

REVISIÓN DEL MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Jesús PEREIRA VIDAL¹

RESUMEN

Se hace una revisión del método sísmico desde sus inicios hasta el presente. Se cubren sus fundamentos, su conversión de sísmica analógica a digital, se presentan los avances desde la sísmica bidimensional, a sísmica tridimensional y a sísmica multicomponente. Se muestran algunos de los equipos de la gran diversidad que se utilizan para la grabación de los datos sísmicos de reflexión dependiendo del ambiente. Se presenta brevemente el procesamiento que es requerido por los datos sísmicos y que depende del tipo de ambiente donde fueron grabados y de los equipos utilizados. Existe una diversidad de procesos y programas que se aplican dependiendo de los problemas específicos de cada conjunto de datos. Se cubren también aspectos relacionados a los tipos de interpretación y las diversas técnicas para extraer información de los datos sísmicos. Se muestran los logros alcanzados por la sísmica de reflexión aplicada a la exploración de hidrocarburos, para tener conocimientos de la geología del subsuelo. Esta información es fundamental para el establecimiento de los modelos de yacimientos y hacer posible su simulación. Por último, se reflexiona en los avances que se vislumbran en el corto plazo asociados principalmente a los avances en el área de la computación.

ABSTRACT

Review of the Seismic Reflection Method in the Oil and Gas Industry.

This paper reviews the seismic method from its beginnings to the present. It covers fundamentals, analog-digital seismic conversion, advancements from two-dimensional and three-dimensional to multicomponent seismic technologies. It shows some of the equipment for recording seismic reflection data, among the great diversity used depending on the environment. We briefly present the processing of seismic data, which depends on the type of environment where they were recorded, and the equipment used. There are a variety of processes and programs to choose from, depending on the specific problems of each data set. Different aspects related to the types of interpretation and the various techniques for extracting information from seismic data are also covered. We show achievements in gaining knowledge of subsurface geology through seismic reflection technology applied to hydrocarbon exploration. This information is essential for establishing reservoir models and making their simulation possible. Finally, we give a glimpse and reflect on short-term advances, mainly in the area of computing and information technologies.

Palabras clave: Método sísmico de reflexión. Exploración petrolera. Simulación de yacimientos. Industria petrolera.
Keywords: Seismic reflection method. Oil and gas exploration. Reservoir simulation. Oil and gas industry.

INTRODUCCIÓN

La sísmica de reflexión desde sus inicios demostró ser una herramienta eficaz en las labores de exploración de hidrocarburos, con el tiempo igual que muchas tecnologías en estos tiempos, fue avanzando rápidamente y ha demostrado su potencialidad. Es sin duda la herramienta geofísica más eficiente no solo para la exploración de hidrocarburos sino también en su apoyo para optimizar la producción. Esto sin embargo no quiere decir que otras técnicas geofísicas como son la gravimetría, la magnetometría y los métodos electromagnéticos no sean herramientas útiles y complementarias en la exploración de hidrocarburos. La perforación petrolera nos da información muy precisa del subsuelo, pero puntual, la sísmica de reflexión nos da

información menos detallada pero válida en su extensión lateral, de aquí que ambas se complementan. En este trabajo se presenta una revisión del método sísmico de reflexión aplicado a la exploración y producción de hidrocarburos desde sus inicios hasta el presente, y al final se reflexiona sobre los avances que ya se dejan ver en el futuro cercano.

LOS INICIOS DE LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN

John Clarence Karcher nació en 1894 y murió en 1972, obtuvo un Ph.D en Física de la Universidad de Pennsylvania, también obtuvo el título de Ingeniero Electricista, se le ha llamado "Padre del método sísmico de reflexión". En 1917 trabajó para el US Bureau of Standards donde estudió la teoría del sonido. En 1918 decide emplear el método sísmico de

¹ Ingeniero Geofísico, M.Sc. Profesor de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería de la UCV. Jubilado de la empresa petrolera nacional, PDVSA. Correo-e: chuc1945@yahoo.com.

reflexión en la exploración de hidrocarburos. Consigue que una compañía geológica decida financiar su proyecto con US\$ 100.000. Allí, cerca de la ciudad de Oklahoma graba sus primeros experimentos. En 1971 la Society of Exploration Geophysicists (SEG) decide hacer un monumento conmemorativo de las pruebas realizadas por John Clarence Karcher y los geólogos Haseman, Perrine y Kite. (Karcher 1987).

Otra persona que hay que nombrar es Ludger Mintrop quien fundó la empresa Seismos en 1921, en Hannover, Alemania. El 19 de noviembre de 1924 una cuadrilla de la empresa Seismos grabó un domo de sal en Orchard, Texas, USA. Esta estructura geológica fue perforada y produjo petróleo. Éste fue el primer prospecto descubierto por la sísmica de reflexión en donde se consiguió petróleo. (Schlumberger, 2011. Part 8).

FUNDAMENTOS DE LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN

Lo indispensable para que se produzca una reflexión en el subsuelo es que haya un contraste entre el producto de la velocidad por la densidad de cada una de las capas en contacto. Este producto es lo que denominamos impedancia acústica y que identificaremos con la letra Z. En la Figura 1 tenemos un sencillo gráfico que ilustra el experimento de reflexión sísmica. Para ello tenemos en la superficie, una fuente de energía que puede ser un explosivo y tenemos un detector, y en el subsuelo tenemos dos capas, cada una con su valor de velocidad y de densidad. Cuando Z1 es diferente a Z2, se va a producir una reflexión sísmica que podrá ser grabada en la superficie. Una

característica importante del fenómeno de reflexión es que el punto de reflexión cae en el punto medio entre la fuente y el detector, siempre y cuando la capa donde se produce la reflexión sea plana y paralela a la superficie.

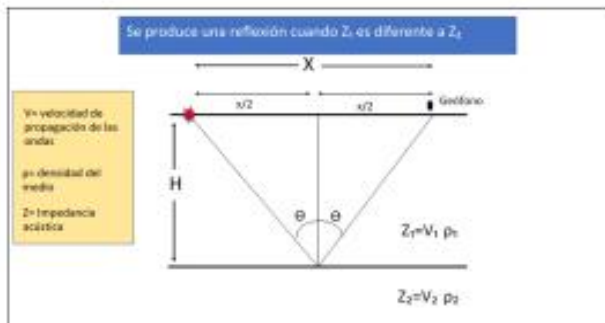


Figura 1. El fenómeno de reflexión sísmica. Fuente: el autor.

Por supuesto, en la práctica se utilizan muchos detectores (geófonos, en el caso terrestre), dando lugar a lo que llamamos un registro sísmico de reflexión. En la Figura 2 se muestra un registro sísmico, en este caso tenemos detectores a ambos lados de la fuente de energía sísmica, que reciben las ondas reflejadas del subsuelo y que posteriormente son grabadas. Como se puede observar no son solo ondas sísmicas reflejadas sino toda una serie de eventos sísmicos recibidos y grabados. Muchos de estos registros son grabados en una línea sísmica. Estos datos tendrán que ser procesados y posteriormente graficados para su interpretación, (Figura 3).

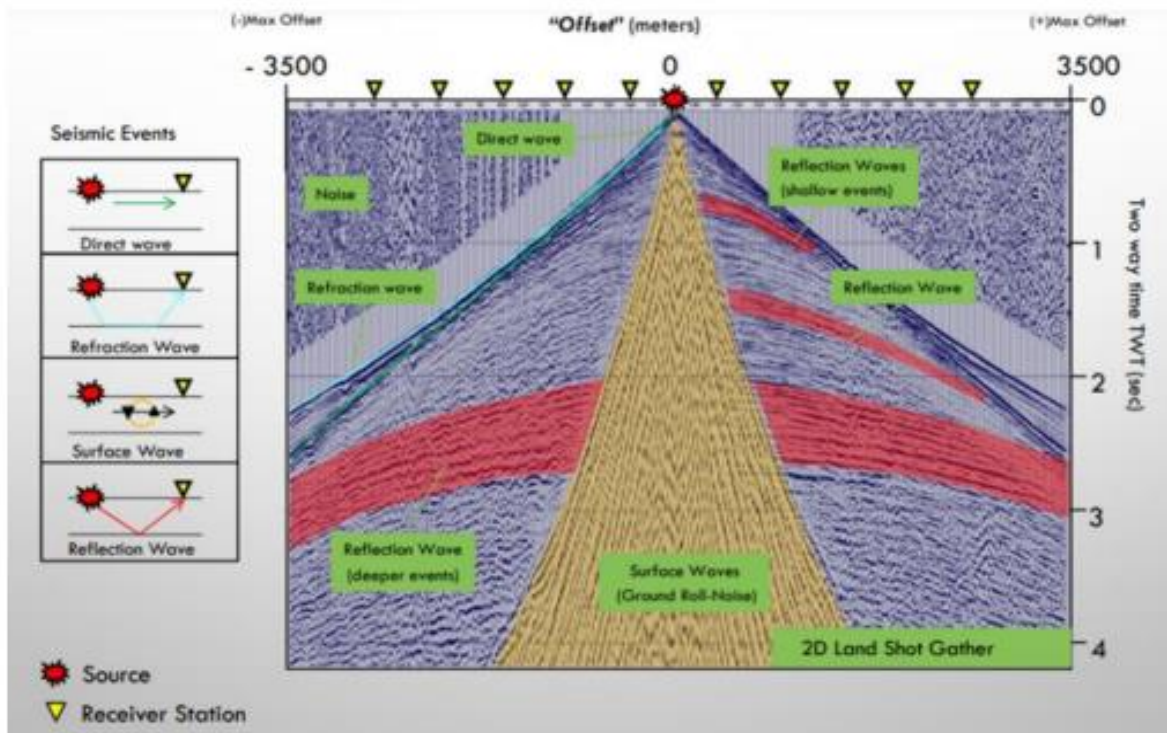


Figura 2. Registro sísmico. Fuente: Di Gallo (2017).

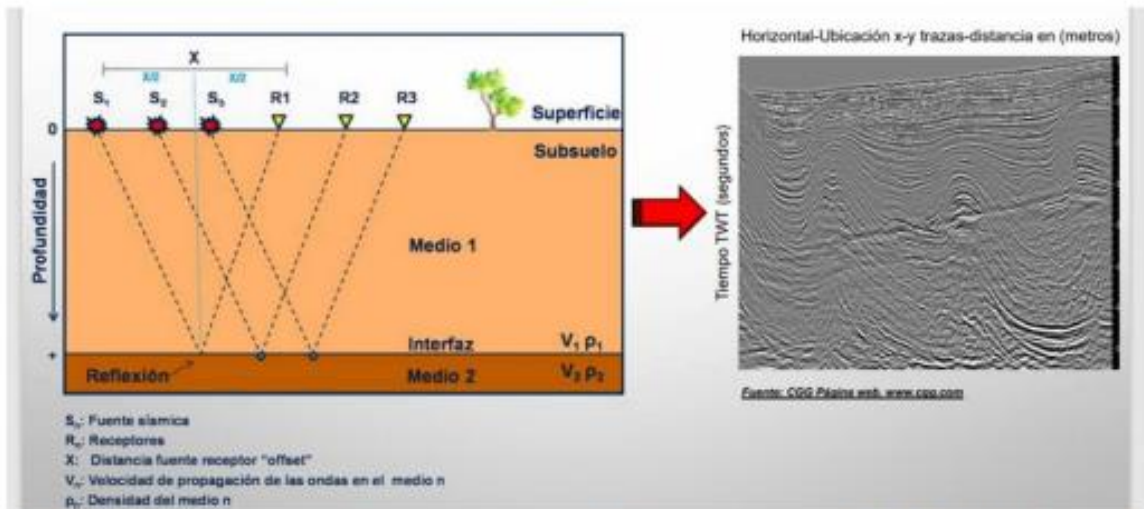


Figura 3. A la izquierda se ilustra de forma muy sencilla la grabación de los datos sísmicos y a la derecha el resultado final, la sección sísmica lista para su interpretación. Fuente: Di Gulio (2017).

¿DÓNDE SE ACUMULA EL PETRÓLEO? Y ¿QUÉ ESPERABAN OBTENER LOS PRIMEROS EXPLORADORES CON LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN?

Ahora bien, quizás deberíamos revisar un poco donde se acumula el petróleo en el subsuelo, para poder extender un puente entre la geología y la sísmica de reflexión. Esto se ilustra

en la Figura 4, en ella se pueden ver los dos tipos de acumulaciones de petróleo que existen: unas son trampas estructurales, ellas están asociadas a fallas o a plegamientos; el otro tipo de trampa son las estratigráficas, que se caracterizan por ser acumulaciones que no están relacionadas a fallas o plegamientos sino solo por estar rodeadas de capas impermeables, que impiden que el petróleo pueda irse a otra parte.

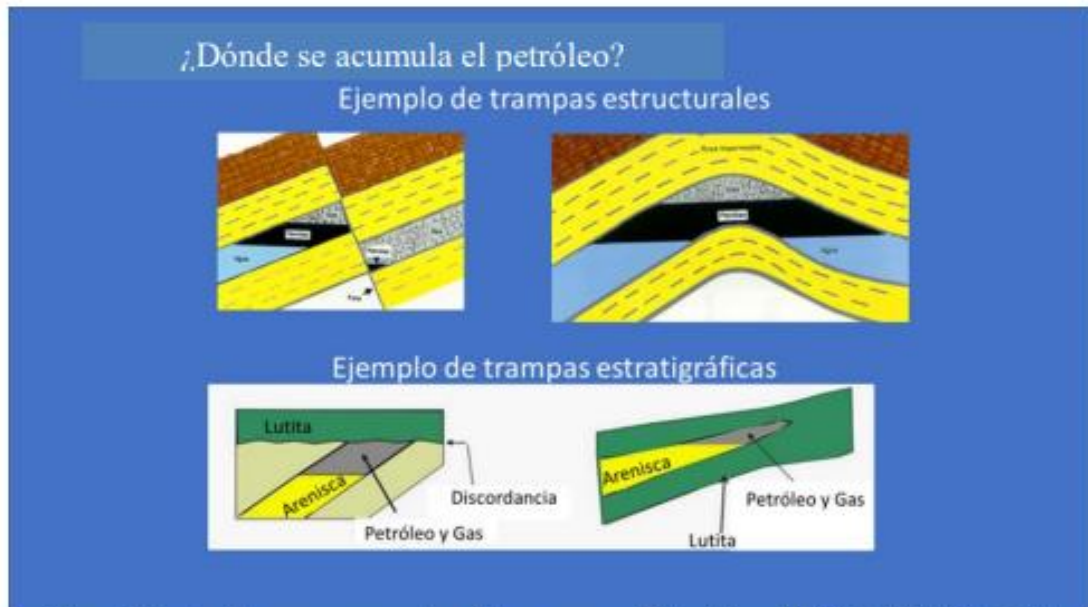


Figura 4. Ejemplos de las trampas estructurales y de las trampas estratigráficas. Fuente: Modificado de Bjorlykke (2010).

Los primeros años de la sísmica de reflexión estaban dedicados a la ubicación de las trampas estructurales (fallas, anticlinales y domos salinos) ya que eran más fáciles de detectar, posteriormente con el avance de la sísmica de reflexión fue posible detectar las trampas estratigráficas y otros detalles del subsuelo.

INICIO DE LA ERA DIGITAL EN LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN

La sísmica de reflexión, por la necesidad de hacer una serie de correcciones a la información grabada y por su alto volumen de datos, fue una de las pioneras en pasar de la forma analógica a la forma digital. A finales de los años 50 y principios de los 60 la empresa Geophysical Service Incorporated (GSI) produjo el primer equipo de grabación y de procesamiento digital para uso comercial. Esto fue el resultado de un extensivo programa de investigación en MIT, que fue financiado por GSI y por Texas Instruments (TI); en la Figura 5 se muestra una imagen de ese primer equipo de grabación de datos sísmicos digitales (Schlumberger, 2011) y en la Figura 6 se muestra el primer equipo de procesamiento digital (Dragoset, 1975). El producto final del procesamiento de cada una de las líneas sísmicas es una sección sísmica como la que se muestra en la Figura 7. Todas las líneas del levantamiento eran entonces interpretadas usando lápices de colores y finalmente daban lugar a un mapa del nivel del subsuelo de interés petrolero en donde se indicaban las fallas, anticlinales o cualquier otra estructura geológica que pudiera ser relevante en la exploración.



Figura 5. Primer equipo de grabación de datos sísmicos digitales, el DFS V, que fue al campo en 1961. Fuente: Schlumberger (2011), Part 8.



Figura 6. Primer equipo de procesamiento digital especialmente hecho para datos sísmicos, el TLAC 827 fue construido por Texas Instrument. Este computador digital fue instalado en el Centro de Procesamiento de GSI en Calgary, Canadá, en 1964. Fuente: Dragoset (1975).



Figura 7. Ejemplo de sección sísmica lista para su interpretación, cuando se hacía la interpretación en papel. Fuente: ION-GX-Technology (2009).

SÍSMICA BIDIMENSIONAL (2D)

La sísmica bidimensional (2D) se usó por muchos años, pero presenta algunas limitaciones; en la Figura 8 se ilustra quizás la más importante. Ésta consiste en que cuando se graba una línea sísmica bidimensional, se asume que toda la información sísmica proviene verticalmente del subsuelo; esto no es cierto, ya que la información viene también de otros lugares del subsuelo que depende de la topografía del subsuelo y del tipo de rocas que lo constituyen. Era por lo tanto necesario desarrollar una forma de grabar los datos sísmicos de una forma tridimensional y que tomaran en cuenta la dirección de donde vienen las ondas. Esto dio lugar a la sísmica tridimensional o como más brevemente se le conoce sísmica 3D.

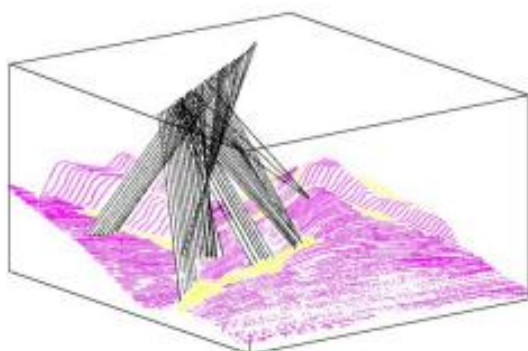


Figura 8. Ilustra como reflexiones laterales son grabados en una línea sísmica bidimensional. Fuente: Cooper (1997).

SÍSMICA TRIDIMENSIONAL (3D)

La sísmica 3D no es poner líneas sísmicas 2D más cercas unas de otras sino una técnica que permite grabar los datos que vienen fuera del plano vertical. En la Figura 9 se ilustra lo que son las líneas sísmicas 2D y lo que nos da la sísmica 3D que se denomina coloquialmente cubo 3D pero que en realidad puede tener otra forma volumétrica. En 1972 la empresa GSI consiguió el apoyo de las empresas petroleras Chevron, Amoco, Texaco, Mobil, Phillips y Unocal para un proyecto de investigación que consistió en la grabación de datos sísmicos tridimensionales (3D) en el campo Bell Lake, New México, y su posterior procesamiento. La grabación de los datos tomó un mes, pero el procesamiento de las 500.000 trazas grabadas tomó casi dos años (Schlumberger, 2011), ya que la manera de procesar esta información tuvo que ser desarrollada.

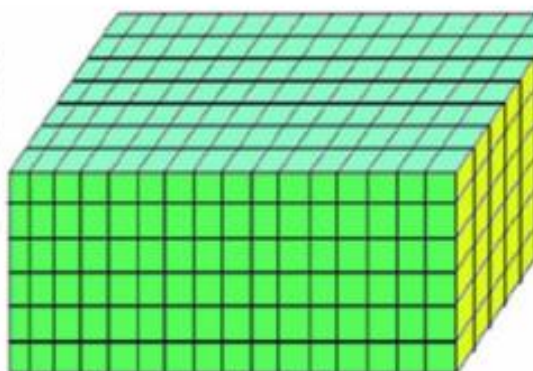
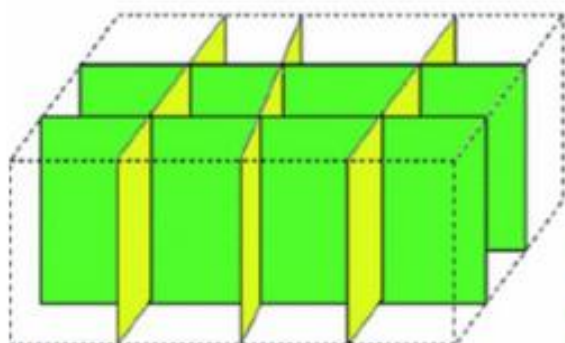


Figura 9. A la izquierda cinco líneas sísmicas bidimensionales cubriendo un área y a la derecha la misma área cubierta con un levantamiento sísmico tridimensional. Fuente: Alsadi (2017).

En la Figura 10 se muestra una de las formas de grabación que se puede utilizar para grabar sísmica tridimensional en tierra, esto es lo que denomina un *Template*. Éste, en particular, consta de seis líneas receptoras y una línea de disparo en su parte central. Cada uno de estos seis disparos es grabado en las seis líneas receptoras, de esta forma estamos captando la información que viene de todas partes del subsuelo. Este *template* se va moviendo por toda el área a ser grabada hasta cubrirla totalmente. Esta forma de grabar los datos sísmicos requirió de cambios muy profundos en el software de procesamiento que ya existía para procesar datos sísmicos 2D. En la Figura 11 se ilustra como se ven en un mapa las líneas sísmicas 2D y como se ven las áreas cubiertas por sísmica 3D. El mapa de la izquierda muestra las líneas sísmicas 2D grabadas costa afuera de Uruguay y en el mapa de la derecha se muestran las áreas cubiertas por levantamientos sísmicos 3D, costa afuera de Uruguay. En la Figura 12 se muestra un cubo sísmico y cómo podemos extraer de él secciones verticales, en cualquier dirección y también horizontalmente. Por estas razones la sísmica tridimensional se impuso rápidamente a la sísmica bidimensional. Sin embargo, la sísmica bidimensional sigue usándose, pero en menor cantidad y para usos específicos. La sísmica 3D requirió cambiar la forma como se interpretaban los datos, fue necesario el desarrollo de estaciones de trabajo.

Estas estaciones constan de dos pantallas para poder la manipular e interpretar el cubo sísmico. En la Figura 13 se muestra una sala, con varias estaciones de trabajo, dedicadas a la interpretación de datos sísmicos, tanto 2D como 3D. Por supuesto las secciones en papel dejaron de ser la forma de interpretación.

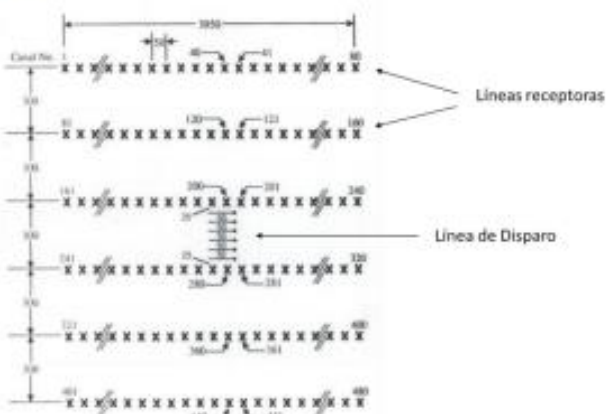


Figura 10. Ejemplo de Template para grabar sísmica tridimensional (3D) terrestre. Fuente: Mera (1991).

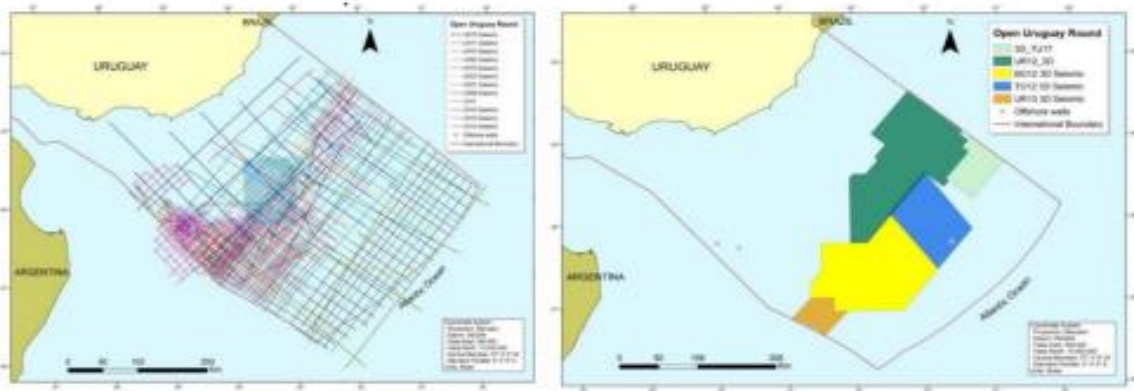


Figura 11. Levantamientos sísmicos 2D y 3D en las costas de Uruguay. A la izquierda los levantamientos 2D realizados los cuales se indican por líneas sísmicas individuales. A la derecha los bloques de sísmica 3D. Fuente: ANCAP Empresa Petrolera Estatal de Uruguay (2019).



Figura 12. Producto final de un levantamiento sísmico 3D. Usando estaciones de trabajo se pueden extraer secciones sísmicas verticales y también secciones horizontales. Fuente: Dragoset (1975).



Figura 13. Estaciones de trabajo para la interpretación de datos sísmicos 3D y 2D. Fuente: Cáceres (2012).

SÍSMICA MULTICOMPONENTE

En la información de una componente el objetivo es grabar solo ondas P, aunque realmente se graban también otros tipos de onda, a este tipo de grabación se le llama sísmica escalar ya que lo importante es grabar la amplitud de la onda y el tiempo de llegada sin importar que tipo de onda es. Este tipo de grabación sísmica es la que se ha venido haciendo desde los inicios del método sísmico de reflexión, y todavía es, el que más se utiliza. Para grabar las ondas P se usa el tipo de detectores verticales como el que se muestra al lado izquierdo de la Figura 14. Para grabar sísmica multicomponente es necesario usar detectores como el que se encuentra a la derecha de la Figura 14. Ellos tienen tres sensores orientados en las tres direcciones, vertical y dos horizontales, perpendiculares entre sí. Estas tres direcciones se les denomina, componente P (vertical), onda SV y onda SH que son las horizontales. A este tipo de grabación se le dice sísmica multicomponente y se dice que es vectorial, ya que se puede conocer, de las ondas que llegan, la amplitud, la dirección y el tiempo de llegada.



Figura 14. A la izquierda geófono vertical para ondas P. A la derecha geófono de tres componentes, vertical P y dos horizontales SV y SH, perpendiculares entre sí. Fuente: Imágenes Google.

La sísmica multicomponente dio sus primeros pasos al principio de los años 70, cuando la empresa Conoco empezó a hacer pruebas con un vibrador horizontal. Este vibrador es una fuente de energía, que con una plancha presionando el suelo, genera ondas S. En la Figura 15 se ilustra la forma de

propagación de las ondas P y de las ondas S, en donde se ve claramente que en las ondas P, las partículas se mueven en la misma dirección de avance del frente de onda y en las ondas S las partículas se mueven perpendicularmente a la dirección de avance del frente de onda. La sísmica multicomponente ha ido ganando terreno lentamente por diversas razones, entre ellas, el costo, y el otro aspecto muy importante ha sido, qué si bien genera muchos más datos, que cuando se graba solo ondas P, éstos tienen que ser procesados e interpretados para generar información útil del subsuelo, y este proceso de desarrollo ha tomado años. Hoy en día, es una herramienta importante en la exploración del subsuelo y puede dar información que no puede ser obtenida solo por las ondas P. (Hardage et al., 2011).

AMBIENTES DE ADQUISICIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS

Uno de los aspectos más relevantes en la sísmica de reflexión, ha sido la cantidad de equipo muy diferente que ha tenido que ser desarrollado, para poder adquirir datos en los diferentes ambientes naturales. Entre ellos podríamos enumerar: terrestre, zonas de transición, aguas someras, aguas profundas y aguas profundas con instalaciones de producción. En la Figura 16 se ilustran los variados ambientes que requieren de equipos muy diferentes. Solo para mostrar uno de los equipos más especializados y costosos, en la Figura 17 mostramos un barco para la grabación de datos sísmicos en aguas profundas. En la Figura 18 se muestra un dibujo que ilustra las distintas partes que este barco tiene que desplegar para la grabación de los datos sísmicos de reflexión.

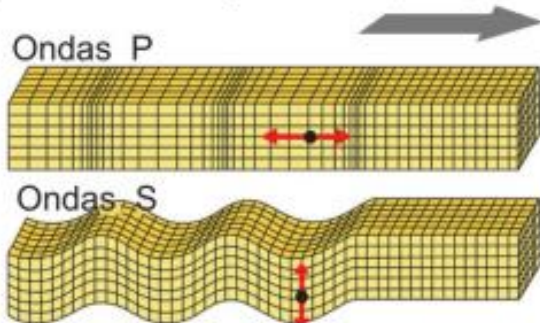


Figura 15. Forma de propagación de las ondas P y de las ondas S.
Fuente: Imágenes Google.

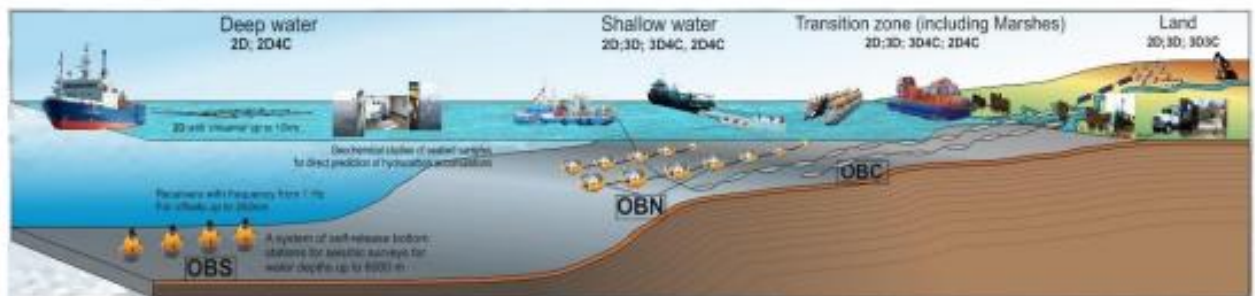


Figura 16. De una manera resumida se muestran los distintos ambientes en los que hay que realizar levantamientos sísmicos y los diferentes equipos que son requeridos. Fuente: Imágenes Google.



Figura 17. Barco para adquisición de datos sísmicos de reflexión de la empresa PGS, 2013. Es uno de los barcos más eficientes y potentes del mundo. Fuente: Internet, vadebarcos.net.

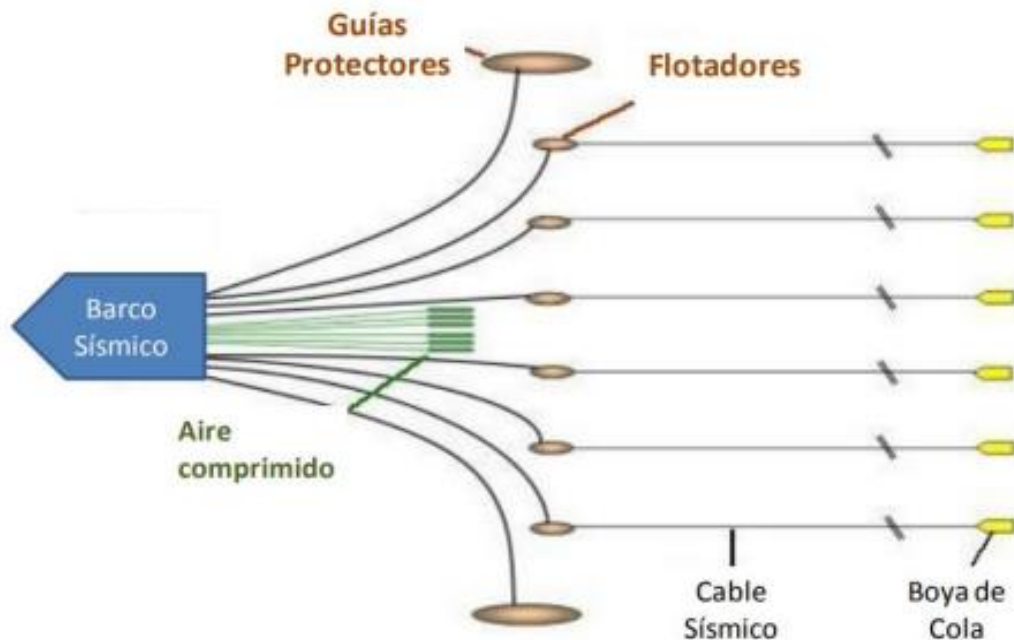


Figura 18. Muestra el equipo que tiene que desplegar un barco sísmico, para la grabación de datos sísmicos de reflexión. Fuente: ELA-Proyecto levantamiento sísmico 2D – 3D Regional de la Franja Costera del Perú Tumbes-Tacna, (2010).

En contraposición a los equipos marinos, mostramos en la Figura 19 un camión vibrador, que es la otra fuente de energía sísmica terrestre, además de los explosivos, trabajando en un área desértica. En la Figura 20 se muestra a obreros revisando la enorme cantidad de geófonos antes de ser puestos en el terreno para grabar los datos sísmicos. En la Figura 21 se muestra un campamento sísmico, en él se incluye alojamiento para los empleados y obreros como también talleres de reparación y demás equipos de grabación, centro de procesamiento para control de calidad, enfermería, cocina, comedor, salón de reuniones, en fin, todas las facilidades necesarias para el desarrollo y control de las operaciones de grabación y el control de la calidad de los datos. Con esto queremos dejar evidencia no solo de la variedad de equipos sino del inmenso costo de estas actividades.



Figura 20. Revisando los geófonos antes de ponerlos en el campo. Fuente: Imágenes Google.



Figura 19. Camión vibrador que se usa como generador de energía sísmica, trabajando en una región desértica. Fuente: Di Giulio (2017).



Figura 21. Campamento sísmico en el desierto. Fuente: Cortesía WesternGeco (2017).

PROCESAMIENTO SÍSMICO

El procesamiento de los datos sísmicos contempla una serie de pasos que no vamos a detallar en esta revisión del método sísmico de reflexión, sin embargo, no podemos dejar de indicar los más relevantes del mismo. Uno de los primeros pasos del procesamiento es el cambio de formato y armar la geometría de cómo se realizó la adquisición de los datos, atenuación de diversos tipos de ruido, recuperación de amplitud debido a la divergencia esférica, deconvolución, que es un proceso que atenúa o elimina reverberaciones de la onda sísmica al propagarse en el subsuelo, la corrección por la topografía, corregir por la irregularidad de la capa meteorizada, ordenar los datos por el punto medio entre fuente y receptor, corregir el tiempo asociado a la distancia fuente receptor que incluye la determinación de las velocidades de las principales capas geológicas, poner a los eventos en su verdadera posición (migración sísmica) Prestack Time Migration (PSTM). En la Figura 22 se presenta una secuencia de procesamiento para sísmica bidimensional a manera de ejemplo. El procesamiento

sísmico puede tener muchos pasos diferentes, dependiendo de si se trata de sísmica terrestre, marina, o de aguas poco profundas; si se trata de sísmica de ondas P o de sísmica multicomponente y de los diferentes tipos de ruido que pueda contener, como, por ejemplo, de los múltiples y reverberaciones que se hayan podido producir en el subsuelo. Finalmente se obtienen las secciones sísmicas bidimensionales o en el caso de sísmica tridimensional se obtiene el cubo sísmico, en ambos casos el eje vertical es en tiempo. En la Figura 23 se ilustra porque el proceso de migración es indispensable ya que mueve los eventos sísmicos del lugar donde han sido grabados a su verdadero lugar. La migración normalmente usada, produce datos sísmicos en donde el eje vertical está en tiempo doble, es decir en tiempo de ida y vuelta, ya que la onda tiene que bajar, reflejarse y regresar a la superficie. El proceso de obtenerlo en profundidad es conocido como Migración Sísmica en Profundidad (PSDM), no es un proceso estándar ya que requiere conocer la distribución de las velocidades en el subsuelo con mucha mejor precisión, y el proceso completo es mucho más costoso.

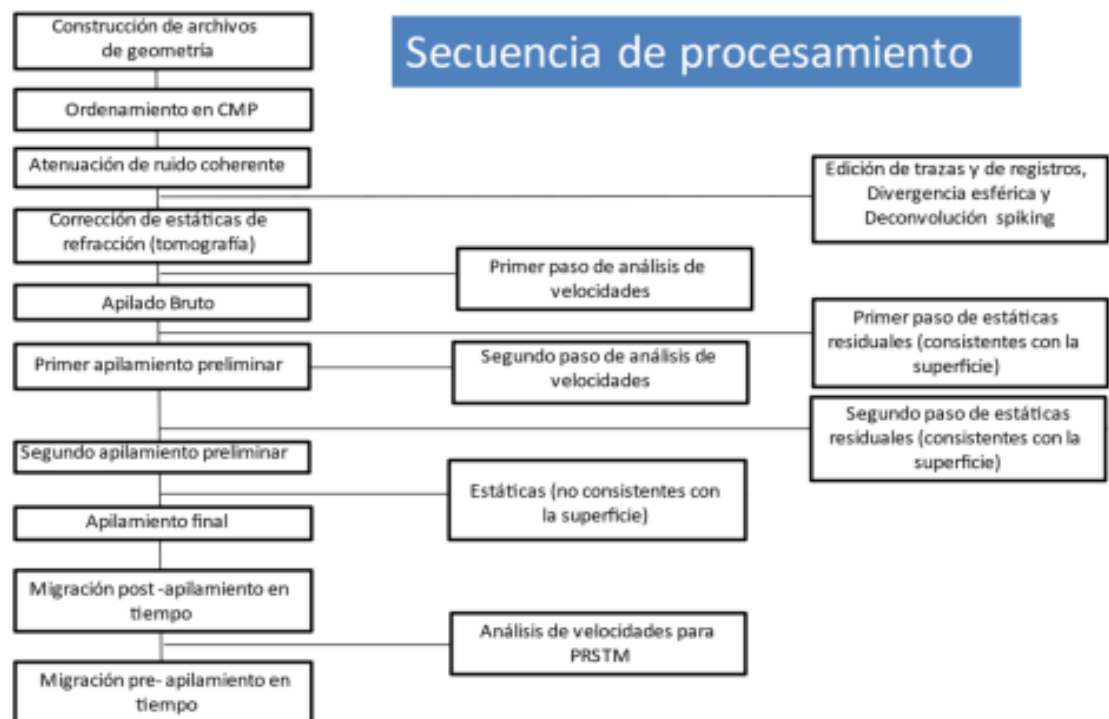


Figura 22. Ejemplo de la secuencia de procesos para el procesamiento de los datos sísmicos de reflexión. Fuente: El autor.

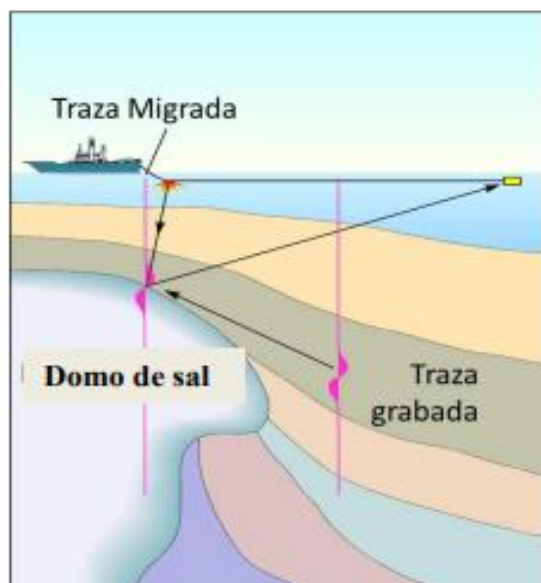


Figura 23. Los datos de la reflexión tienen que ser movidos del lugar donde fueron adquiridos a su verdadero lugar. Fuente: Schlumberger (2011), Part 1.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Como ya se ha ido desarrollando en esta revisión del método sísmico de reflexión, las dos primeras etapas son la adquisición de datos y el procesamiento, posteriormente viene el tercero y último, que es la interpretación. Podemos considerar que existen dos tipos de interpretación de datos sísmicos, la estructural y la estratigráfica. La interpretación estructural, como ya hemos comentado, pretende detectar y mapear las fallas, anticlinales y domos salinos que pudiesen estar en el área del levantamiento sísmico. Las estaciones de trabajo que están disponibles hoy en día y el software que ellas tienen, hacen posible la interpretación estructural de una forma automatizada, por supuesto con la supervisión del intérprete sísmico. En la Figura 24 se puede observar un corte horizontal de un cubo sísmico 3D mostrando las zonas con fallas determinadas con la ayuda de este software especializado (proceso de *coherency*) instalado en las estaciones de trabajo. En la Figura 25 se muestra un corte vertical del cubo sísmico 3D mostrando las zonas de fallas determinadas con la ayuda del software especializado en las estaciones de trabajo (proceso de *coherency*).

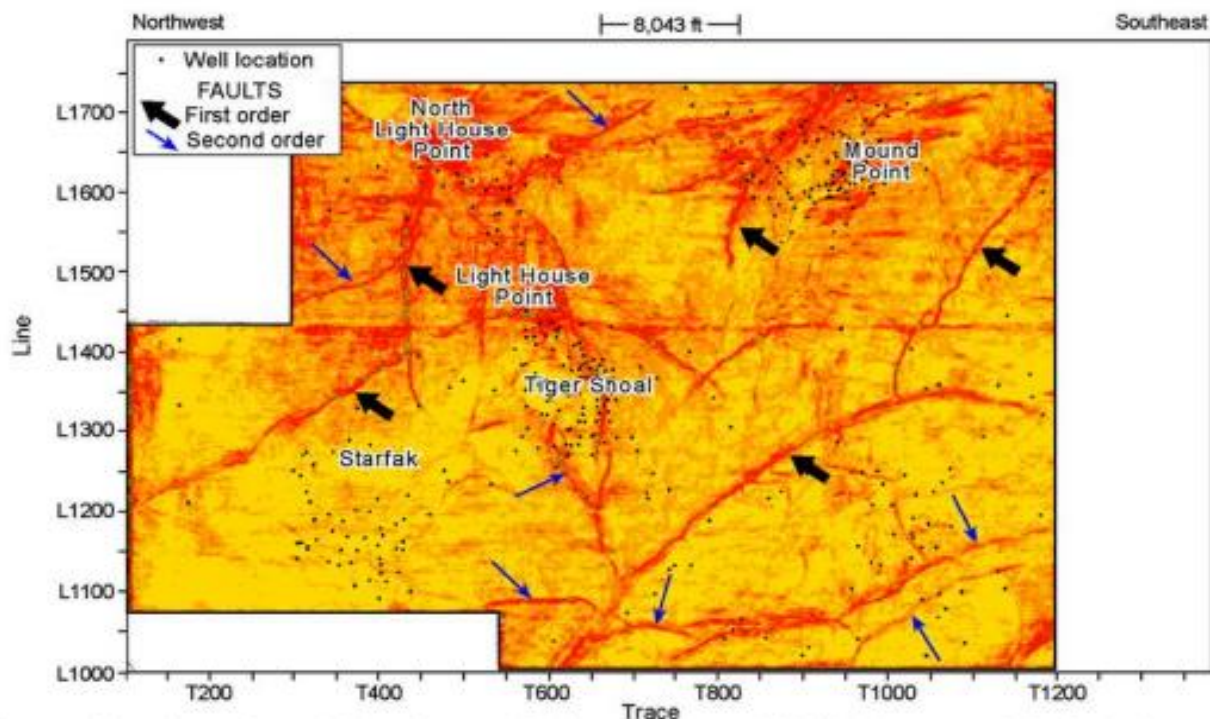


Figura 24. Sección horizontal extraída de un cubo sísmico 3D, de un área productora del Golfo de México, que se le ha aplicado el proceso de "coherency". Fuente: Smith (2015).

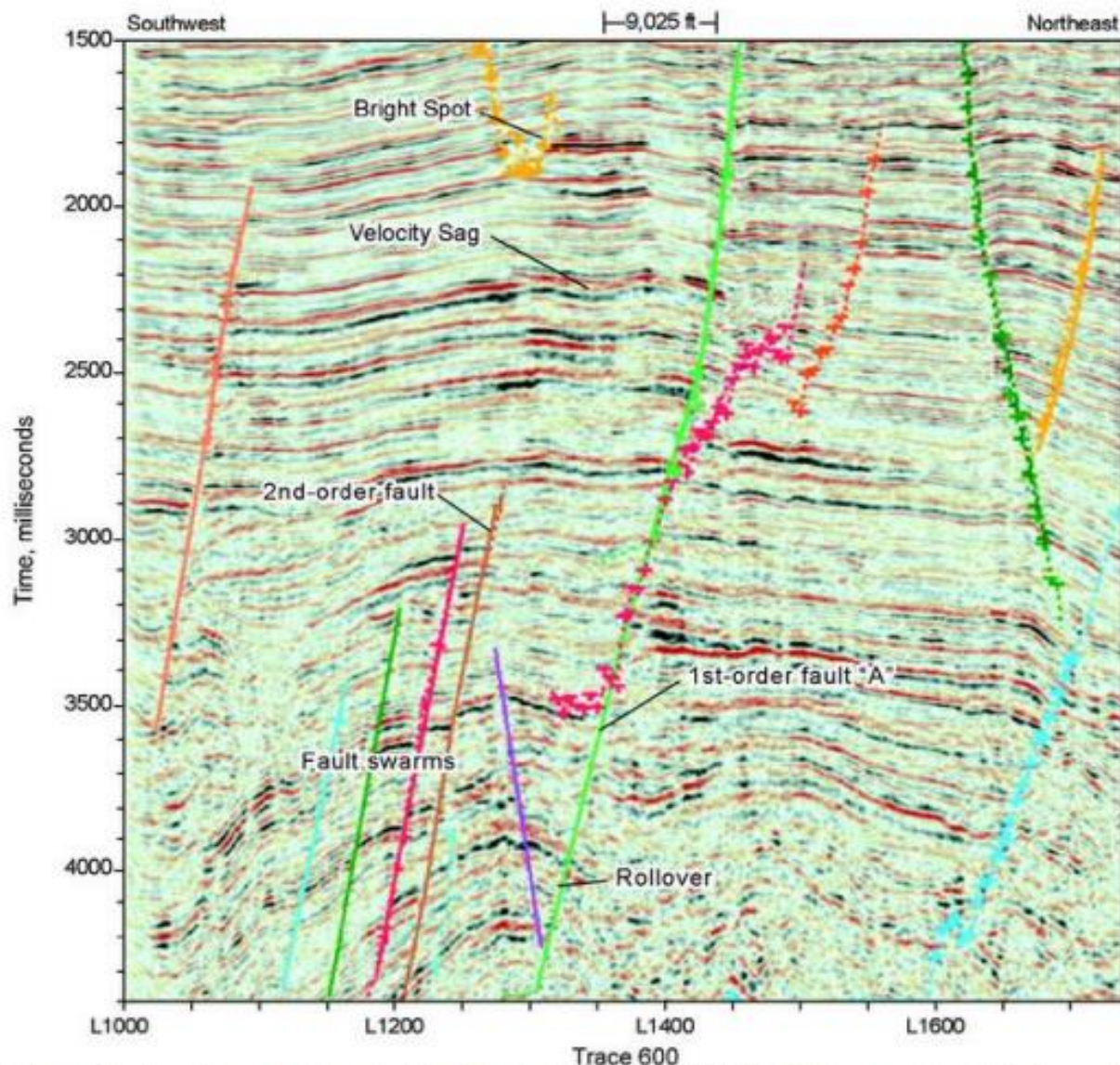


Figura 25. Sección vertical extraída de un cubo sísmico 3D, de un área productora del Golfo de México, que se le ha aplicado el proceso de "coherency", coordenada T600 de la Figura anterior. Fuente: Smith (2015).

La otra, es la interpretación sísmica estratigráfica, que pretende detectar y mapear los acuíñamientos de las rocas que pudieran contener petróleo y que usualmente son trampas más tenues y difíciles de detectar. También la interpretación estratigráfica tiene por objetivo entender el sistema petrolero, para que ayude a la predicción de aquellos lugares en donde se encuentren las rocas reservorio, las rocas sello y las rocas generadoras. Ejemplos de interpretación sísmica estratigráfica se mostrarán más adelante en este trabajo.

Hay un par de herramientas sísmicas adicionales en la interpretación, que no podemos dejar de nombrar. La primera es el sísmograma sintético que nos sirve de enlace entre la información de pozos y la información sísmica. El sísmograma sintético se elabora utilizando el registro sísmico, el cual es una medición de la velocidad P o S o ambas, y del registro de

densidad que se ha grabado de las capas perforadas en el pozo. Este sísmograma sintético se compara con la información sísmica 2D o 3D y de esta forma se puede establecer una correlación entre la información en profundidad del pozo y de la información sísmica en tiempo. La otra herramienta muy útil es el perfil sísmico vertical (VSP), éste consiste básicamente en disparar una fuente de energía sísmica en la superficie y grabar la señal que llega al pozo, a un detector que se ha ubicado a una profundidad determinada, posteriormente se repite el experimento colocando el detector más profundo y así sucesivamente hasta cubrir todo el sector que se considera conveniente. Este experimento genera después del procesamiento de los datos, una sección sísmica que puede ser comparada con la información sísmica 2D o 3D y así conseguir una forma de correlacionar la información en profundidad en el pozo con la información sísmica grabada desde la superficie.

Existen muchas variantes en la geometría de grabación para la sísmica de pozos que no detallaremos pero que cubren otras necesidades de correlación.

TÉCNICAS PARA LA EXTRACCIÓN DE INFORMACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS

Los exploradores han esperado del método sísmico de reflexión cada vez más y el método sísmico ha demostrado tener el potencial para dar más y más respuestas del subsuelo. A continuación presentaremos, las técnicas más importantes, que han hecho posible que hoy en día se puedan contestar muchas de las interrogantes planteadas por los geólogos y geofísicos.

Inversión Sísmica Acústica

Llamamos inversión sísmica al proceso de ir de una sección sísmica o de un cubo sísmico a una sección o un cubo de impedancia acústica. Como ya se ha indicado, la impedancia acústica es el producto de la velocidad por la densidad. Cuando hay cambios en la impedancia acústica es cuando se produce una reflexión. La sección de impedancia acústica está mucho más cerca de la geología del subsuelo que una sección sísmica, por lo tanto, este proceso ayuda a la interpretación del subsuelo. Se denomina inversión sísmica acústica porque lo que se está usando son datos sísmicos de ondas P. Existen principalmente dos métodos para hacer la inversión acústica, uno es un método determinístico y otro es un método estadístico. En la Figura 26 mostramos un ejemplo de la inversión sísmica acústica.

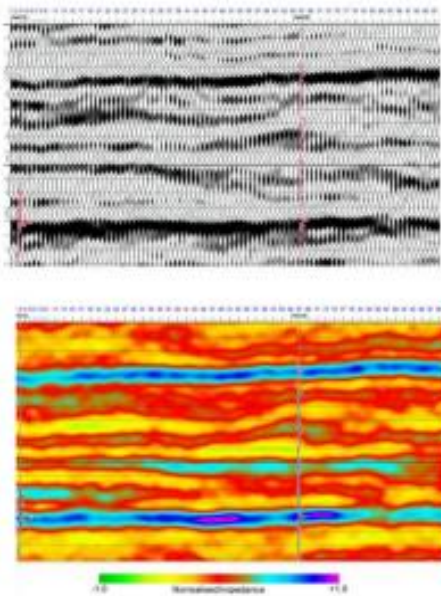


Figura 26. Al lado izquierdo la sección sísmica y a la derecha la sección de impedancias acústicas (inversión sísmica acústica), los intervalos de arena están en color azul y morado. Fuente: Francis (2013).

Atributos Sísmicos

Los Atributos Sísmicos son cantidades extraídas o derivadas de los datos sísmicos, que resaltan algunas de las tenues características de las trazas sísmicas ya procesadas (migradas) o inclusive antes de apilar (punto intermedio del procesamiento sísmico), para inferir algún aspecto geológico, como acumulaciones de gas (*bright spot*), canales fluviales, fallas, entre otros. Hay más de 50 atributos sísmicos que están disponibles.

En la Figura 27 se muestra la aplicación del atributo sísmico de semblanza a un cubo sísmico 3D, en ella se pueden visualizar antiguos canales fluviales que pueden estar saturados de hidrocarburos.

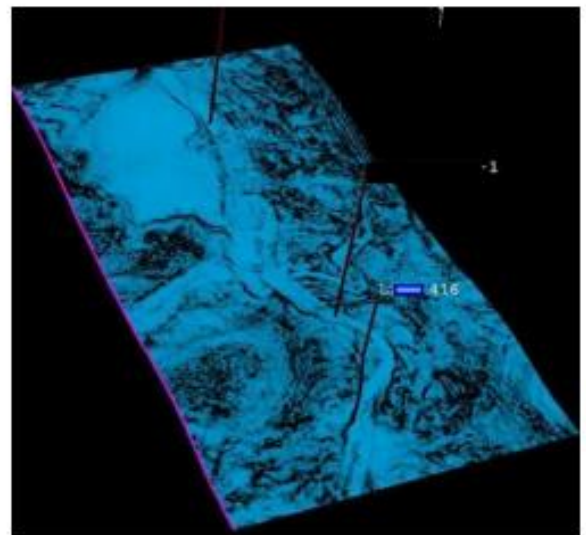


Figura 27. Corte horizontal de un cubo sísmico 3D al que se le ha aplicado el atributo sísmico de semblanza y en donde se puede identificar un sistema de canales fluviales. Fuente: Vera Sánchez, et al. (2016).

Amplitud versus Offset (AVO)

Esta técnica consiste en analizar las variaciones en amplitud de las trazas sísmicas correspondiente a un mismo punto de reflexión (*gathers* de CMP) antes de ser apiladas (sumadas), lo cual puede ser indicativo de la presencia de hidrocarburos con un mínimo de un 10% de gas. Estas variaciones de amplitud son más pronunciadas en la medida que la concentración de gas es mayor. Hay que tomar en cuenta que estas variaciones de amplitud también pueden ser causadas por otros factores, por lo tanto, hay que usar esta técnica con gran cautela. La Figura 28 muestra un ejemplo de dichas variaciones de amplitud.

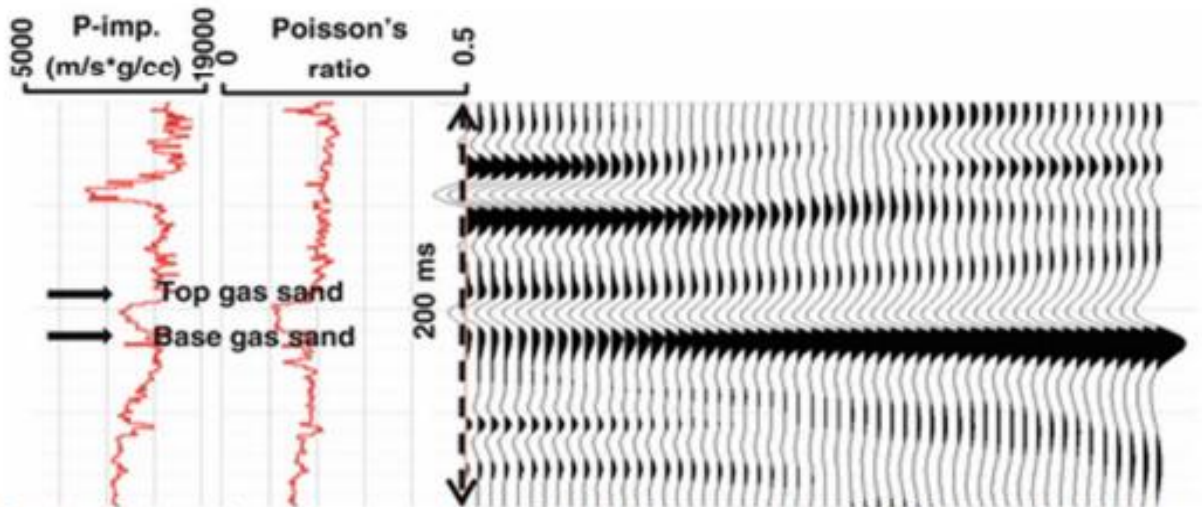


Figura 28. La presencia de gas produce variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica que proviene de un punto de reflexión de una capa, cuando el ángulo de incidencia entre la fuente de energía y el detector cambia. Fuente: Nanda (2016)

Estratigrafía sísmica

Es la ciencia de interpretar o modelar la estratigrafía, las facies sedimentarias y la historia geológica utilizando los datos de reflexión sísmica se ha usado para identificar trampas estratigráficas, caracterizando y prediciendo la presencia de rocas generadoras y de rocas reservorio y determinando la distribución de fluido en el subsuelo. Otro término para Estratigrafía Sísmica es Estratigrafía por Secuencias.

La primera publicación amplia sobre la estratigrafía sísmica fue en la Memoir 26 de la AAPG, editada por Payton (1977).

En esta publicación está una sección con el título "Seismic stratigraphy and the global changes of sea level" con una serie de once artículos preparados por P.R. Vail, R. M. Mitchum y otros colegas de Exxon, en donde ellos describen las discordancias regionales, que resultan de las fluctuaciones del nivel del mar, y la manera en la cual estos cambios pueden ser interpretados de la información sísmica.

En la Figura 29 se muestra un ejemplo, de esta forma de extracción de información geológica de los datos sísmicos.

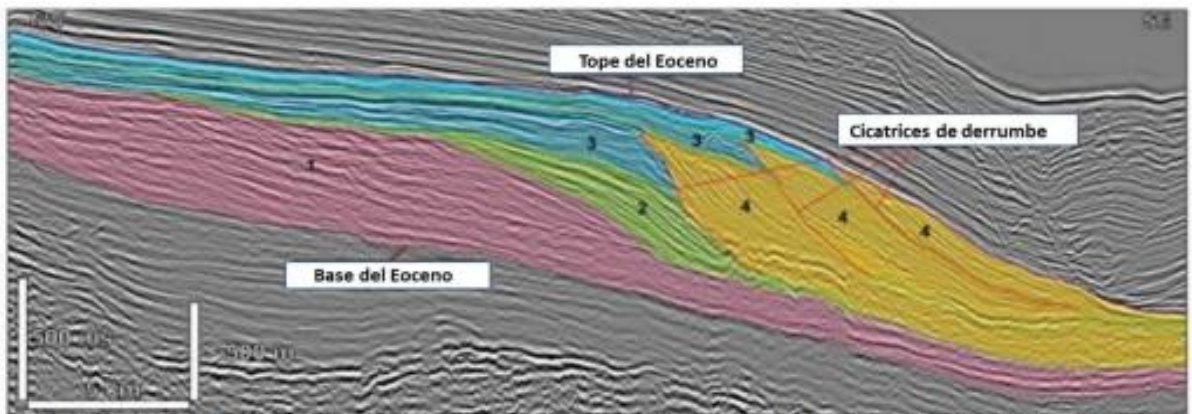


Figura 29. Interpretación de las facies sísmicas de una plataforma "progradando". Cuenca de Santos, Brasil. Se muestran las cicatrices que dejan en los datos sísmicos y que indican zonas de derrumbe asociadas a sedimentos turbidíticos. Fuente: SEG wiki, Seismic Facies Classification.

Sísmica Multicomponente

La sísmica multicomponente puede ser grabada en muchas formas diferentes, pero la más frecuente es la sísmica multicomponente de onda convertida, esto principalmente por

razones económicas, pero la misma puede darnos una cantidad muy importante de información del subsuelo. La misma consiste en utilizar vibradores verticales o dinamita como fuente de energía sísmica, y usar detectores de tres componentes. Uno de los principales productos de la sísmica

multicomponente es la Inversión Sísmica Simultánea. Este proceso produce secciones de impedancia (ρV_p) de ondas P, donde ρ es densidad y V_p es velocidad de la onda P, y secciones de impedancia (ρV_s) de ondas S, donde V_s es la velocidad de las ondas S. De estas secciones de impedancia se puede calcular la relación V_p/V_s , que es un indicador de litología. También se puede calcular Lambda-Rho que es un indicador de fluido y Mu-Rho que es un indicador de rigidez y por lo tanto del tipo de roca. Donde Lambda y Mu son parámetros de Lamé (parámetros elásticos) y Rho es densidad.

A continuación, se presenta un ejemplo muy exitoso, que pone de manifiesto el potencial de la sísmica multicomponente. Este trabajo de Young y Tatham, 2007 en la Cuenca de Columbus, costa afuera de Trinidad logra identificar en la información sísmica, los sectores de arenas saturadas con gas, de arenas saturadas con salmuera, de limos con gas y de lutitas, además de otros resultados muy interesantes. En la Figura 30

se puede observar que al graficar Mu-Rho contra Lambda-Rho, los geofísicos logran separar estas zonas antes mencionadas, por sus valores característicos; se observa que la zona roja corresponde a las arenas con gas. En la Figura 31, se muestra a la izquierda la sección sísmica que fue perforada y donde se identificó que el reflector (A) correspondía a una arena con gas, con volumen comercial, se identificó el reflector (B), que correspondía a un limo compacto con gas, no comercial, y el reflector (C) que correspondía a limo con salmuera. A la derecha se muestra la sección sísmica, pero solo con los datos que corresponden a la zona roja de la Figura 30 y que habían sido interpretados como la zona de arenas con gas comercial, y se comprobó que correspondían a la zona de gas comercial perforada. Se observa también el sitio donde termina la zona de gas y empieza la zona con agua y que está indicada como GWC (gas water contact). Por supuesto haciendo esto para todo el cubo sísmico se tendría una visión tridimensional de la acumulación de gas.

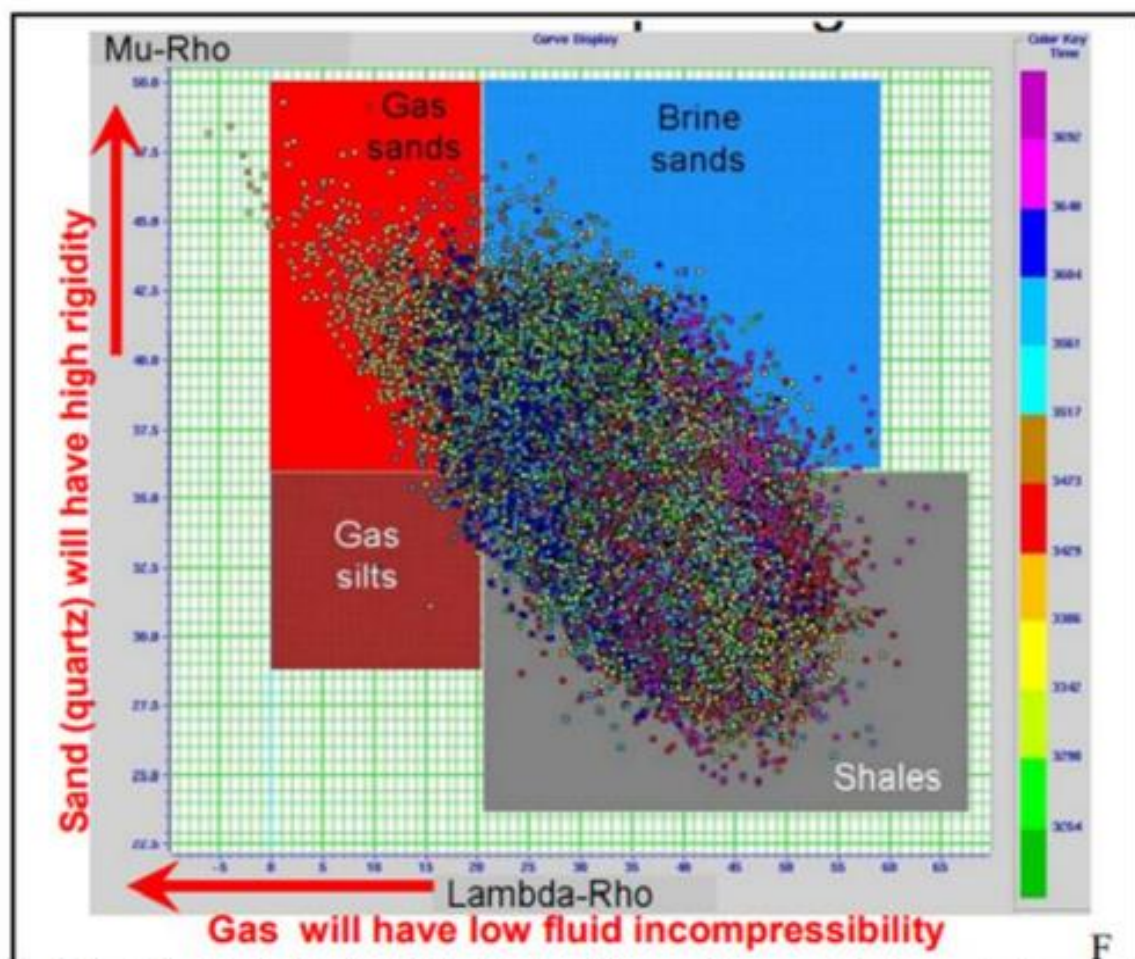


Figura 30. Después de calcular Mu-Rho y Lambda-Rho de los datos sísmicos se puede hacer este gráfico e interpretar las diferentes zonas. Los bajos valores de Lambda-Rho y altos valores de Mu-Rho identifican la zona de arenas con gas (color rojo). Fuente: Young y Tatham (2007).

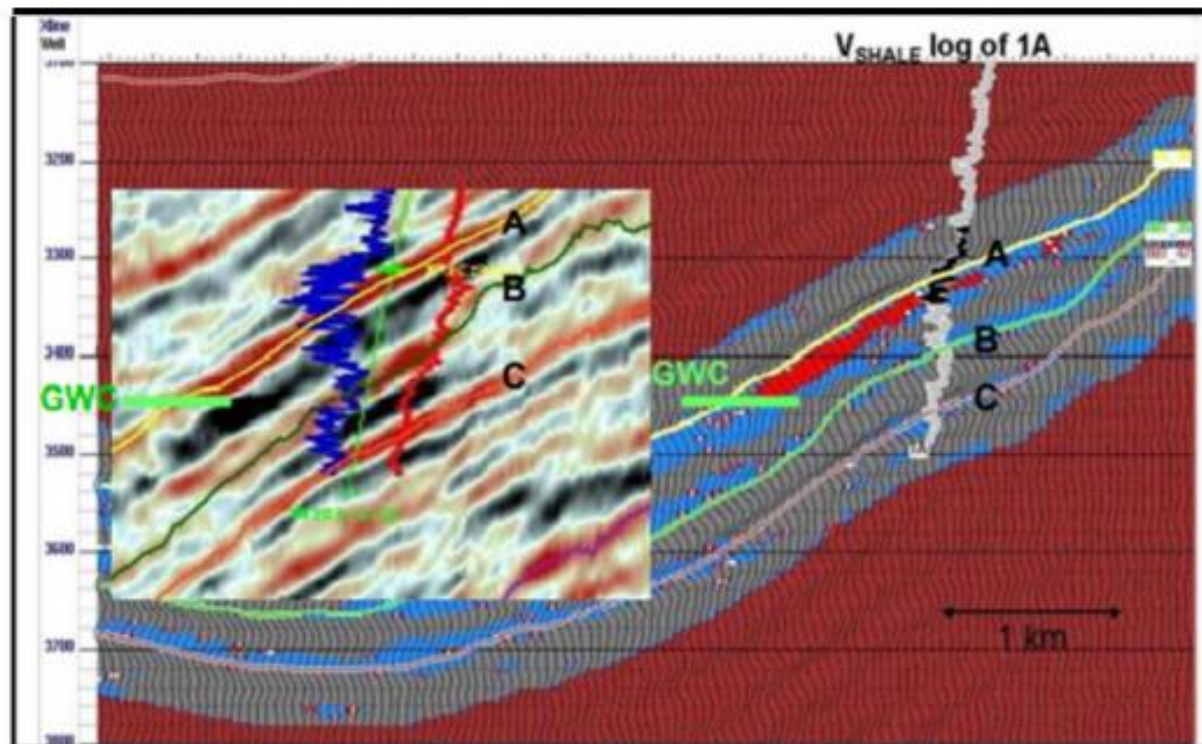


Figura 31. A la izquierda la sección sísmica que fue perforada y en donde se identificó que el reflector (A) correspondía a una arena con gas con volumen comercial, se identificó el reflector (B), que correspondía a un limo compacto con gas, no comercial, y el reflector (C) que correspondía a limo con salmuera. A la derecha la sección sísmica, pero solo con los datos que corresponden a la zona roja de la Figura 30 y que habían sido interpretados como la zona de arenas con gas comercial, y se comprobó que correspondían a la zona de gas comercial perforada. Young, y Tatham (2007).

Sísmica 4D

La sísmica 4D consiste en la realización de sucesivos levantamientos sísmicos 3D sobre un yacimiento, con el objeto de detectar cambios en la respuesta sísmica, asociados a los efectos de la producción, es decir zonas vaciadas y zonas por vaciar. Requiere de un levantamiento sísmico base diseñado con la idea de sísmica 4D. En los levantamientos sísmicos posteriores, se deben minimizar los cambios en equipos, diseño del levantamiento, posicionamiento y procesamiento. En la Figura 32, un ejemplo de Sísmica 4D, y el resultado de dos levantamientos, para ver los efectos de la producción de

hidrocarburos, en ese yacimiento del Mar del Norte. En la imagen de la izquierda se muestra una sección horizontal, a nivel del yacimiento, del primer levantamiento sísmico 3D. La imagen del centro muestra una sección horizontal a nivel del yacimiento, de un levantamiento sísmico 3D posterior. Las zonas de color rojo corresponden a las zonas con hidrocarburo. Como se observa en la imagen del centro una cantidad importante de hidrocarburo ha sido extraído, quedando todavía una fracción significativa para ser extraída. La imagen de la derecha corresponde a la diferencia entre las imágenes de la izquierda y central.

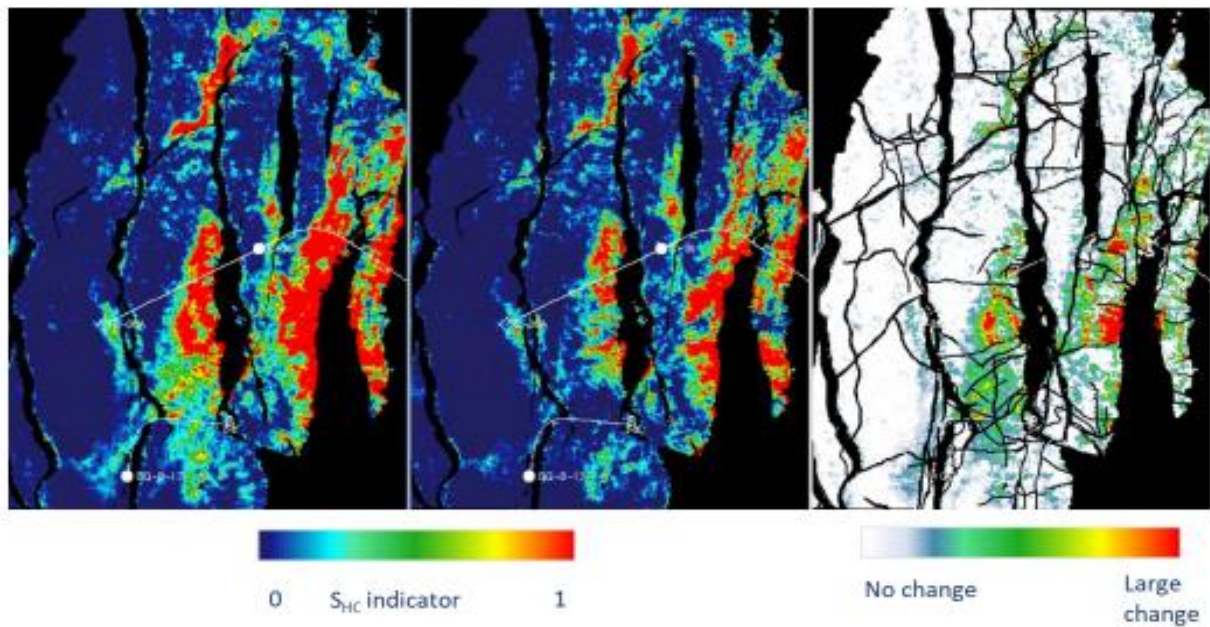


Figura 32. En la imagen de la izquierda se muestra una sección horizontal del primer levantamiento sísmico 3D, a nivel del yacimiento. La imagen del centro muestra una sección horizontal a nivel del yacimiento de un levantamiento sísmico 3D posterior. Las zonas de color rojo corresponden a las zonas con hidrocarburo. La imagen de la derecha corresponde a la diferencia entre las imágenes de la izquierda y central. Fuente: Schlumberger (2011), Part 6.

RESUMEN DE LOS LOGROS DE LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN

A continuación, una lista de los principales logros alcanzados por la sísmica de reflexión:

- Detección de estructuras (fallas, anticlinales y domo salinos)
- Distinguir entre agua, petróleo o gas.
- Distinción entre un yacimiento de gas comercial y no comercial.
- Obtención de imágenes del subsuelo de buena calidad en estratos cargados con gas.
- Distinguir el tipo de rocas (areniscas, lutitas, calizas, etc.).
- Estimar variaciones de porosidad.
- Detectar canales fluviales.
- Detectar zonas con presiones anormales.
- Detectar fracturas y su dirección.
- Obtención de imágenes del subsuelo por debajo de capas superficiales de alta velocidad.
- Conocer los procesos geológicos, estructurales y estratigráficos de la cuenca sedimentaria en exploración. Predicción de la ubicación de rocas generadoras y rocas reservorio.
- Detectar en los yacimientos zonas no vaciadas de zonas vaciadas de hidrocarburos (Sísmica 4D).

LA SÍSMICA Y LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

El aporte de la sísmica desde el inicio de la exploración por hidrocarburos hasta llegar a la simulación de yacimientos es muy importante. En los inicios de la exploración, la sísmica de reflexión sirve para detectar la ubicación más conveniente a perforar. Los estudios petrofísicos y geológicos, y las pruebas de producción, permiten posteriormente, establecer un programa de perforación, que logre delimitar el yacimiento. Además, la sísmica de hoy en día, con sus estudios especiales, puede aportar información acerca de los tipos de fluidos, compartimientos del yacimiento, tipo de litología, porosidad, etc. que ayudan a tener un conocimiento mucho más completo del yacimiento. Información ésta, que complementa en la dirección lateral, a la información muy precisa, pero puntual de los pozos. Por lo tanto, la sísmica contribuye a establecer junto a las pruebas de producción a dar un valor estimado del yacimiento, esto por lo tanto determina lo que puede ser invertido en él. Todo esto hace posible generar el modelo estático del yacimiento que, junto con la información de ingeniería, como son el historial de presiones y la producción, permiten hacer la simulación del yacimiento, y predecir la producción futura, bajo una serie de escenarios potenciales, tales como la perforación de nuevos pozos, la inyección de diversos fluidos o diversos tratamientos de estimulación.

REFLEXIONES SOBRE EL FUTURO CERCANO DE LA SÍSMICA DE REFLEXIÓN

El continuo desarrollo de computadoras más rápidas hace posible utilizar técnicas de procesamiento sísmico que antes no se podían. De hecho, muchas técnicas fueron desarrolladas teóricamente, pero no se había implementado su aplicación, por problemas de la velocidad de cálculo de las computadoras. Un ejemplo de esto es Full Wave Inversión (FWI), esta técnica tiene por objetivo ir de los datos sísmicos de campo, a generar un campo de velocidades sísmicas muy preciso del subsuelo, utilizando un modelo inicial y un proceso iterativo, en el que se utiliza la ecuación de onda para ir aproximando el modelo inicial al modelo final, y que finalmente sea capaz de generar un registro sísmico idéntico al de campo. Hoy en día ya se ofrece esta técnica de manera comercial, pero estamos seguros de que en el futuro cercano, con las posibilidades de computadoras mucho más rápidas, esta técnica se establecerá como una forma frecuente de procesamiento para generar el campo de velocidades en el subsuelo. El procesamiento de datos tal como hoy existe se seguirá haciendo ya que se requiere para otros fines como la interpretación estructural y estratigráfica.

Otro proceso que podría ser mucho más accesible, con las computadoras más rápidas del futuro, es la migración en profundidad. Este proceso existe desde hace tiempo, pero su aplicación no es muy frecuente por la necesidad de mayor velocidad de procesamiento y también de un mejor campo de velocidades que la FWI es capaz de lograr.

Otro uso que ya se está empezando a hacer de la sísmica de reflexión, es la aplicación de la sísmica 3D para disminuir el riesgo económico en los proyectos geotérmicos. Esto va en línea con las necesidades actuales de reducir la contaminación del aire y que va orientada a la generación de energía (Drouiller 2019).

Por otra parte, los softwares de inteligencia artificial que existen hoy en día, gracias a la capacidad de cálculo en las computadoras actuales, hacen posible que la técnica Machine Learning (ML), que se basa en sistemas que aprenden automáticamente, se estén desarrollando. Estos algoritmos revisan grandes volúmenes de datos y puede sacar conclusiones y predicciones, que serían muy difícil para un ser humano, además, estos sistemas se mejoran de forma autónoma con el tiempo y tiene además la capacidad de detectar patrones, cosa que, en las diferentes fases del método sísmico de reflexión, son importantes y muy especialmente en la interpretación de los datos.

Por supuesto el desarrollo de nuevos equipos, como el *Distributed Acoustic Sensing* (DAS), que se basa en la instalación de cables de fibras ópticas en los pozos, recientemente

perfeccionado, hace posible la grabación de datos sísmicos en pozos (VSP) y otras mediciones sísmicas en pozos, de una manera mucho más rápida y económica (Schlumberger, hDVS *Distributed Acoustic Sensing System*). Estos desarrollos seguirán apareciendo y por supuesto nos seguirán sorprendiendo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alsadi H. N. 2017. *Seismic Hydrocarbon Exploration 2D and 3D*. Ed Springer, 320.
- Bjorlykke K. 2010. *Petroleum Geoscience from Sedimentary Environments to Rock Physics*, Ed Springer, 499.
- Cáceres P. 2012. Sísmica Marina. *Gerencia de Exploración*, PerúPetro.
- Cooper, N.M. 1997. The value of 3D Seismic in Today's Exploration Environment in Canada and Around the World. *Mustagh Resources Ltd., Calgary, Canada*.
- Di Giulio M. 2017. ¿Cómo se busca el petróleo y el gas? Adquisición Sísmica en Tierra y en el Mar. *Ciclo de Conferencias*. (CEPSA/AGGEP).
- Dragoset, B. 1975. A historical reflection on reflections. *The Leading Edge*, 24 Supplement: S46-S71.
- Drouiller Y., F. Hanot, E.Gillot, J-C. Ferran, L. Michel. 2019. 3D Seismic, a KEY Tool for design & derisking of dual geothermal boreholes in stratified aquifers and in fractured aquifers along regional faults. European Geothermal Congress. Den Haag, The Netherlands.
- ION GX Technology y GL Geolab S.R.L. 2010. EIA-Proyecto levantamiento sísmico 2D – 3D Regional de la Franja Costera del Perú Tumbes-Tacna, Resumen Ejecutivo, 1-94.
- Francis A. 2013. Geophysics: A simple Guide to Seismic Inversión. *Geospro*, 10: 2.
- Hardage, B. A., M. V. DeAngelo, P. E. Murray, D. Sava. 2011. *Multicomponent Seismic Technology*, Geophysical Reference Series 18, Society of Exploration Geophysicists, 307pp.
- Karcher J. C. 1987. The reflection seismograph: Its invention and use in the Discovery of oil and gas field. *The Leading Edge*, 6 11.
- Mera R. 1991. Principios Básicos de la Sísmica 3D terrestre sus logros y Aplicaciones. *Halliburton Geophysical Services Inc*.
- Nanda, N. C. 2016. *Seismic Data Interpretation and Evaluation for Hydrocarbon Exploration and Production*. Ed Springer, pp 217.
- Payton C. E. 1977. *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration*. AAPG Memoir 26.
- Schlumberger, 2011. Introduction to Exploration Geophysics, Part 1, Introduction, *Network of Excellence in Training (NEXT)*.
- Schlumberger, 2011. Introduction to Exploration Geophysics, Part 6, Interpretation. *Network of Excellence in Training (NEXT)*.
- Schlumberger, 2011. Introduction to Exploration Geophysics. Part 8, A History of Innovation. *Network of Excellence in Training (NEXT)*.
- Smith G. 2015. Interpretation, Seismic Stratigraphy. *Petrowiki*.
- Vail P., R. M. Mitchum. 1977. *Seismic Stratigraphy and Global Changes of the Sea Level*. AAPG Memoir 26.
- Vera Sánchez, J., A. Sandoval Silva, S. Navarro Salcedo. 2016. Curso de Interpretación Sísmica 2D, 3D y Atributos (AVO/AVA). *Tecnología de Monterrey*.
- Young K. T and R. H. Tatham. 2007 Lambda-mu-rho inversion and lithology discriminator in the Columbus Basin, Offshore Trinidad, Dept. of Geological Sciences, Jackson School of Geosciences, University of Texas-Austin. SEG Technical Program Expanded, Abstract, Annual Meeting. San Antonio.