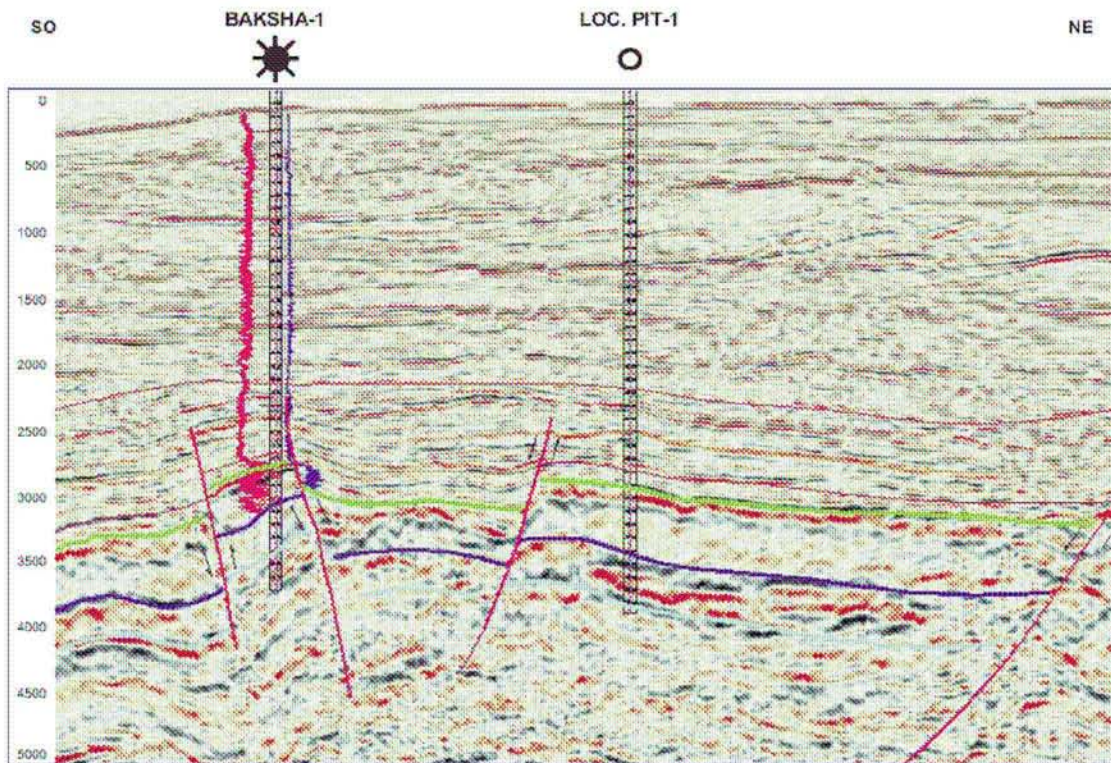


Fig. IV.5. Sección sísmica en profundidad mostrando como el yacimiento descubierto por el pozo Baksha 1, esta dividido en bloques delimitados por fallas.

Trampa

La interpretación sísmica de la trampa a nivel del Cretácico Superior es de tipo estructural, encontrándose dislocada por fallas inversas y normales, con una orientación general este a Oeste. Corresponde con un anticlinal de echados suaves cortando únicamente en su parte inferior por dos fallas.

Roca Almacenadora

Se compone de una Brecha con fragmentes de mudstones-wackstones, parcialmente dolomitizado. Su porosidad es secundaria en fracturas y cavidades de disolución (vúgulos). La porosidad promedio es de 6 a 7% y la saturación de agua promedio varia de 22 a 25 %.

En la Brecha del Cretácico Superior se encontró aceite pesado de 9.6°API y en Cretácico Inferior aceite de la misma densidad. Se obtuvo una producción de 2018 barriles por día de aceite extrapesado utilizando bombeo electrocentrifugo, con una presión inicial de 314 Kg/cm² y una temperatura de 82 °C.

Reservas

El volumen original 3P de aceite es de 842.3 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P, y 3P se estimaron en 9.5, 15.5, 57.8 millones de barriles respectivamente

YACIMIENTO SANTANDER

El yacimiento Santander, descubierto por el pozo Santander-1 se ubica en la porción oriente de la cuenca de Burgos dentro de la faja del Oligoceno. Su objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos en los sistemas deltaicos progradantes, correspondientes al Play Vicksburg del Oligoceno (Fig. IV.6.).

Geología Estructural

De acuerdo a la sismica, se ubica en un alineamiento estructural de fallas normales con dirección Norte-Sur que es parte del sistema de fallas de expansión del Oligoceno (Fig. IV.7.), en cuerpos de areniscas depositados en un ambiente deltaico.

Estratigrafía

El pozo alcanza 3550 m verticales, y la columna estratigráfica abarca del Oligoceno en la Formación Vicksburg al Mioceno dentro de la Formación

Catahuola que aflora. La columna estratigráfica atravesada esta constituida de capas de lutitas, arenas y areniscas; en tanto la litología en los yacimientos esta constituida por areniscas de grano medio a fino, intercaladas con secuencias arcillosas depositados en una serie de deltas.

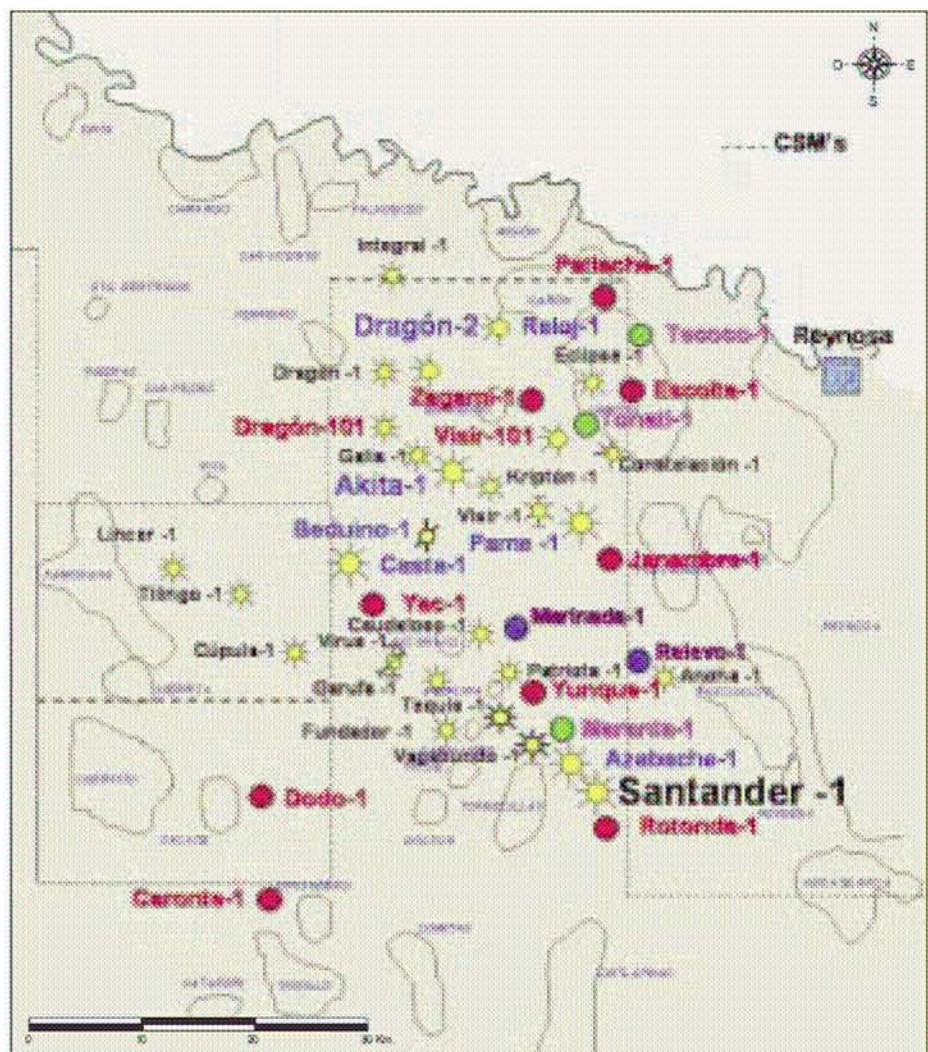


Fig. IV.6. Ubicación fisiográfica del pozo Santander-1

Yacimiento

Se probaron dos intervalos que resultaron productores a 3467 – 3478 m en la arenisca denominada OV-60 y a 3284 – 3300 m en la arenisca OV-55. El yacimiento productor denominado OV.55, es el más importante, con un mayor espesor y con mejores características petrofísicas. La interpretación sísmica muestra un crecimiento significativo de areniscas en el intervalo. Las areniscas de

OV-55 son de color gris claro y gris verdoso, de granos finos de cuarzo con una porosidad promedio de 14.5 % y saturación de agua de 32 a 42 %. La prueba de producción de OV-60 aporto 0.9 millones de pies cúbicos diarios de gas, en tanto que en la de OV-55 el aporte fue de 3.3 millones de pies cúbicos diarios.

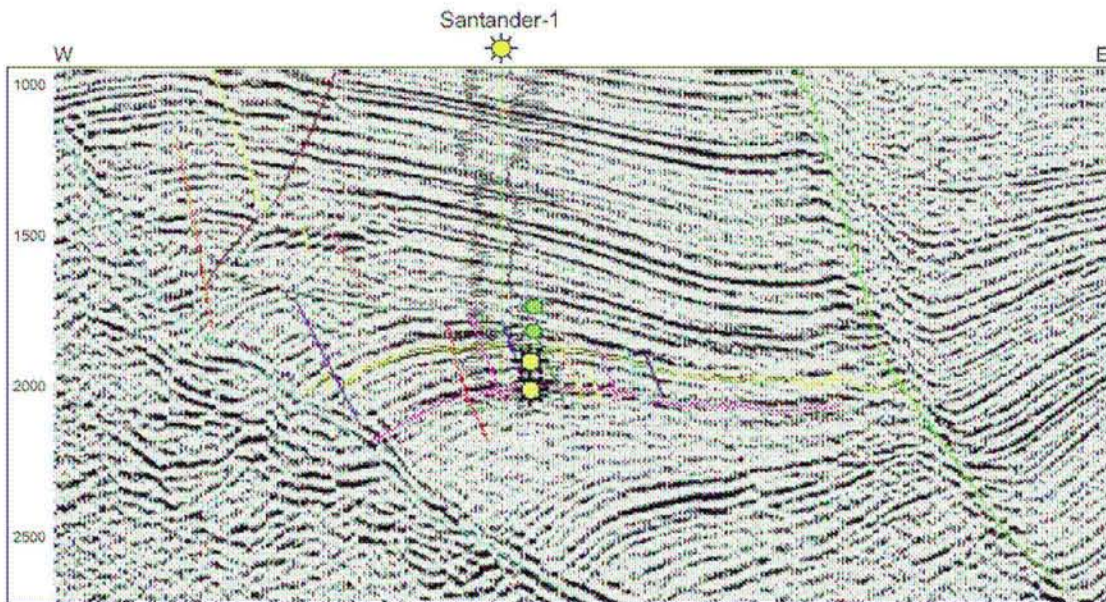


Fig. IV.7. Sección sísmica mostrando el modelo estructural-estratigráfico donde se observa como la fallas de crecimiento controla la variación de espesor de los sedimentos.

Reservas

El volumen original 3P de gas natural es de aproximadamente 183.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 4.3, 58.4 y 111.2 miles de millones de pies cúbicos.

YACIMIENTO KOSNI

El pozo Kosni-1 descubridor del yacimiento del mismo nombre se localiza geográficamente en aguas territoriales del golfo de México, en la Plataforma Continental, aproximadamente a 12 Km al Noroeste del pozo Lankahuasa-1 (Fig. IV.8.). Las áreas de oportunidad están formadas por trampas que se componen de rocas terrígenas del Plioceno y Mioceno, similares a los horizontes productores del campo Lankahuasa. La estructura del yacimiento Kosni constituye la continuación de las facies productoras en el campo Lankahuasa hacia el este.

Geológicamente se ubica en la porción marina de la Cuenca Tampico Misantla, la principal Cuenca productora de aceite y gas asociado en la Región Norte.

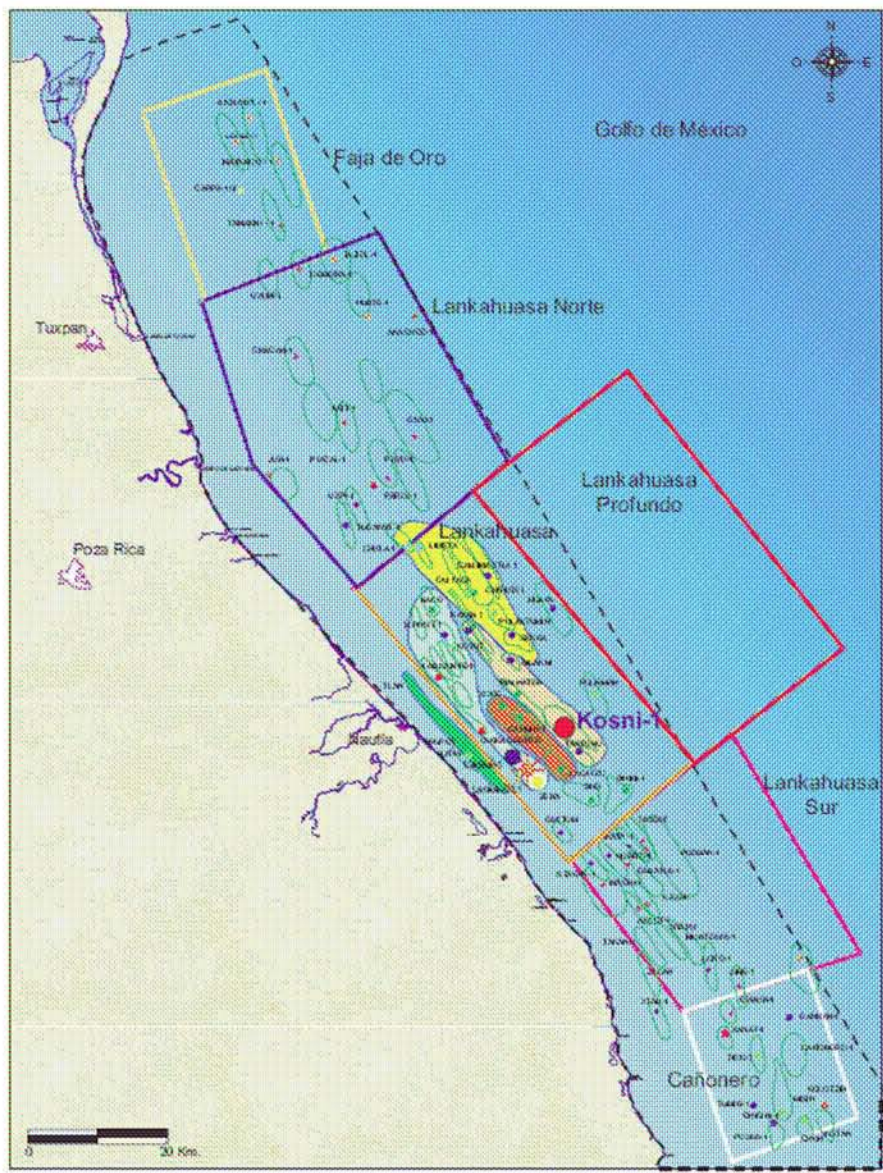


Fig. IV.8 Ubicación del pozo Kosni-1 y las áreas vecinas con yacimientos y con oportunidades exploratorias

Geología estructural

Estructuralmente el yacimiento se encuentra en la parte sur de un bloque delimitado por fallas normales alargado en dirección Noroeste-Sureste, que

corresponde a una estructura “roll over”, limitada por dos fallas sintéticas principales, que se unen en profundidad al sistema lístrico regional (Fig. IV.9).

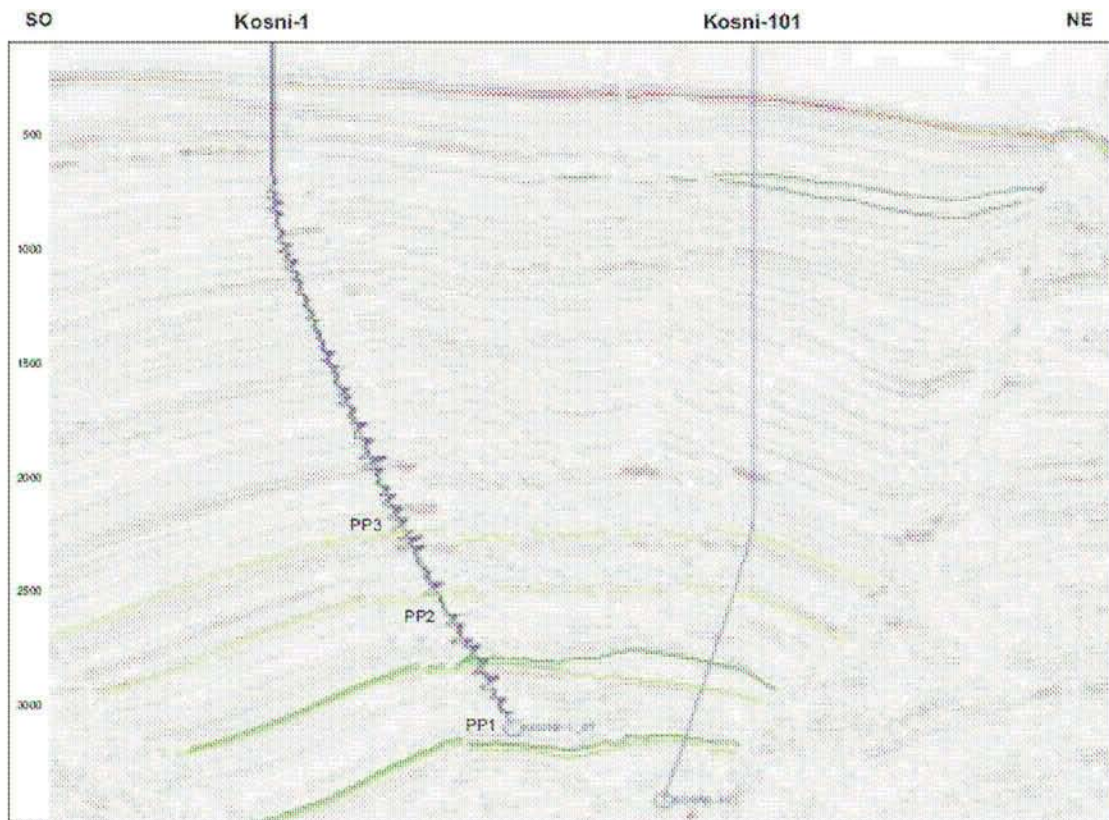


Fig. IV.9. Sección sísmica mostrando el aspecto estructural de las arenas que constituyen los yacimientos en el campo Kosni

Estratigrafía

La columna estratigráfica cortada por el pozo Kosni-1 esta integrada por rocas sedimentarias que varían en edad del Reciente al Mioceno Superior. La Secuencia Cenozoica es completamente terrígena, se tiene una litología compuesta por lutitas de color gris verdoso, plásticas, ligeramente arenosa y calcáreas, intercaladas con horizontes de areniscas de color gris claro de grano fino a medio, compactas a semicompactas, cementadas por material calcárea-arcilloso; en estos horizontes se conocen los eventos progradantes y retrogradantes, que a su vez definen las superficies de máxima inundación, superficie transgresiva y límites de secuencias estratigráficas.

La columna estratigráfica, se analizó y describió a partir de la información obtenida de la perforación, fue realizada tomando como base las muestras de canal, que eran recolectadas cada 5m aproximadamente, en el intervalo de 525 a 4868m; también se estudio un núcleo convencional que se obtuvo en el intervalo de 4168 a 4177m.

A continuación se describen las características petrográficas y paleontológicas en los intervalos muestreados:

Intervalo: 525-980m

Espesor: 455 m

Litología: Esta constituido principalmente por lutitas ligeramente arenosas, suaves, plásticas, con abundantes fragmentos de moluscos.

Es un paquete arcilloso, de color gris claro a gris verdoso, plástica de ligeramente arenosa a arenosa-calcárea, con intercalaciones de arenisca gris verdoso, de grano fino a medio; se compone compuesta de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en cementante arcillo-calcáreo.

Microfauna: se determinaron los foraminíferos de los generos; *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*, *Globorotalia tumida flexuosa*, *Globorotalia crassaformis crassaformis*, *Globigerinoides ruber*, *Pulleniatina primali*.

Edad: Pleistoceno

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de la muestra de canal, las rocas del Pleistoceno–Reciente se depositaron en un ambiente Nerítico-Batial (*Martínez, y Ruiz, R, 2003*).

Intervalo: 980-2940m

Espesor: 1960m

Litología: Se encuentra constituida principalmente por lutitas arenosas de color gris con intercalaciones de areniscas de grano fino (88 a 100 μ).

El intervalo de 980 -1720 m, se presenta un paquete de lutitas de color gris claro a gris verdoso, suaves, plásticas, de ligeramente arenosa a arenosa y calcárea; también se tienen litarenita de color gris verdoso, de grano fino a medio compuestas de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcillo-calcárea.

En el intervalo de 1720 a 2595 m se tiene una secuencia de lutitas de color gris claro, plásticas en partes arenosa y calcárea, cambiando a gris verdoso y gris oscuro hacia la base del cuerpo, esporádicamente se encontraron horizontes delgados de arenisca de color gris claro a gris verdoso, de grano fino con abundantes líticos de cuarzo, subredondeados, bien clasificados, semicompactos, en una matriz arcillosa-calcárea.

De 2595 a 2940 m, se presenta una alternancia de lutita gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente arenosa y calcárea, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino y muy fino, de cuarzo subredondeados regularmente clasificado; la secuencia se presenta semicompacta, con matriz arcillosa-calcárea.

Microfauna: se determinaron los foraminíferos *Globorotalia tosaensis tosaensis*, *Globorotalia crassaformis viola*, *Neogoboquadrina dutertrei dutertrei*, *Globorotalia humerosa humerosa*.

Edad: Plioceno Superior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Superior se depositaron en un ambiente Nerítico Interno.

Intervalo: 2940-3360m

Espesor: 420m

Litología: Este intervalo esta constituido principalmente por lutitas arenosas de color gris con intercalaciones de areniscas de grano fino (88 a 100 μ).

De 2940 a 3360 m, se encontró una alternancia de lutitas de color gris claro a gris verdoso, suaves a semiduras, ligeramente arenosas y calcáreas, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino a muy fino de cuarzo subredondeado, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcilloso-calcárea.

Microfauna, se determino únicamente la presencia del foraminífero *Globorotalia miocenica*

Edad: Plioceno Medio

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Medio se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo: 3360-4180m

Espesor: 820 m

Litología: Esta constituida principalmente por lutitas suaves, plásticas, ligeramente arenosas y hacia su base, delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino bien cementadas y compactas.

De 3360 a 4150 m, se encontró una alternancia de lutita de color gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente arenosa y calcárea, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino y muy fino con cuarzo, subredondeado, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcilloso-calcárea. Se identificó mayor cantidad de litarenita en la parte inferior de este intervalo, donde se presentaron las manifestaciones 1 y 2 con 379 unidades de gas a 3720 m y 179 unidades a 3925 m, respectivamente.

De 4150 a 4180 m, se identificó un intervalo constituido en su mayoría por litarenita de color gris claro de grano fino con cuarzo subredondeado, bien clasificado, semicompacto con una matriz arcilloso-calcárea, con buena porosidad. Presenta intercalaciones de pequeños horizontes de lutita de color gris claro, semidura, arenosa y calcárea. En este intervalo se cortó el núcleo No. 1 de 4168 m a 4177 m.

Microfauna: se determinaron ejemplares del foraminífero *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo: 4080-4180 m

Espesor: 100 m

Litología:

En el intervalo de 4080 a 4140 m, se identificó un pequeño cuerpo de lutita de color gris claro, semicompacta, arenosa y calcárea con de pirita diseminada.

De 4140 a 4180 m, se identificó un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro de grano fino a medio con cuarzo, subredondeado, regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillosa-calcárea; presenta porosidad primaria que va de regular a buena.

Microfauna: se determinaron ejemplares del foraminífero *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo

Intervalo: 4180-4806 m

Espesor: 626 m

Litología:

En el intervalo de 4180 a 4490 m, se identificó un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro de grano fino a medio con cuarzo; los clastos son subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos en matriz arcillo-calcárea; con porosidad primaria regular a buena.

En el intervalo de 4490 a 4806 m, se identificó un paquete de lutita de color gris claro, suave arenosa y calcárea, con pirita diseminada. Se tienen también algunos horizontes pequeños a medianos de litarenita gris claro de grano fino a medio de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, bien clasificados, semicompactos en matriz arcillo-calcárea, con buena porosidad.

Microfauna: se determinaron foraminíferos *Globorotaloides variabilis*, *Sphaeroidinellopsis disjuncta*.

Edad: Mioceno Superior.

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Mioceno Superior, se interpreta que se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo: 3865-4180 m

Espesor: 315 m

Litología:

En el intervalo de 3865 a 4140 m, se identificó un paquete constituido principalmente por lutita de color gris claro a gris oscuro, de suave a semicompacta, arenosa y calcárea, con intercalaciones de pequeños a medianos horizontes de litarenita gris clara, de grano fino a muy fino con cuarzo subredondeado, regularmente clasificado, semicompacta; presenta matriz arcillosa y cementante calcáreo; observándose porosidad primaria regular.

En el intervalo 4140 m a 4180 m, se tiene un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro, grano fino a muy fino de cuarzo, en ocasiones con fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea; presenta porosidad primaria regular a buena. Contiene intercalaciones de delgados horizontes de Lutita gris claro, suave a semicompacta, arenosa y calcárea.

Microfauna: se determinó al foraminífero *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo 4180-4868 m

Espesor: 688 m

Litología:

De 4180 a 4221 m, se identificó un intervalo constituido en su mayoría por Litarenita de color gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, bien clasificados, semicompactos en matriz arcilloso-calcárea, con buena porosidad y con intercalaciones de pequeños horizontes de lutita de color gris claro, semidura, arenosa y calcárea.

En el intervalo de 4180 m a 4565 m, se identificó un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro, de grano fino a muy fino de cuarzo y fragmentos líticos, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, con matriz arcillo-calcárea; la porosidad primaria es de regular a buena e intercalaciones de horizontes pequeños a medianos de Lutita de color de color gris claro, suave semicompacta, arenosa y calcárea.

En el intervalo de 4565 a 4868 m, se tiene un cuerpo principalmente arcilloso, constituido por lutita de color gris claro, en partes plástica, arenosa y calcárea; con intercalaciones de horizontes pequeños a medianos de litarenita de color gris claro de grano fino a muy fino con cuarzo subredondeado, de bien a regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillo-calcárea y porosidad primaria regular.

Microfauna, se determinaron los foraminíferos *Globorotaloides variabilis*, *Sphaeroidinellopsis disjuncta*.

Edad: Mioceno Superior.

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Mioceno Superior, se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Yacimiento

Las rocas del yacimiento están constituidas por arenas de cuarzo, con fragmentos de rocas ígneas de color gris oscuro; también contiene fragmentos de rocas sedimentarias, feldespatos, calcita ferrica y piritita; la secuencia esta probablemente clasificada, y se presenta con una matriz arcillo calcárea con porosidad primaria intergranular.

Historia de perforación del pozo Kosni-1

En la tabla IV.1 se muestran las fechas oficiales de perforación de pozo kosni-1, que validara el modelo geológico interpretado con sísmica.

Fecha Inicio de Perforación	20 de Abril de 2003
Fecha Termino de Perforación	7 de Diciembre 2003
Fecha Inicio de Terminación	8 de Diciembre de 2003
Fecha de Terminación Oficial	6 de Abril de 2004
Profundidad Programada	5,573 m
Profundidad total	4,868 m

Tabla IV.1 Datos oficiales de las fechas de perforación del pozo Kosni-1.

Tuberías de Revestimiento:

En la se tabla IV.2, se indica de manera general el estado mecánico final de este pozo.

Diámetro del la Tubería (pulg)	Profundidad (m)
30	302
20	505
13 3/8	1985
Liner 9 5/8	1779-4050
Liner 7	2497-4768

Tabla IV.2 Estado Mecánico del pozo Kosni-1.

Densidad y tipo de lodo

Los primeros 522 m, se perforaron con agua de mar y baches de lodo Bentonítico de 1.03 gr/cm³; posteriormente de los 522 a 1993 m, se perforó con lodo polimérico de 1.15 a 1.24 gr/cm³. Posteriormente se cambió a lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.24 gr/cm³ a 1994 m y bajando temporalmente a

1.22 gr/cc a los 2000 m, variando paulatinamente a 1.38 gr/cm³ a 4114 m. Posteriormente bajó de 1.38 gr/cm³ a 1.36 gr/cm³ hasta el término de la etapa a la profundidad de 4221 m.

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-1, ST-1 (desviación del pozo respecto a la trayectoria programada), se utilizó lodo de Emulsión Inversa, iniciando con 1.26 gr/cm³, hasta 4084 m; de 4084 a 4109 m se cambió a 1.25 gr/cm³; posteriormente, se aumentó la densidad del lodo a 1.26 gr/cm³ hasta la profundidad de 4203 m. Se cambió paulatinamente de 1.25 gr/cm³ a 1.31 gr/cm³ hasta 4806 m, donde se tuvieron problemas de atrapamiento.

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-2 (ST-2), se continuó utilizando lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.36 gr/cm³, conservándose misma hasta la profundidad de 4008 m.

De 4008 a 4297 m se aumentó la densidad a 1.38 gr/cm³, Posteriormente, se observó que las condiciones de operación permitían bajar paulatinamente la densidad del mismo a 1.35 gr/cm³, a la profundidad de 4576 m. De 4576 a 4770 m, se densificó el lodo a 1.37 gr/cm³, donde se suspendió la perforación por intento de atrapamiento. Se reanudó la perforación con una densidad de 1.43 gr/cm³ y aumentando paulatinamente a 1.45 gr/cm³ a la profundidad de 4842 m, donde suspendió nuevamente por intento de atrapamiento; Terminando la perforación con lodo de 1.74 gr/cm³ a 4868 m.

Desviaciones

La perforación del pozo Kosni-1, se programó en forma direccional de 500 a 5573 m, utilizando sarta navegable con motor de fondo con el fin de controlar el ángulo y rumbo de desviación, así como la distancia horizontal respecto a la posición inicial del pozo. Durante la perforación se presentaron varios problemas mecánicos por lo cual se efectuaron 2 reentradas (side tracks). La primera profundidad total alcanzada (agujero principal) fue de 4,221m. La profundidad en

el ST-1 fue de 4,806m y la del ST-2 fue de 4868m la cual es la profundidad total del pozo, sin haber alcanzado la profundidad total programada debido a fricciones, arrastre de la sarta y conatos de atrapamiento. En la figura IV.10, se muestra de manera esquematica la desviación y estado final del pozo.

Manifestaciones

Durante la perforación, se presentaron 4 manifestaciones de gas, presentando relaciones gas lodo (GL), gas corte (GC) y gas succión (GS) en diferentes profundidades, esto se muestra en la tabla IV.3.

Intervalo (m)	GL (u)	GC (u)	GS (u)	Variación (gr/cc)	Duración (min)	Edad
3713-3722	379	5	0	1.37	30	Plioceno Inferior
3923-3928	179	1	0	1.38	60	Plioceno Inferior
4154-4168 (ST-1)	82	4	8	1.26	45	Plioceno Inferior
4853-4868 (ST-2)	70	0	2	1.74 a 1.72	120	Mioceno Superior

Tabla IV.3 Manifestaciones de hidrocarburos en el pozo Kosni-1.

Reservas

El volumen original 3P de gas natural incorporado por los pozos kosni-1 y 101 es de 243.7 millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales de gas natural, 1P, 2P y 3P estimadas son de 6.2, 24.0 y 32.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

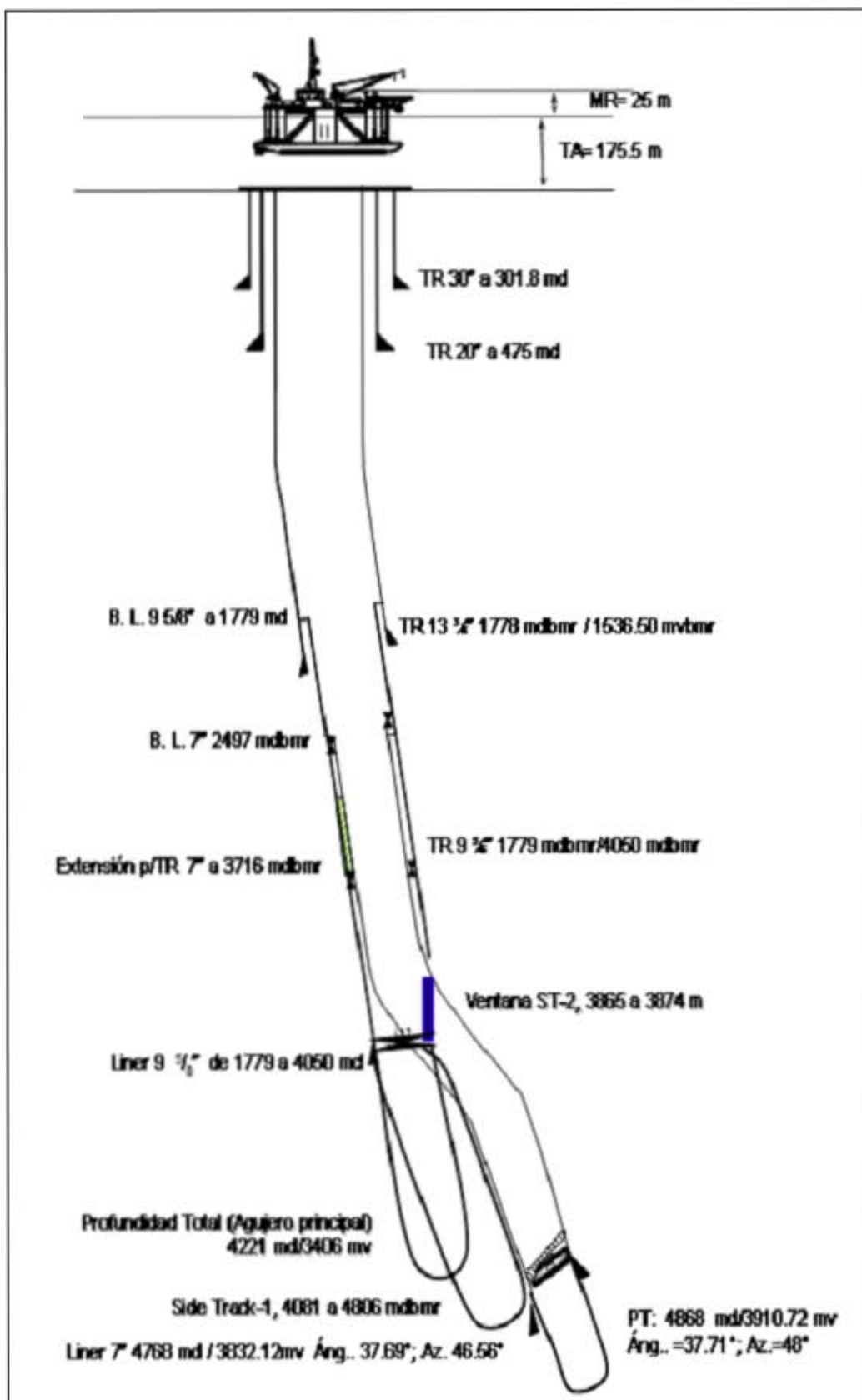


Fig. IV.10. Diagrama esquemático de estado mecánico final del pozo Kosni-1.

PROYECTO LAMPREA

El Proyecto Lamprea se localiza en la plataforma continental del Golfo de México frente a la costa central del estado de Tamaulipas (Región Norte, Fig. IV.11.). El Objetivo del estudio es definir utilizando secciones sísmicas el potencial gasífero de la secuencia siliciclástica del Cenozoico en el sureste de la Cuenca de Burgos (porción marina).

Consideraciones: Proyecto a mediano y largo plazo.

- Tirante de agua entre 20 - 200 m.
- Se cuenta con un inventario de 61 oportunidades exploratorias registradas.
- Se visualizan a la fecha 13 oportunidades.
- Existe un gran número de chimeneas (posiblemente de gas) en el lecho marino y anomalías de amplitud que constituyen un indicador directo de hidrocarburos.

En el área del Prospecto Lamprea se define hacia el oriente en el borde de talud continental, la existencia de una Barrera Marginal, la cual delimita el borde externo de una subcuenca con sedimentos del Neógeno al nivel de las secuencias definidas SB-1095 a SB-1130. Dicha barrera está constituida de acuerdo a la sísmica por un alineamiento estructural anticlinal interno generado por arrastre y evacuación de flujos arcillo - evaporíticos infrayacentes que provocan diapirismo los cuales emergen al oriente (Fig. IV.12.)

El depósito de la roca almacén está asociado al régimen de sedimentación local, suministrado principalmente por el aporte de los Ríos Bravo y Soto la Marina. Apoyados por estudios de petrografía orgánica, biomarcadores e isotopía de gases, se interpreta que la principal generación es gas y poco aceite proveniente de secuencias de edad Jurasica, que corresponde con un gran foco de generación situado al oriente de la parte sur de Burgos en el área marina.

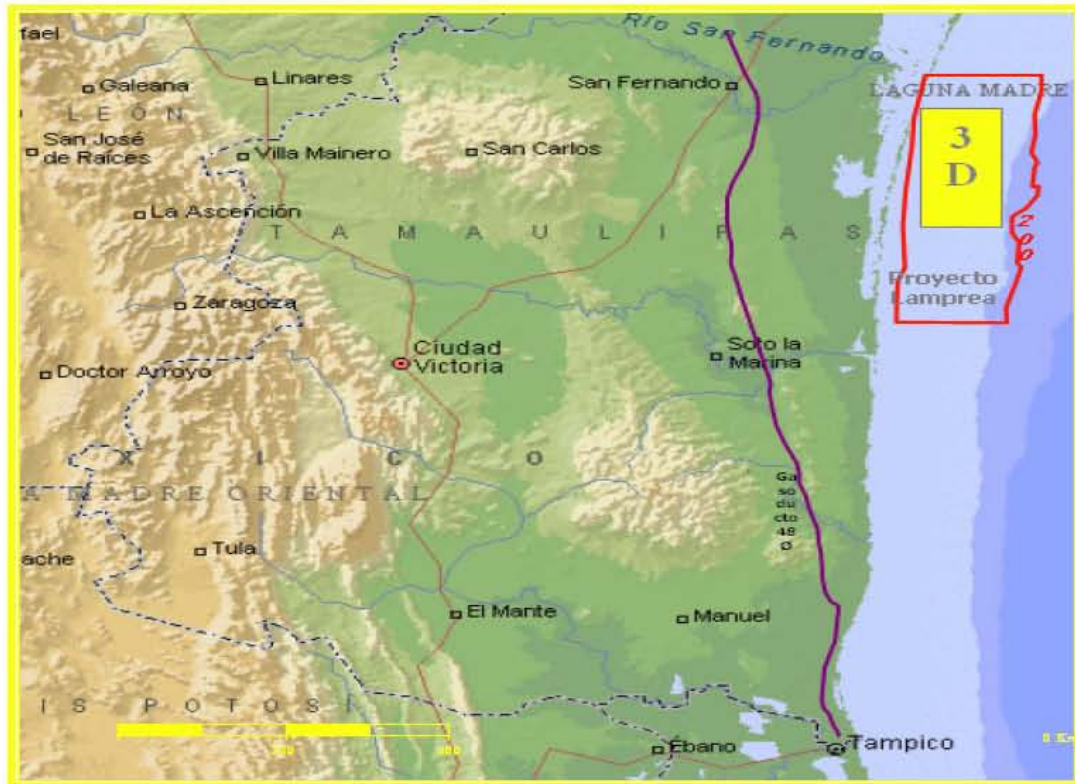


Fig. IV.11. Ubicación geográfica del proyecto de explotación petrolera Lamprea

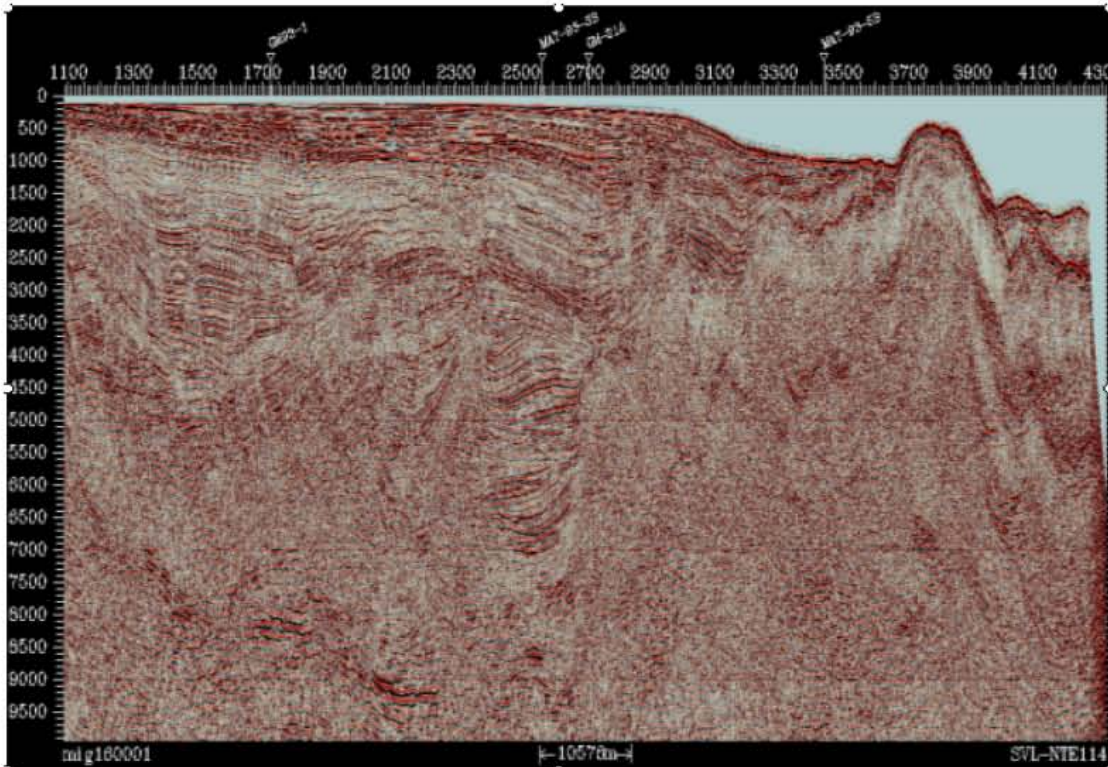


Fig IV.12. Secuencia siliciclastica Cenozoica del proyecto Lamprea, dislocada por fallas e intrusionada por un cuerpo salino

Hacia la porción marina se interpreta con las secciones sísmicas, la existencia de rocas generadoras en el Cenozoico que pudieran contribuir en el llenado de las trampas y a la formación de las chimeneas (Fig. IV.13.), las cuales también fueron detectadas en las secciones sísmicas. La presencia de hidrocarburos en sedimentos Cenozoicos esta condicionado a la migración favorecida por sistemas de fallas las cuales ponen en contacto a rocas del Mesozoico y Cenozoico con lo que el cierre es estructural de las trampas mixtas.

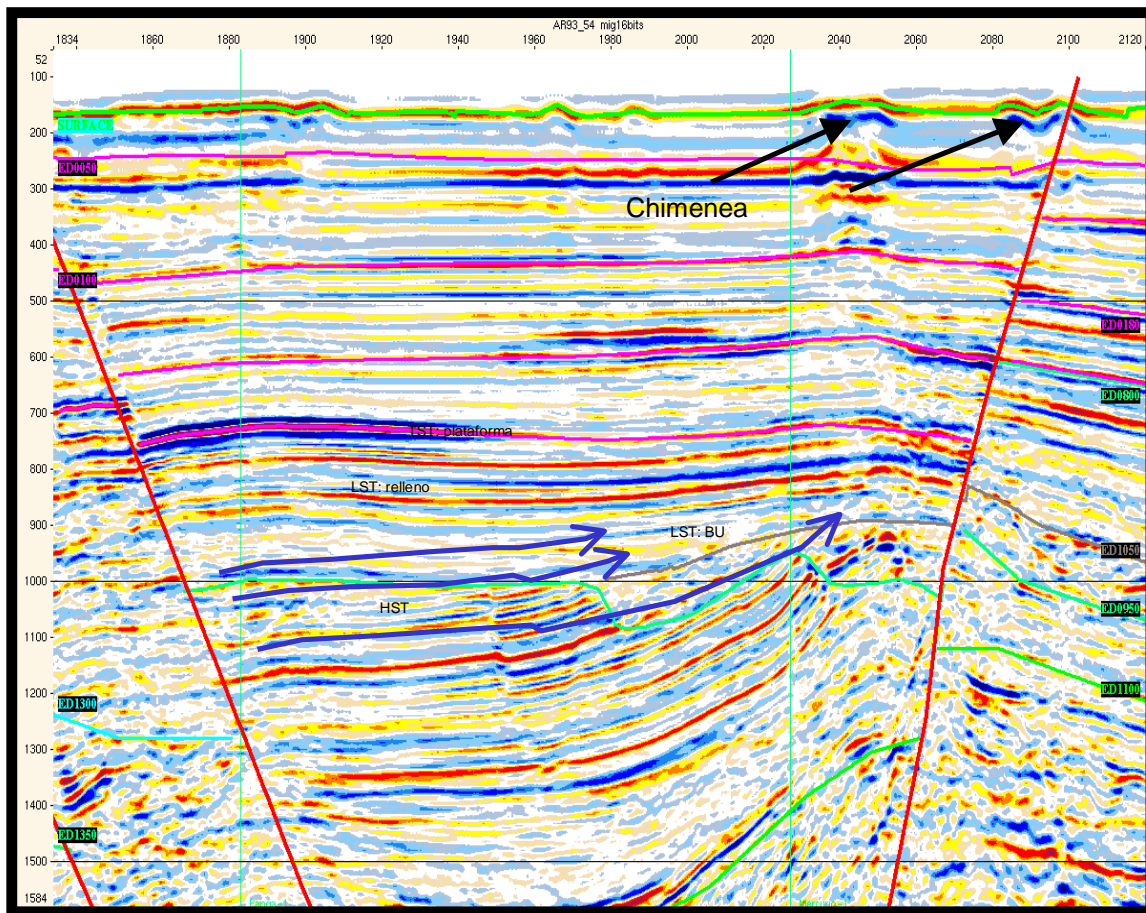


Fig. IV.13. Manifestaciones superficiales (chimeneas) lo cual nos indica condiciones favorables para la generación de gas

Plays Identificados

En la siguiente figura (Fig IV.14.) se muestra una distribución hipotética de los plays identificados en el área de estudio. El área azul corresponde a anticlinales Roll over, seguido por anticlinales en fallamiento antitético (zona verde); trampas

asociadas con erosión-truncación (amarillo) y estructuras de gran escala asociadas con diapirismo, anticlinales y roll over (naranja). La parte punteada se considera que corresponde con un área de minicuenas donde el movimiento de la sal influye en la distribución de los depósitos siliciclásticos.

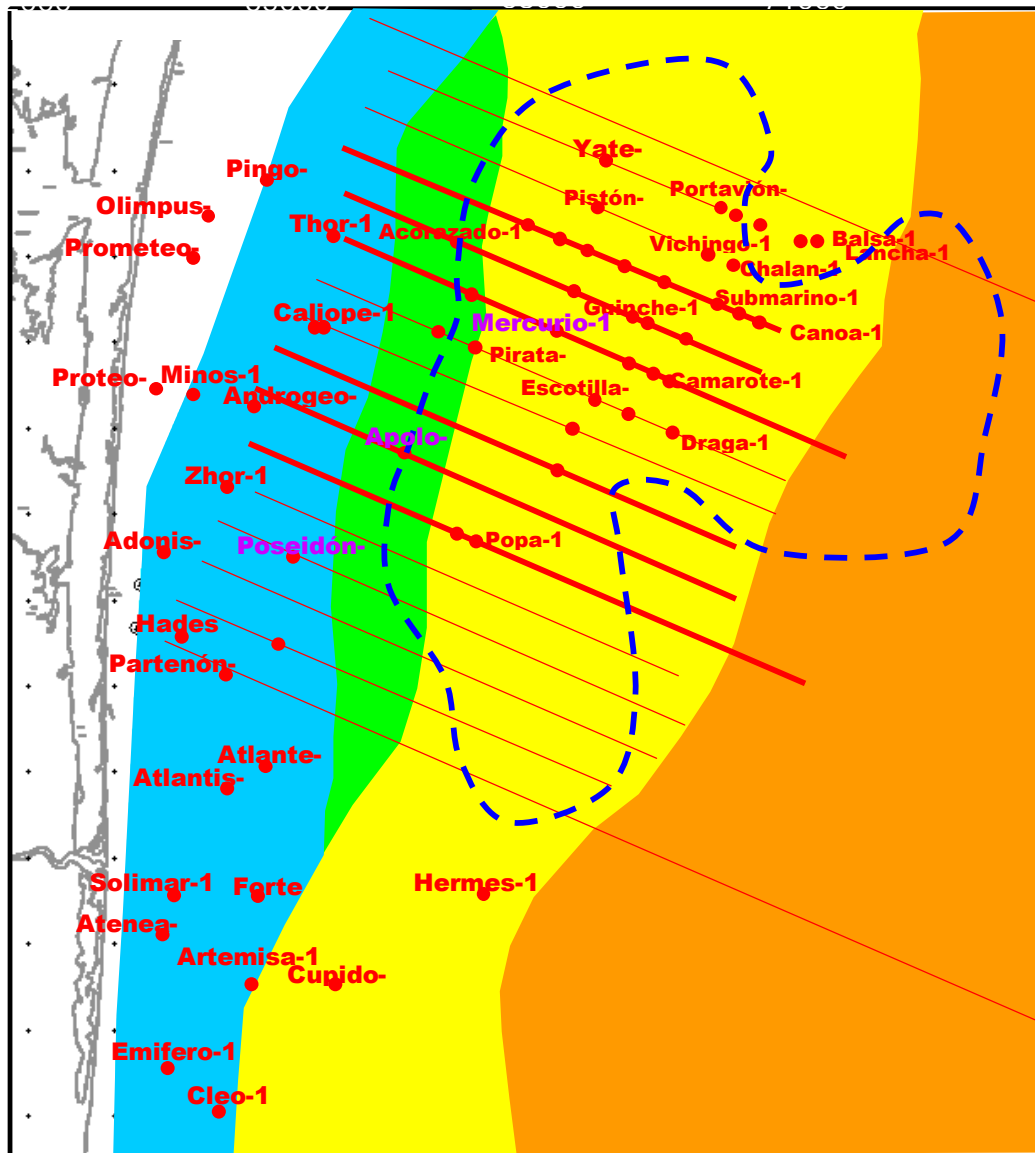


Fig IV.14. Plays identificados en la zona de Lamprea

Expectativas

- De acuerdo con la interpretación se visualiza una nueva provincia petrolera frontera para la prospección de gas, que corresponde con la estrategia exploratoria de la Región Norte.

- Los indicadores directos de hidrocarburos (IDH) identificados en la información sísmica como son: Puntos Brillantes y Chimeneas sugieren la presencia de hidrocarburos gaseosos en el área.
- Para documentar de manera amplia y completa el modelo geológico y el tipo de yacimiento se requiere perforar un pozo y así tener mejores elementos para evaluar el funcionamiento del sistema petrolífero, enfocado hacia la búsqueda de yacimientos gasíferos (cuando menos un pozo por play propuesto) en secuencias arenosas.
- Por ubicarse el proyecto Lamprea en la porción noreste de México, área de gran desarrollo económico-industrial sostenible del país, hacen de éste, un proyecto estratégico para evaluar e incorporar gas a mediano y largo plazo.

Conclusiones y Recomendaciones

Gracias a los métodos sísmicos el éxito exploratorio en la industria petrolera se ha elevado un 70% con respecto a lo que ocurrió hace tres décadas, esto le ahorra a las compañías petroleras millones de dólares y ha permitido que se mantengan en el mercado con altas tasas de ganancias.

El impacto positivo que se tiene de utilizar la sísmica 4D en la ingeniería de yacimientos, y en la administración de yacimientos es muy significativo, ya que permite una visualización con gran nivel de certidumbre de las propiedades de las rocas (compresibilidad de la roca, el contraste de la compresibilidad de los fluidos, cambios de la saturación de los fluidos, porosidad, etc.).

La sísmica es un factor primordial en la administración de yacimientos, ya que la incursión de estos análisis, promueven el trabajo conjunto de diferentes profesionistas de la industria del petróleo, lo cual arroja resultados eficientes de interpretación, en las predicciones y en la economía.

La sísmica 3D con sus parámetros (tiempo, amplitud, atenuación y frecuencia) proveen información, de bastante certidumbre, sedimentológica, estructural y estratigráfica, así como información de petrofísica como lo es la permeabilidad y la porosidad. Es por lo cual la sísmica 3D es una herramienta necesaria para toda caracterización de yacimiento petrolero.

Ya que la sísmica 4D es muy sensible a los cambios de saturación y presión en el yacimiento; permite un mejor monitoreo del yacimiento durante la producción y ayuda a definir áreas con aceite residual. Además de que permite la actualización del modelo del yacimiento por lo cual el monitoreo a la vez es mejorado, optimizando el calculo de reservas y la administración del yacimiento.

En yacimientos de aguas profundas, en los cuales los pozos suelen ser muy caros la sísmica 4D es una herramienta que reduce costos en el monitoreo del yacimiento y en la administración del mismo, ya que al tener certidumbre en el comportamiento del yacimiento, gracias a dicho monitoreo, las operaciones adicionales (perforaciones, estimulaciones, métodos artificiales de producción, etc.) que se realizaran al yacimiento corresponden únicamente con las necesarias.

Algunos de los riesgos de la sísmica incluyen anomalías falsas causadas por artefactos en la adquisición y el procesamiento, así como la ambigüedad de la interpretación al relacionar los cambios de la información sísmica con la presión, saturación, temperatura o propiedades de la roca; lo cual ocasiona predicciones erróneas que nos llevan a la toma de decisiones incorrectas, ya sea en la perforación, el tipo de método de recuperación, calculo de reservas, delimitación del yacimiento, etc. Por lo anterior la sísmica se debe de realizar considerando en todo momento los posibles errores que puedan existir.

Es necesario integrar la información geológica, sísmica e ingenieril para dar una cuantificación de lo que se necesita en la actualización del modelo geológico y del simulador, lo cual, al formar la comparación de historia, proporcionara mejores resultados en el monitoreo del yacimiento.

Es necesario enfatizar el uso de los parámetros sísmicos (tiempo, amplitud, frecuencia) en la calibración del monitoreo de yacimientos; ya que con esto se puede lograr una relación directa entre dichos parámetros y las características petrofísicas de las secuencias que contienen el yacimiento. Esto actualiza el simulador del yacimiento logrando mejores predicciones.

En los métodos de monitoreo de yacimientos (modelado geológico, comparación de historia o simulación) se deben integrar la caracterización sísmica, ya que de esta manera se pueden mejorar resultados y realizar predicciones de manera mas acertada.

Las consideraciones ambientales se han convertido en un factor crítico en la industria petrolera, ya que un número creciente de factores (especialmente las comunidades locales) se han convertido en los desarrolladores de las reglas ambientales de las diferentes zonas petroleras. Por lo anterior se recomienda un mecanismo que asegure un trato correctivo de las diferentes zonas afectadas por trabajos de sismología.

Se recomienda que en la industria petrolera se continúe invirtiendo en la exploración utilizando sísmica, así como realizar en el monitoreo sísmico de los yacimientos en su etapa de producción.

Si se realiza sísmica mientras se perfora se pueden obtener imágenes con buena resolución (similar a la de la sísmica superficial) por lo cual se recomienda siempre realizarse en la perforación futura de pozos, aunque sea con un costo extra, ya que a futuro proporcionara información útil sobre las características del yacimiento y en otros casos puede prevenir un gran número de peligros en la perforación.

Se ha demostrado que los métodos sísmicos son necesarios durante la vida del yacimiento, por lo cual este trabajo puede ser utilizado como ayuda adicional para la difusión de dichos métodos en las diferentes materias de ingeniería petrolera; ya que es necesario que los ingenieros petroleros tengan mas conocimientos sobre dichos métodos.

Bibliografía

A. Porres, M. Samudio, C. Pacheco y F. Castrejón, "Studies on fracturing in carbonate formations in México", IMP, Villahermosa México, 1996.

Bishop Glen, Craig Calvert, Foreman Lincoln, Tingting Yao y Kamal Bhuyan, "Spectral Component geologic modeling: an improved method for integrating seismic data into geologic models" Exxon Mobil, Houston Texas, 2004.

Brown Alistair, "Interpretación de datos sísmicos 3D1", AAPG memoir 1998.

Burns C. Scott, Icides Aggio, Håvar Gjoystdal y Santos Rogério, "Facts form fiction; 4D seismic model based interpretation", Villahermosa México, 2002.

Castrejon Vácio Fernando y A.A. Porres Luna, "Use of seismic attributes in geological description of carbonate rocks", SPE 1994.

Craig J. Beasley, Chambers Ron E., Ricky L. Workman, Craft Kenneth L. y Meister Laurent J., "Repeatability of 3D ocean Bottom cable seismic surveys", western geophysical Houston Texas, 1997.

Gary Althoff y Bruce Cornish, "New concepts for seismic surveys while drilling" Halliburton, Houston Texas, 2004.

Gibson David W., "Enhanced Enviromental Management for land based seismic acquisition using a quality, health, safety and enviromental management system", Schlumberger, Canada, 2004

Hampton D.W., Garcia Hernández Jesús, Velasco Vasques y Vera Aquino Eleazar, "an integrated Study of a Campeche bay fractured carbonate", SPE, 1994.

Haldorsen Jacob B.U., Esmersoy Cengiz y Hawthorn Andrew, "Optimizing the well contruction process: Full-waveform data from whili drilling seismic measurements in the south caspian sea" Scmlumberger, Ámsterdam, 2003.

Holberg Olav, "Seismic reservoir monitoring: Measurement strategies ad techniques", Houston Texas, 1997.

J.M. Fontaine, R cussey, J. Lacaze, R. Lanaud y L. Zapaudjian, "Seismic Interpretation of carbonate Depositional Environments" Marzo 1987.

Johansen Steven J., Engstrom James C. y Siemers W. Terry, "Recognition ad significance of paleozoil zones in a heavy oil development program", California USA, 2004.

José Luis Arroyo, Rafael Guerra, Rogelio Rufino Jiménez, "Excelentes datos Sísmicos de pozos ", Schulmberger, México, 2001.

Karey Philip, Brooks Michael y Hill Ian, "An introduction to geophysical Exploration", Blackwell Publishing, UK 2002.

Kapoor Jerry, Smith Mart y Uwe Albertin, "La era de las imágenes en escala de profundidad", Schlumberger, Houston Texas, 2001.

Liner Christopher, "Elements of 3D seismic", Pennwell, USA, 1995.

Lowrie William, "Fundamentals of geophysics", Cambridge University Press, UK 1997.

Macurde Bradford, "Sequence stratigraphy and seismic facies analysis", The energist, Houston Texas 1995.

P. Ross Christopher y Suat Altan, "Time Lapse seismic monitoring repeatability processing test", Houston Texas, 1997.

Perrin Jean Christian, Breton Pascal, y Creppin Stephan, "Mediciones Sísmicas bien posicionadas", Schlumberger, Francia, 2002

Ra'ed Kawar, Paul Hatchell, Rodney Calvert y Mashuir Khan, "The work flow for 4D seismic", Bahrain, 2003.

Reyes Ramos Fidel y Del Valle García Raúl, "Evaluación integral de atributos sísmicos 3D aplicados a un campo de gas en México" IMP, Veracruz México, 2005.

Robertson James D., "Reservoir management using 3D seismic data", Arco oil & gas Co., 1989.

S.C. Maxwell y T.I. Urbancic, "The potencial role of passive seismic monitoring for real time 4D reservoir characterization", ESG, Texas USA, 2004

Schoenberger Michael, "Growth of 3D seismic technology" Exxon, Houston Texas, 1996.

Toinet Sylvain, "4D feasibility and calibration using 3D seismic modeling of reservoir models", Total E&P, Abhu Dabi, 2004.

Udias Agustín, "Principles of seismology", Cambridge University Press, UK 1999.

V. Kretz, B. Valles y Sonneland, "Fluid front history matching using 4D seismic and streamline simulation", Schlumberger y SPE, Houston Texas, 2004.