



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE APLICACIÓN
DE LA SÍSMICA 4D EN
CAMPOS MADUROS DE
MÉXICO**

TESINA

Que para obtener el título de
**Especialista en Exploración Petrolera y
Caracterización de Yacimientos**

P R E S E N T A

Jaime Gael Cortes Santiago

DIRECTOR DE TESINA

M. en C. Fernando Gómez Santiago



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., octubre del 2023



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.

Índice

Resumen	6
Abstract	7
Introducción	8
Planteamiento del problema	9
Justificación	10
Objetivos.....	11
Capítulo 1: Fundamentos de teoría sísmica	12
1.1. ¿Qué es la sísmica?.....	12
1.1.1. Sísmica de reflexión.....	12
1.1.2. Levantamiento sísmico de reflexión marino	14
1.2. Dimensiones de un levantamiento sísmico	15
1.2.1. Sísmica 1D	15
1.2.2. Sísmica 2D	17
1.2.3. Sísmica 3D	18
Capítulo 2: Sísmica 4D (origen, definición & características)	20
2.1. Historia.....	20
2.1.1. 1960-1980.....	20
2.1.2. 1990-2000.....	21
2.1.3. Actualidad & desafíos para la industria	23
2.2. Definición y características	24
2.2.1. Adquisición.....	26
2.2.2. Procesamiento	34
2.2.3. Interpretación.....	35
Capítulo 3: Ejemplos de aplicación de la Sísmica 4D.....	37
3.1. Campo Gulfaks (Noruega).....	37
3.2. Campo Duri (Indonesia)	38
3.3. Campo Northern Alberta (Canadá)	40
3.4. Campo Fulmar (Reino Unido).....	40
3.5. Campo Holt (Estados Unidos)	41
Capítulo 4: Propuesta de aplicación de la sísmica 4D en campos maduros de México	43
4.1. Historia, ubicación y situación actual de Ku-Maloob-Zaap.....	43
4.2. Sistema petrolero de Ku-Maloob-Zaap	46

4.2.1. Roca generadora	46
4.2.2. Roca almacén.....	46
4.2.3. Roca sello	47
4.2.4. Trampa	47
4.2.5. Sincronía y migración.....	48
4.3. Producción de Ku-Maloob-Zaap	48
4.4. Posible implementación de la sísmica 4D en Ku-Maloob-Zaap.....	51
4.4.1. Propuesta de adquisición.....	51
4.4.2. Propuesta de procesamiento	53
4.4.3. Propuesta de interpretación	54
Conclusiones	58
Bibliografía.....	59

Índice de Figuras

Figura 1.- Ejemplo de un estudio de reflexión sísmica en mar. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011).....	13
Figura 2.- Ejemplo de un Registro sísmico poco profundo. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011).....	13
Figura 3.- Diagrama de adquisición sísmica marina. (Schlumberger Energy Glossary, 2023)	14
Figura 4.- Adquisición de un checkshot (Medina, 2015)	15
Figura 5.- Representación de un VSP en un pozo vertical donde se muestra la trayectoria de los arribos ascendentes, descendentes, primarios y múltiples. (Blackburn, Daniels, Dingwall, & Hampden-Smith, 2007).....	16
Figura 6.- Vista en planta de diferentes secciones sísmicas 2D, donde se aprecia que están distribuidas de manera distintiva en inline y crossline a lo largo de la zona de interés, ya que en su conjunto muestran los rasgos geológicos más importantes de dicha zona.	17
Figura 7.- El volumen refleja los datos obtenidos de un levantamiento sísmico tridimensional, al tomar secciones verticales a través de este volumen de datos, es posible generar secciones sísmicas en cualquier dirección azimutal; tomando secciones horizontales (segmentos de tiempo, time slice), la distribución por áreas de eventos de reflexión puede ser estudiadas en cualquiera de los dos caminos de reflexión temporal. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011).....	19
Figura 8.- Propagación de la sísmica 4D a lo largo del mundo. (Tang, Ross, & Walker, 2007)	23
Figura 9.- Resultados de un estudio sísmico de lapso de tiempo. (A) Levantamiento base en 1985, (B) levantamiento repetido en 1996 y (C) diferencia entre los levantamientos de 1985 y 1996. (Dondurur, 2018)	25

Figura 10.- Ilustración esquemática de (A) cable del fondo del océano (OBC) y (B) nodo del fondo del océano (OBN) para la adquisición de datos 4C, en los levantamientos OBC, es necesario un buque registrador adicional o una boya registradora, los nodos pueden tener una distribución regular o irregular alrededor de un pozo de producción, y las líneas de disparo pueden ser lineales o circulares. (Dondurur, 2018).....	27
Figura 11.- Fotos de diferentes sensores de cable del fondo del océano. (A) SeaRay (Sercel), (B) módulo de sensor 4C de GeoRes (OYO), (C) sensores OBC de aguas poco profundas y (D) de aguas profundas de GeoRes (OYO). (Dondurur, 2018)	29
Figura 12.- Comparación de (A) cable sísmico convencional y (B) secciones sísmicas con datos OBC de ondas P, es una comparación cruzada con deformación interpretada del streamer 3D y datos de OBC en el campo Valhall para evaluación 4D. (Dondurur, 2018)	30
Figura 13.- A) Geomar, (B) Sercel, y (C) USGS sismómetros de fondo oceánico. (Dondurur, 2018)	31
Figura 14.- Un ejemplo de datos OBS de componente vertical (A) y (B) horizontal del Mar de China Meridional, también se indican diferentes arribos de estructuras en la corteza terrestre. (Dondurur, 2018).....	32
Figura 15.- Diferentes dispositivos de nodo del fondo oceánico, (A) CASE Abyss (Seabed Geosolutions), (B) OBX (OYO GeoSpace) y (C) Z700 (Fairfield Nodal). (Dondurur, 2018)	33
Figura 16.- Mapas de amplitud de la Formación Tarbert de diferentes años, las altas amplitudes que representan presencia de hidrocarburos muestran un oscurecimiento en dirección sureste. (Bassey Umoren & Jimmy George, 2018)	38
Figura 17.- Sección vertical de seis levantamientos sísmicos repetidos, se nota que se forma una forma sinclinal debido al gas en el yacimiento. (Jenkins, Waite, & Bee, 1997)	39
Figura 18.- Pantalla de corte de los seis estudios sísmicos que muestra los time slice con el aumento del efecto de vapor después de 0, 2, 5, 9, 13 y 19 meses de inyección de vapor. (Brown, 2004)	39
Figura 19.- Time Slice de diferencia de velocidad invertida a una profundidad de 200 m entre dos levantamientos registrados con varios meses de diferencia, los colores indican arenas afectadas por el calor del vapor inyectado y los puntos verdes son las posiciones de los pozos de inyección y producción. (Brown, 2004)	40
Figura 20.- Time slice de las amplitudes sísmicas de la cima del campo Fulmar, del levantamiento de 1977 (antes de la producción) y del levantamiento de 1992 (después de 10 años de producción), la diferencia en amplitudes indica efecto de producción. (Brown, 2004)	41
Figura 21.- Time slice de la diferencia de amplitudes en la cima del yacimiento Holt, las anomalías positivas cerca de los puntos brillantes son claramente visibles. (Brown, 2004)	42
Figura 22.- Ubicación del Activo Integral de Producción Ku-Maloob-Zaap. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)	45
Figura 23.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de petróleo en México. (CNIH, Producción, 2023).....	49
Figura 24.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de gas en México. (CNIH, Producción, 2023).....	49

Figura 25.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de petróleo en Ku-Maloob-Zaap.	50
Figura 26.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de gas en Ku-Maloob-Zaap.	50
Figura 27.- Mapa de los campos Ku-Maloob-Zaap donde se muestra el área de cobertura propuesta de la adquisición 4D con OBC y OBN. Modificado de (Chávez & Cortes, 2022)	53
Figura 28.- Secciones sísmicas representativas de los campos Maloob y Zaap que muestran los diferentes eventos que se resaltan aplicando los algoritmos de migración Kirchhoff y RTM. (Gutiérrez Vázquez, Castellanos Calvo, & Villaseñor Rojas, 2019).....	54
Figura 29.- Se muestra en el inciso a) el atributo amplitud RMS aplicado a una sección sísmica (Cortes, 2018), el inciso b) muestra el atributo ant-tracking aplicado a una sección sísmica (Osornio Solís, 2020) y el inciso c) muestra el atributo frecuencia instantánea aplicado a una sección sísmica (FI, 2015)	56
Figura 30.- Sección sísmica regional de los campos Ku, Maloob y Zaap. Modificado de (García Olvera, 2004)	57

Índice de Tablas

Tabla 1.-Características principales de los campos que conforman el complejo Ku-Maloob-Zaap.	45
---	----

Resumen

La sísmica 4D es una técnica geofísica implementada aproximadamente hace 60 años en la industria petrolera, la cual en décadas recientes ha incrementado su importancia debido a que en la actualidad los descubrimientos de nuevos yacimientos se realizan con mayor lentitud en todo el mundo, aunado a la caída de producción de campos petroleros maduros, que en su momento dieron un alto volumen de hidrocarburos, los cuales sirvieron para mantener satisfecha la alta demanda energética mundial.

Esta técnica sirve para poder monitorear los yacimientos petroleros en producción por medio de adquisiciones sísmicas con un periodo de tiempo determinado, que puede ir de meses a años, esto con el fin de hacer un análisis e interpretación de las señales sísmicas que puedan dar un indicio de un declive en su producción acumulada.

Este trabajo de investigación pretende dar a conocer en lo general y lo particular lo que es la sísmica 4D con diferentes ejemplos de su aplicación a lo largo del mundo, tomando en cuenta que en nuestro país (México) se tiene poco conocimiento de esta técnica, además, de que se ha presentado en los últimos años un declive en la producción de petróleo y gas a nivel nacional, es por eso que se pretende dar una pauta teórica con miras a que en un futuro pueda ser implementada en la nación.

La forma en que se llevó a cabo esta investigación parte del método deductivo, abarcando cuestiones teóricas generales cómo la definición de la sísmica, las dimensiones de un levantamiento sísmico, para así poder entrar más a detalle en lo que es la sísmica 4D, describiendo su historia desde los años 60's hasta la actualidad, su definición y alcances, además de dar un panorama específico sobre la adquisición, los diferentes equipos utilizados, sus alcances, el procesamiento y las diferentes señales que se presentan en los datos, y la interpretación, donde se logran identificar anomalías que son útiles para el monitoreo de los yacimientos.

Posteriormente se muestran ejemplos de aplicación de la sísmica 4D a lo largo del mundo, describiendo la situación que hizo que se aplicara dicha técnica, para finalmente mostrar la propuesta de la aplicación de este método a campos maduros mexicanos en producción, teniendo en cuenta que se muestra la información disponible de manera pública de dichos campos mexicanos para que ayuden al mejor entendimiento posible de esta investigación.

Abstract

4D seismic is a geophysical technique implemented approximately 60 years ago in the oil industry, which in recent decades has increased its importance due to the fact that at present the discoveries of new reservoirs are made more slowly throughout the world, coupled with the drop in production of mature oil fields, which at the time produced a high volume of hydrocarbons, which served to keep the high global energy demand satisfied.

This technique is used to monitor oil fields in production through seismic acquisitions with a determined period of time, which can range from months to years, this in order to make an analysis and interpretation of seismic signals that can give an indication of a decline in its cumulative production.

This research work aims to make known in general and in particular what 4D seismic is with different examples of its application throughout the world, taking into account that in our country (Mexico) there is little knowledge of this technique, In addition, there has been a decline in oil and gas production at the national level in recent years, which is why it is intended to give a theoretical guideline so that in the future it can be implemented in the nation.

The way in which this research was carried out is based on the deductive method, covering general theoretical issues such as the definition of seismic, the dimensions of a seismic survey, in order to go into more detail about what 4D seismic is, describing its history from the 60's to the present, its definition and scope, in addition to giving a specific overview of acquisition, the different equipment used, its scope, processing and the different signals that are presented in the data, and the interpretation, where it is possible to identify anomalies that are useful for monitoring the reservoirs.

Subsequently, examples of the application of 4D seismic throughout the world are shown, describing the situation that led to the application of this technique, to finally show the proposal for the application of this method to mature Mexican oil fields in production, taking into account that it shows the publicly available information of said Mexican fields to help a better understanding of this research.

Introducción

Los métodos sísmicos de reflexión son métodos geofísicos para la exploración y producción de hidrocarburos, que consisten en generar ondas sísmicas usando una fuente de energía artificial y detectando los arribos de las ondas producidas en los geófonos en superficie, una vez reflejadas las ondas en las distintas formaciones geológicas del subsuelo, se puede obtener una imagen aproximada del subsuelo a partir de las ondas reflejadas y las velocidades de propagación, este método se puede realizar para obtener secciones sísmicas en 2D o volúmenes sísmicos 3D. (Telford, Geldart, & Sheriff, 1981)

Actualmente, la sísmica 3D es ampliamente utilizada para definir, identificar, mapear y evaluar los aspectos estructurales y estratigráficos de un prospecto, en donde por medio de la interpretación de horizontes, análisis de amplitudes y la aplicación de atributos sísmicos, se pueden ubicar yacimientos e incluso saber qué tipo de fluido hay dentro de estos, y en conjunto con datos geológicos y de pozos, se puede corroborar que lo descubierto en la sísmica 3D es de interés económico. (Brown, 2004)

En décadas recientes, esta técnica se ha utilizado con lapsos de tiempo con el objetivo de detectar las variaciones en la presión y en la saturación para una mejor ubicación de los pozos, prolongar la vida productiva del campo y examinar las propiedades dinámicas de los yacimientos, esto es lo que se conoce como sísmica 4D. (Brown, 2004)

Con la sísmica 4D se pueden definir las características del flujo de fluidos en el yacimiento, esto funciona como si se tomaran imágenes instantáneas en momentos diferentes durante la producción del yacimiento y así se sabe dónde se producen los cambios en el mismo, un ejemplo de la aplicación de la sísmica 4D, es el Mar del Norte específicamente en el Campo Gullfaks, elaborando mapas cuantitativos de saturación a partir de esta herramienta, cuya formación está constituida por areniscas de porosidad entre 30 y 35% y alta permeabilidad, en el que la distribución de fluidos es bastante compleja; razón por la cual se realizó este estudio sísmico. (Bassey Umoren & Jimmy George, 2018)

Se construyó un modelo terrestre 4D para entender el movimiento de los fluidos, en él se apreciaba la porosidad, volumen de arcilla, presión de poro y saturación de petróleo. Así se identificaron reservas de hidrocarburos no explotadas, y se perforaron exitosamente cinco pozos productores, en conclusión, la sísmica 4D es muy importante ya que se pueden encontrar acumulaciones de hidrocarburos desapercibidas por otros métodos y explotar reservas remanentes eficientemente, a medida que pasa el tiempo, las exigencias serán mucho mayores tanto para encontrar nuevas zonas prospectivas como para explotarlas. (Bassey Umoren & Jimmy George, 2018)

Planteamiento del problema

El actual consumo de hidrocarburos ha tenido un gran impacto en el mundo, ya que es un pilar fundamental para mover a la sociedad y a todas las actividades productivas que contribuyen a la economía global, esto ha conllevado a un desarrollo exponencial en la exploración y producción de petróleo, desde que se perforó el primer pozo hace casi 160 años, produciendo un poco más de 30 barriles al día, hasta la actualidad, en donde a nivel global se produce un aproximado de 90 millones de barriles por día.

Hoy en día existen miles de empresas petroleras que se dedican a la exploración y producción de hidrocarburos en todo el mundo, habiendo muchas de ellas que han estado en operación por muchos años, lo que significa que han producido grandes volúmenes de petróleo y gas que provienen de diferentes campos, y tomando en cuenta, que es un recurso natural no renovable que se vende o compra en grandes volúmenes a diferentes tipos de consumidores para diferentes fines, es cada vez más difícil tener descubrimientos de campos nuevos para extraer petróleo y gas en cantidades abundantes, con el fin de satisfacer la oferta y demanda mundial energética, ya que la mayoría de todos los grandes descubrimientos a lo largo del mundo se encuentran en una etapa de producción madura o están entrando en esta etapa, dando como resultado que, conforme pase el tiempo, ya se estará produciendo una menor cantidad de hidrocarburos.

Es aquí donde surge la necesidad de implementar diferentes mecanismos de recuperación secundaria y mejorada que ayuden a estabilizar o aumentar la capacidad de producción de petróleo y gas en los pozos, pero aun así con estas técnicas existe un riesgo latente en el que podrían surgir diferentes problemas en la producción, por ejemplo, que se invada de agua un pozo productor o que la inyección de un químico como el nitrógeno llegue a alterar las propiedades de los hidrocarburos, teniendo como resultado que se afecte la producción, representando pérdidas millonarias para una empresa petrolera.

La alternativa que se puede utilizar para extraer el máximo volumen de hidrocarburos en un yacimiento y lograr mitigar los riesgos de implementar un método de recuperación secundaria o mejorada, es utilizar un método que tiene por nombre "sísmica 4D", en donde básicamente se monitorea el comportamiento y el nivel del contacto agua-aceite de un yacimiento, por medio de una adquisición y procesamiento sísmico en intervalos de tiempo de un año aproximadamente, utilizando una serie de receptores que se colocan en el piso marino y se dejan de forma permanente.

Teniendo este pequeño antecedente, es preciso mencionar que la sísmica 4D es relativamente nueva y se emplea comúnmente en los campos petroleros del Mar del Norte, sin embargo, es posible proponer e implementar este método en México, en donde se tiene un problema de producción de hidrocarburos a nivel nacional, ya que año con año va a la baja la producción diaria de petróleo y hay pocos descubrimientos de nuevos campos que puedan contrarrestar esta caída de la producción, es aquí donde este método puede ser aplicado en muchos campos maduros que se localizan en el Golfo de México, para así lograr explotar y producir un mayor volumen de hidrocarburos.

Justificación

La descripción a fondo del método sísmico 4D, junto con la propuesta de implementación en campos petroleros del Golfo de México mostrado en este trabajo de investigación, permitirá a los ingenieros petroleros, geofísicos y geólogos, lograr monitorear el contacto agua-aceite por medio de la sísmica, y complementando con conocimientos estáticos y dinámicos de un yacimiento, se puede lograr un mayor volumen de extracción de hidrocarburos en campos maduros, logrando así incorporar más reservas de hidrocarburos a las que se tienen actualmente.

Objetivos

General:

Describir qué es la prospección sísmica y cómo se aplica en la industria petrolera, cuáles son las diferentes dimensiones de un levantamiento sísmico (1D, 2D y 3D), qué es la sísmica 4D y describir cada etapa de la sísmica 4D (adquisición, procesamiento e interpretación).

Específicos:

1. De qué manera se monitorea el yacimiento con la sísmica 4D.
2. Qué son y cómo identificar las anomalías y las diferencias de amplitudes que reflejan el yacimiento a través de algunos casos a lo largo del mundo donde se ha aplicado la sísmica 4D.
3. Qué monitorea en específico la sísmica 4D y los controles de calidad que se aplican en este método.
4. Proponer cómo se implementaría la sísmica 4D en campos maduros mexicanos.

Capítulo 1: Fundamentos de teoría sísmica

1.1. ¿Qué es la sísmica?

La sísmica de exploración es una variante de la sismología, los métodos sísmicos de exploración implican básicamente el mismo tipo de medidas que la sismología hace sobre un terremoto, sin embargo, las fuentes de energía son generadas y controladas, además las distancias entre la fuente y los receptores son relativamente pequeñas; el predominio del método sísmico de reflexión sobre otros métodos geofísicos se debe a varios factores, entre los que se destacan la alta exactitud y la alta resolución del método. (Telford, Geldart, & Sheriff, 1981)

La técnica básica de la exploración sísmica consiste en generar ondas sísmicas y medir el tiempo necesario para que las ondas viajen de las fuentes a una serie de receptores (geófonos), generalmente colocados a lo largo de una línea recta dirigida hacia la fuente, a partir del conocimiento de los tiempos de viaje y de las formas de onda de los diversos geófonos, así mismo de la velocidad se intenta reconstruir los caminos de las ondas sísmicas, así como imágenes del subsuelo. (Telford, Geldart, & Sheriff, 1981)

Los datos sísmicos generalmente se registran en forma digital de manera que el procesamiento por computadora puede usarse para mejorar la señal con respecto al ruido, extraer la información significativa y mostrar los datos de tal forma que se pueda realizar fácilmente una interpretación geológica, el objetivo de la exploración sísmica es deducir información sobre las rocas, desde los tiempos de arribo observados y de las variaciones de amplitud y frecuencia. (Telford, Geldart, & Sheriff, 1981)

El uso de los métodos sísmicos de reflexión se aplica principalmente en la exploración y producción de petróleo, casi todas las grandes compañías petroleras confían en la interpretación sísmica para seleccionar los sitios para perforar pozos exploratorios y de producción de petróleo, la ubicación para pozos exploratorios rara vez se hacen sin información sísmica. (Telford, Geldart, & Sheriff, 1981)

1.1.1. Sísmica de reflexión

Es un método geofísico de exploración que utiliza los principios de la sismología para estimar las propiedades físicas del subsuelo al reflejar las ondas sísmicas, el método requiere una fuente sísmica de energía, como dinamita, pistolas de aire o un vibroseis que genera energía vibratoria la cual se transmite a través del medio elástico en el subsuelo (**Figura 1**). (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

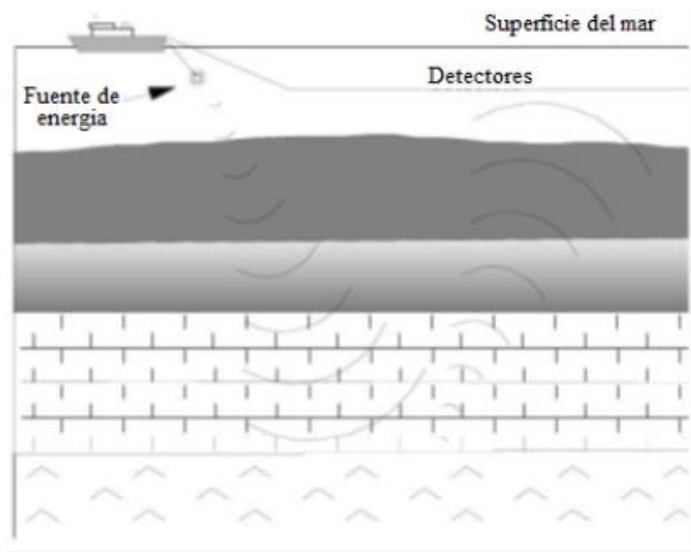


Figura 1.- Ejemplo de un estudio de reflexión sísmica en mar. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

Después de un cierto intervalo, esta energía es reflejada por cualquier discontinuidad física o por estratos subyacentes, provocando el movimiento de un transductor electro-mecánico, en el detector, la señal de este detector es amplificada, registrándose en un equipo especializado, observando el tiempo que toma una reflexión para arribar a un receptor, es posible estimar la profundidad de la característica que ha generado la reflexión (**Figura 2**). (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

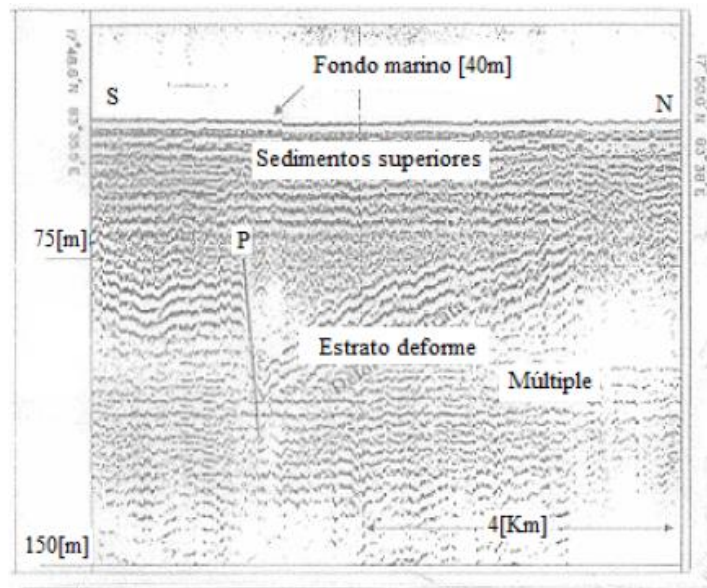


Figura 2.- Ejemplo de un Registro sísmico poco profundo. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

Las ondas sísmicas son una forma elástica de onda que viaja a través del subsuelo, cualquier medio que permita la propagación de ondas indica la presencia de una impedancia sísmica, representada por la ecuación:

$$Z = V\rho \quad (\text{Ecuación 1.1})$$

Dónde:

Z = Impedancia acústica

V = Velocidad de Onda

ρ = Densidad de las capas (densidad de las rocas)

Cuando una onda sísmica se encuentra con interfaces de distintas impedancias, parte de la energía de la onda se reflejará en el límite, mientras que algunas de ellas se transmiten a través del mismo. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

1.1.2. Levantamiento sísmico de reflexión marino

Un estudio marino se realiza con una fuente sísmica y las ondas generadas se graban en sismógrafos, los cuales obtienen la señal de los hidrófonos que transforman la diferencia de presión en el agua en una señal eléctrica, la señal enviada por los hidrófonos es analógica y es grabada en cintas magnéticas, papel o película fotográfica; este registro será digitalizado posteriormente. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

La sísmica marina convencional se realiza en embarcaciones con la capacidad de remolque de uno o más cables sísmicos que tienen por nombre streamers, para la adquisición sísmica 3D se utilizan múltiples streamers conducidos en paralelo, sumergidos a cierta línea de flotación. En promedio un buque de exploración remolca 10 streamers, de más de 6 Km de largo, con una separación entre ellos de 50 a 150 m aproximadamente y profundidades de 7 a 10 metros (**Figura 3**). (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

Los hidrófonos se despliegan a intervalos regulares dentro de cada streamer, estos hidrófonos se utilizan para registrar las señales que son reflejadas desde las estructuras dentro de las formaciones del subsuelo, tanto el buque cómo los hidrófonos se encuentran siempre localizados por medio de un sistema de posicionamiento global, (GPS o DGPS). (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

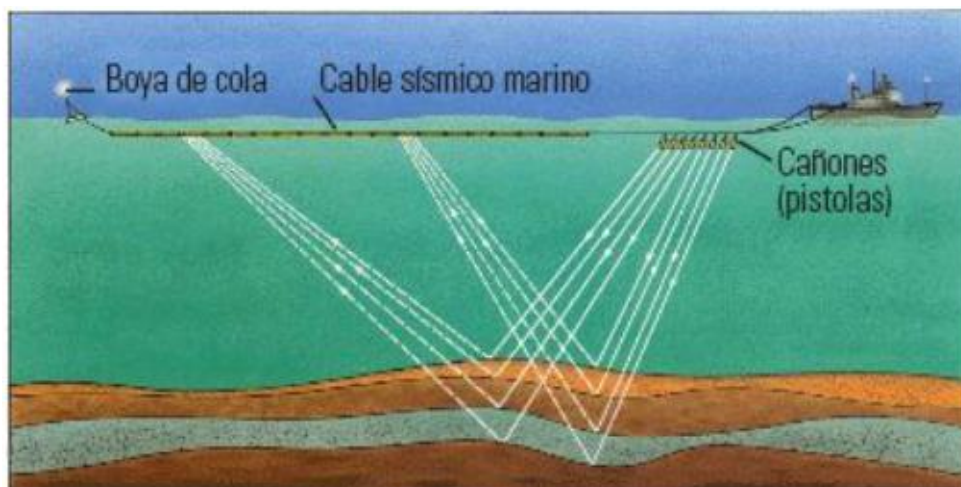


Figura 3.- Diagrama de adquisición sísmica marina. (Schlumberger Energy Glossary, 2023)

1.2. Dimensiones de un levantamiento sísmico

1.2.1. Sísmica 1D

En un levantamiento sísmico terrestre unidimensional o 1D, los geófonos se colocan a varias profundidades en un pozo para registrar las respuestas a los disparos realizados en la superficie, se utiliza para la determinación de las velocidades sísmicas de los estratos perforados por el pozo, para permitir una conversión más precisa de tiempo a profundidad de los datos sísmicos 2D, 3D y 4D cercanos, un claro ejemplo de este tipo de sísmica son los checkshots y los VSP's (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

1.2.1.1. Checkshot

Una manera de saber la relación tiempo-profundidad es por medio del “checkshot”, el cual es una técnica que apareció antes de que se consolidara lo que es el VSP y ha sido utilizada para determinar variaciones de velocidades con el fin de identificar horizontes geológicos. (Zarate, 2008)

Los checkshots se llevan a cabo empleando una fuente de ondas compresionales (cañón de aire o camión vibrador) colocada en la superficie y geófonos ubicados en varias profundidades en el pozo, la señal grabada contiene el tiempo de tránsito entre la generación de la onda en la superficie y su llegada a los detectores; a partir de esto se construye la curva T-Z (tiempo-profundidad) de cada pozo permitiendo saber los valores de profundidad y tiempo fundamentales al momento de generar modelos de velocidades y migración tiempo-profundidad (**Figura 4**). (Medina, 2015)

Las ventajas del checkshot son:

- Los registros eléctricos y la sísmica se pueden relacionar en T-Z.
- Calibración de registros acústicos.
- Generación de sismogramas sintéticos.
- Generación de la tabla T-Z (tiempo-profundidad).

(Medina, 2015)

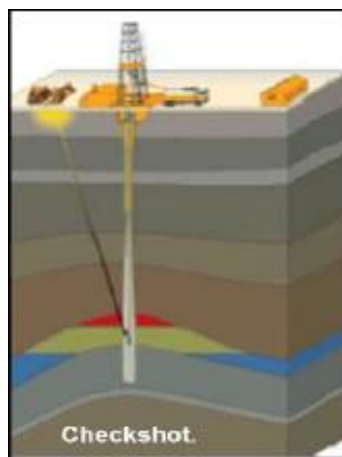


Figura 4.- Adquisición de un checkshot (Medina, 2015)

1.2.1.2. VSP (Vertical Seismic Profile, Perfil Sísmico Vertical)

Es un registro sísmico que se utiliza para correlacionar los datos sísmicos en tiempo con los registros del pozo que se encuentran en profundidad, además de obtener velocidades de intervalo para la correlación con los datos sísmicos de superficie, y así obtener imágenes de mayor resolución que los datos sísmicos de superficie. (Schlumberger Energy Glossary, 2023)

El VSP se obtiene con las mediciones hechas en un pozo utilizando geófonos en su interior y una fuente en la superficie, cerca del pozo, en este caso, los VSP's varían en cuanto a la configuración del pozo, el número y la posición de las fuentes y los geófonos, además de la manera en que son desplegados. (Schlumberger Energy Glossary, 2023)

La mayoría de los VSP's utilizan una fuente sísmica de superficie, usualmente un vibrador en tierra firme y un cañón de aire en los ambientes de costa afuera o marinos; su levantamiento es mucho más detallado que un levantamiento con un checkshot, porque los geófonos se encuentran más estrechamente espaciados (**Figura 5**). (Schlumberger Energy Glossary, 2023)

En términos simples, un VSP tiene mayor resolución que la sísmica de superficie, porque las ondas viajan menos y por lo tanto tienen menor atenuación de sus altas frecuencias. (Chelotti, Acosta, & Foster, 2009)

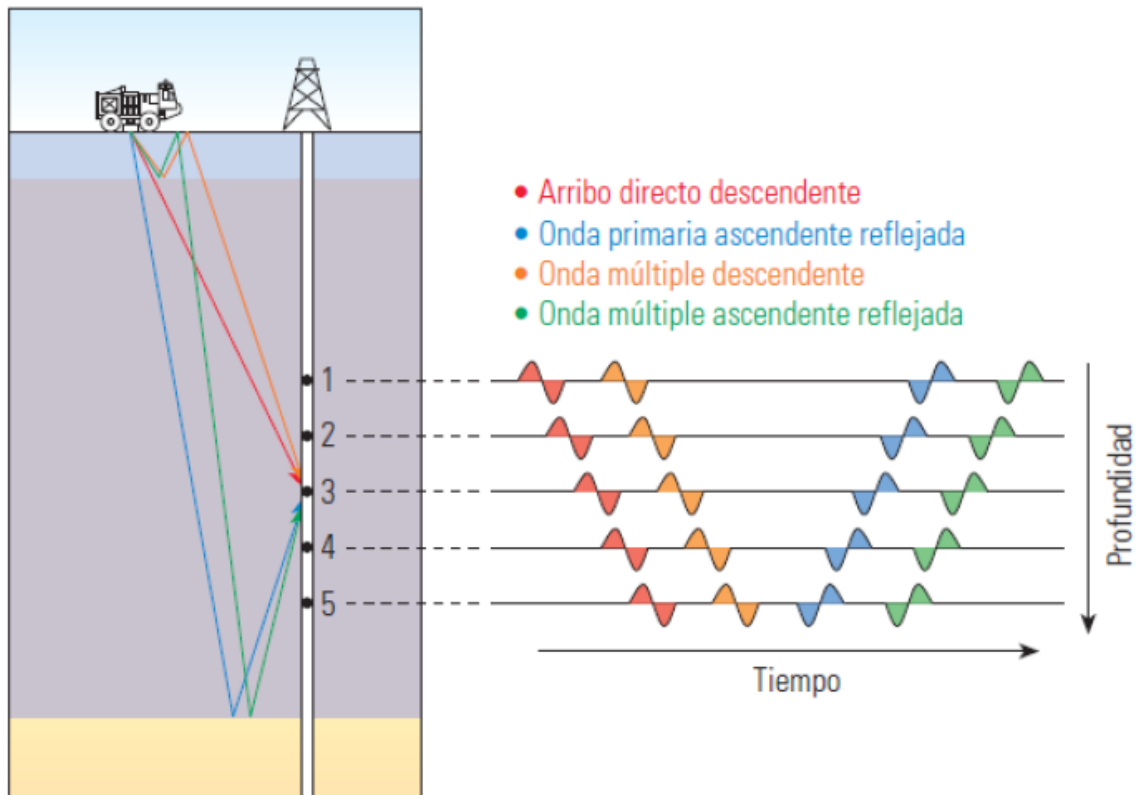


Figura 5.- Representación de un VSP en un pozo vertical donde se muestra la trayectoria de los arribos ascendentes, descendentes, primarios y múltiples. (Blackburn, Daniels, Dingwall, & Hampden-Smith, 2007)

1.2.2. Sísmica 2D

En un levantamiento sísmico bidimensional o 2D, tanto la fuente como los detectores de señales (que suman hasta cien o más por disparo) se mueven a lo largo de una línea recta, el producto resultante se puede considerar como una sección transversal sísmica vertical del subsuelo debajo de la línea de levantamiento. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

Se construye sumando muchas reflexiones de ondas compresionales (presión) de las diversas ubicaciones de fuentes y detectores de señales en los puntos intermedios de la trayectoria de la onda debajo de cada ubicación, los datos sísmicos 2D normalmente se usan para obtener una visión general regional en un área determinada, porque dichos datos son relativamente baratos de adquirir, pero tienen deficiencias de imagen, sin embargo, para un mapeo más detallado, se requieren datos sísmicos 3D. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

Los levantamientos 2D tienen algunas características, como que son tan lineales como lo permite el terreno, la fuente y el receptor normalmente están alineados entre sí, los arribos pueden ser multidimensionales, pero la mayoría de las veces también están en la línea del levantamiento, también el análisis de diseños 2D se centra en la cobertura del subsuelo en forma de puntos de profundidad común (CDP), donde el muestreo del subsuelo será la mitad del tamaño de la superficie y finalmente, el énfasis de las líneas 2D está en el pliegue de cobertura y el rango de offset (**Figura 6**). (Talagapu, 2005)

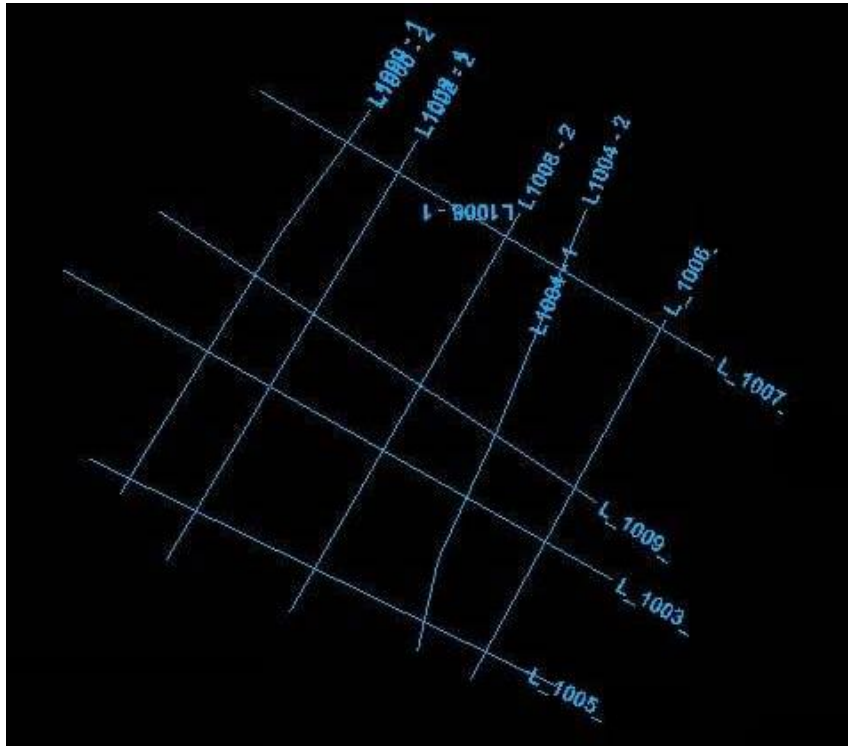


Figura 6.- Vista en planta de diferentes secciones sísmicas 2D, donde se aprecia que están distribuidas de manera distintiva en inline y crossline a lo largo de la zona de interés, ya que en su conjunto muestran los rasgos geológicos más importantes de dicha zona.

1.2.3. Sísmica 3D

El objetivo general del levantamiento tridimensional o 3D, es lograr un mayor grado de resolución de la geología del subsuelo que el que se puede lograr con el levantamiento 2D, en otra perspectiva, los métodos de estudio en tres dimensiones implican adquisición de datos de campo de tal forma que los arribos registrados no son restringidos a los rayos que han viajado en un solo plano vertical, en una exploración realizada en 3D, la disposición de los disparos y los receptores es tal, que los grupos de los arribos registrados pueden ensamblarse para que representen las ondas reflejadas de un área para cada interfaz reflectante; debido a los arreglos 3D de fuentes y receptores, estos se consideran de acimut estrecho (NAZ por sus siglas en inglés). (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

La cobertura del área de los reflectores obtenidos en un estudio tridimensional proporciona la información adicional necesaria para permitir la migración completa en tres dimensiones, en el que los puntos de reflexión puedan ser migrados en cualquier dirección azimutal, esta habilidad para migrar totalmente los datos tridimensionales del sondeo, mejora aún más el valor del estudio sobre otros realizados en dos dimensiones en zonas de estructura compleja. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

En el mar, los datos en tres dimensiones pueden adquirirse a lo largo de vías paralelas espaciadas estrechamente con los streamers e hidrófonos, los cuales son trasladados oblicuamente para realizar un seguimiento del buque de investigación tal, que investigue a través de una franja que recorre el fondo marino producto de la trayectoria del buque, al asegurar que las franjas asociadas con las pistas adyacentes se superponen, los datos pueden ser reunidos para brindar cobertura del área de los reflectores del subsuelo. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

En el método alternativo de doble array source, (arreglo de doble fuente), las fuentes se despliegan a lo largo de soportes laterales a babor y a estribor de los hidrófonos y streamers disparándose alternadamente, múltiples streamers similares pueden utilizarse para obtener una franja más amplia y más densa de un apilado tridimensional de datos. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

El producto de estudios sísmicos en 3D es un volumen de datos que representan la cobertura de reflexiones de un área de cada reflector del subsuelo, de este volumen de datos de reflexión, pueden construirse secciones sísmicas convencionales en dos dimensiones, no sólo a lo largo de las líneas de disparo actual, (inlines), y líneas de grabación, (crosslines) empleadas, sino también a lo largo de cualquier segmento vertical a través del volumen de datos (**Figura 7**). (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

Por lo tanto, las secciones sísmicas se pueden simular para cualquier azimut en el área de prospección mediante la adopción de un corte vertical a través del volumen de datos, y permitir una representación óptima en dos dimensiones de cualquier característica estructural registrada. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

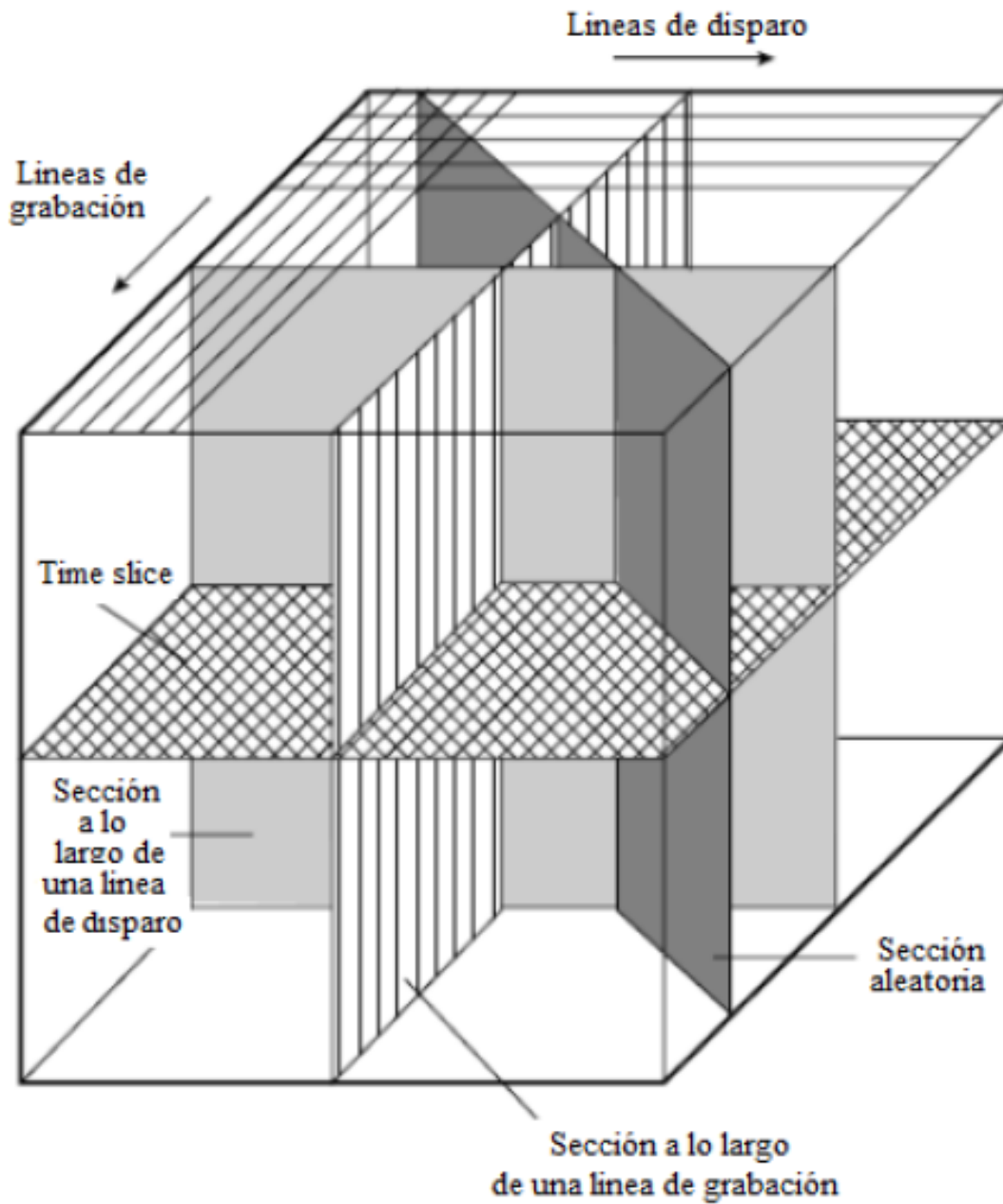


Figura 7.- El volumen refleja los datos obtenidos de un levantamiento sísmico tridimensional, al tomar secciones verticales a través de este volumen de datos, es posible generar secciones sísmicas en cualquier dirección azimutal; tomando secciones horizontales (segmentos de tiempo, time slice), la distribución por áreas de eventos de reflexión puede ser estudiada en cualquiera de los dos caminos de reflexión temporal. (Mártinez Bravo & Solís Flores, 2011)

Capítulo 2: Sísmica 4D (origen, definición & características)

2.1. Historia

2.1.1. 1960-1980

La aplicación de la sísmica 4D para el monitoreo de yacimientos tiene sus raíces en las décadas de 1960 y 1970, aunque los conceptos básicos y los flujos de trabajo para la sísmica 4D se conocían en ese momento, el uso comercial amplio de la tecnología no apareció hasta la década de 1990, momento en el cual el método sísmico se había vuelto sólido y confiable. (Johnston, 2022)

La idea de usar datos sísmicos para ayudar a monitorear los yacimientos de petróleo y gas en producción probablemente se remonta a la década de 1960, la evidencia anecdótica sugiere que algunas compañías en ese momento exploraron la posibilidad de monitorear sísmicamente las inundaciones de vapor, además, reconocieron que el proceso de agotamiento daría lugar a cambios en las propiedades elásticas que podrían detectarse utilizando datos sísmicos, pero concluyeron que el método sísmico no estaba lo suficientemente maduro para que el concepto funcionara. (Johnston, 2022)

A principios de la década de 1970, se realizaron estudios piloto repetidos de sísmica 2D en proyectos de recuperación térmica, sin embargo, la tecnología tuvo sus primeras demostraciones prácticas a fines de la década de 1970 y principios de la de 1980, el primer proyecto piloto de monitoreo sísmico 4D publicado fue el programa de recuperación mejorada de petróleo por combustión in situ de Arco en Holt Field en el centro-norte de Texas. (Johnston, 2022)

Estas primeras aplicaciones de la tecnología de monitoreo sísmico se concentraron en los procesos de recuperación térmica porque los cambios esperados en la respuesta sísmica eran grandes y porque estos procesos eran muy costosos, lo que brindaba un incentivo comercial obvio para el costo de estudios sísmicos repetidos. (Johnston, 2022)

La extensión del método sísmico para monitorear otros procesos de agotamiento comenzó a fines de la década de 1980, al resumir las mediciones experimentales de las propiedades de las rocas y los fluidos hasta la fecha, Nur y Wang (1987) sugirieron que "los métodos sísmicos, especialmente los sísmicos de alta resolución, se pueden usar para detectar presiones de poro anómalas, rastrear frentes térmicos y mapear regiones de alta temperatura en procesos EOR térmicos (recuperación mejorada)". y monitoreo de inundaciones de CO₂ y procesos de inundación de agua en yacimientos in situ". (Johnston, 2022)

Con base en estos y otros resultados, los autores Breitenbach et al. (1989) y Dunlop et al., (1991) abogaron por una aplicación más amplia de la tecnología de lo que se había intentado anteriormente, dichos autores describieron cuáles son hoy los componentes básicos fundamentales del monitoreo sísmico:

1. Estudios de factibilidad basados en modelos sísmicos derivados de la simulación de flujo de yacimientos para evaluar la aplicabilidad de la tecnología para cualquier yacimiento dado.
2. Adquisición sísmica para maximizar la resolución y la repetibilidad.
3. Procesamiento para estabilizar la ondícula y preservar la amplitud relativa.
4. Ecuación cruzada para normalizar levantamientos repetidos y medir cuantitativamente la repetibilidad.
5. Interpretación que se enfoca en atributos sísmicos sensibles a los cambios en la respuesta sísmica asociada con la producción.
6. Integración de la interpretación sísmica con datos de registros de pozos, pruebas de pozos y otra información de producción.
7. Comparación histórica de modelos de simulación de yacimientos utilizando perfiles de saturación obtenidos a partir de datos de monitoreo sísmico.
8. Validación de interpretaciones de propiedades dinámicas a través de la comparación iterativa de datos de monitoreo sísmico con datos sísmicos sintéticos derivados de modelos geológicos y de simulación de flujo.
9. Evaluación del impacto comercial a través del aumento de la recuperación del campo.

(Johnston, 2022)

El autor Nur (1989) resume el trabajo de laboratorio y de campo de la década de 1980 y concluye un artículo con el comentario de que "(la sísmica de pozo), junto con la sísmica superficial densa de banda ancha... puede producir los datos necesarios para la detección directa de hidrocarburos y para sismología de yacimientos 4D (tres dimensiones espaciales y tiempo)", así acuñando por primera vez el término de "sísmica 4D". (Johnston, 2022)

2.1.2. 1990-2000

La década de 1990 vio el crecimiento de la tecnología de monitoreo sísmico 4D desde las demostraciones piloto hasta la implementación global, Lumley (2001), en una edición especial de Geofísica sobre "Geofísica en el nuevo milenio", revisó la historia de la tecnología sísmica 4D en el contexto de los desarrollos de la década de 1990, cómo había evolucionado la comprensión de los principios fundamentales de la física de rocas subyacentes a 4D, y cómo los avances en adquisición y procesamiento condujeron a una mayor repetibilidad sísmica y umbrales más bajos para la detectabilidad sísmica. (Johnston, 2022)

En 2001, John Fanchi, ingeniero de yacimientos, recordó que el método sísmico 4D es, en última instancia, una herramienta de gestión de yacimientos, también analizó el ciclo de vida de un yacimiento en producción y utilizó un modelo de flujo integrado para mostrar cómo combinar los atributos geofísicos del yacimiento con los conceptos de ingeniería de yacimientos, para así mejorar la gestión del yacimiento. (Johnston, 2022)

La década de 1990 y principios de la de 2000 también fueron una época de colaboración y apertura en 4D, muy diferente de la geofísica de exploración, las principales compañías petroleras compartieron los resultados de sus experiencias 4D. (Johnston, 2022)

Por ejemplo, Marsh et al. (2003) documentaron el uso cada vez mayor de la tecnología sísmica de lapso de tiempo por parte de BP en la década de 1990, comenzando con sus primeros intentos de 4D en el campo Magnus del Reino Unido utilizando datos sísmicos históricos, también, Marsh et al. describieron el uso de cables permanentes en el lecho marino en el campo Foinaven y cómo BP pasó a una implementación comercial completa a finales de la década. (Johnston, 2022)

Marsh et al. miraron más allá de los primeros éxitos en el Mar del Norte a la aplicación en otras áreas donde las propiedades del yacimiento y la calidad de los datos sísmicos sugieren que la sísmica 4D debería tener éxito, también discutieron la necesidad de resolver señales 4D más pequeñas y estimar cuantitativamente la saturación y el cambio de presión, además, exploraron el potencial para el monitoreo sísmico permanente, en el mismo año, de Waal y Calvert (2003) brindaron una descripción general de la estrategia de implementación global 4D de Shell. (Johnston, 2022)

Las historias de éxito en el campo Draugen en Noruega y el campo Gannet en el Reino Unido motivaron a Shell para implementar la tecnología en todo el mundo, para garantizar el máximo valor a través de una mayor producción y recuperación, y para ampliar el rango de aplicabilidad. (Johnston, 2022)

Con lo anterior, se tiene entendido que el crecimiento de la adquisición sísmica 4D ha sido enorme a finales de la década de los 90's y principios de los 2000, la mayoría de los proyectos de sísmica 4D estaban ubicados en alta mar en el norte de Europa; sin embargo, más recientemente, los proyectos 4D en alta mar en América del Norte (Estados Unidos), América Latina (Brasil), África y el Lejano Oriente han cobrado impulso (**Figura 8**). (Tang, Ross, & Walker, 2007)

Una de las razones del crecimiento de los programas 4D es la necesidad de mejorar la recuperación de las reservas existentes; por lo tanto, la industria ahora exige más de las aplicaciones de esta sísmica, desde la perspectiva de la adquisición de datos 4D, estas demandas se traducen en un requisito de datos con un mínimo de ruido, además, la capacidad de repetir las posiciones de la fuente y el receptor con la mayor precisión posible durante la adquisición es una de las claves para reducir el ruido 4D. (Tang, Ross, & Walker, 2007)

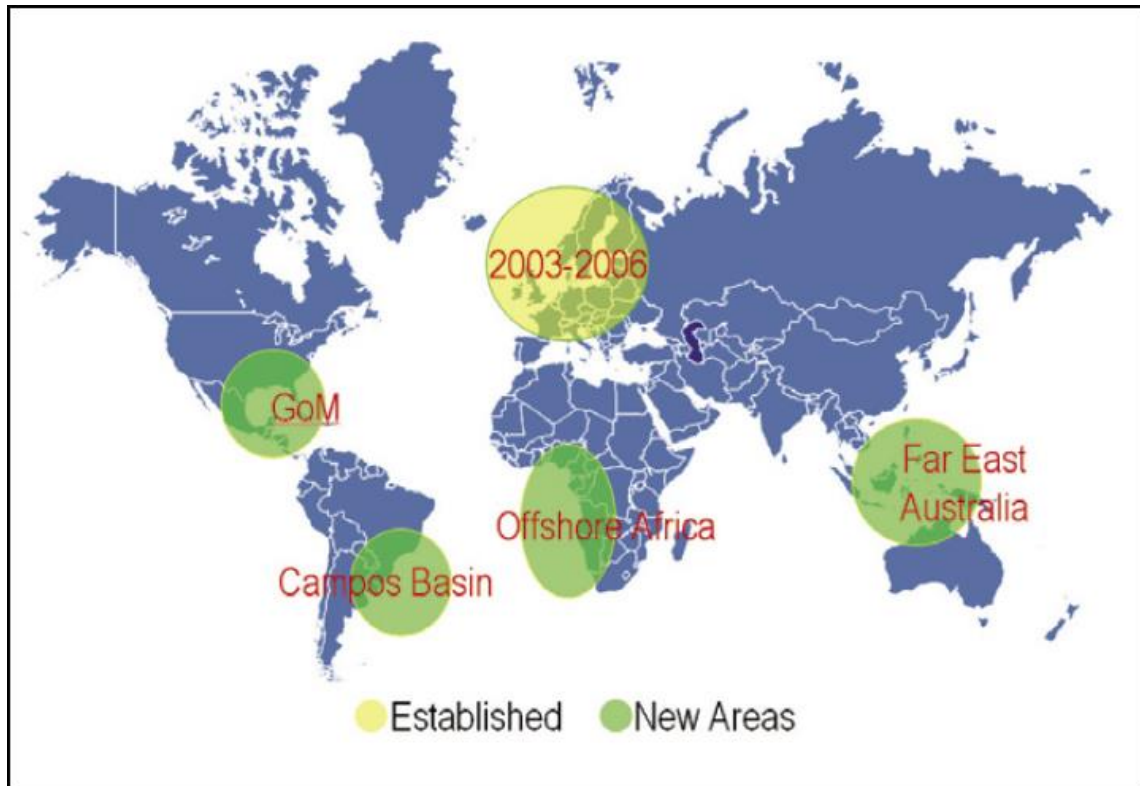


Figura 8.- Propagación de la sísmica 4D a lo largo del mundo. (Tang, Ross, & Walker, 2007)

2.1.3. Actualidad & desafíos para la industria

Los algoritmos de imágenes y procesamiento sísmico en general asumen que el subsuelo de la tierra se compone de capas homogéneas, sin embargo, en realidad, la velocidad sísmica y la densidad del subsuelo son heterogéneas en todos los niveles, la magnitud y la longitud de onda varían según el entorno geológico, por lo tanto, los datos sísmicos están distorsionados por la presencia de heterogeneidad, en términos simples, esta distorsión es en parte una función de la ubicación exacta de las fuentes y los receptores. (Tang, Ross, & Walker, 2007)

El desafío es repetir las posiciones antiguas de la fuente y el receptor porque la sensibilidad y el éxito del monitoreo 4D dependen de la capacidad de medir cambios mínimos en la respuesta de la tierra que resultan de la producción de hidrocarburos, esto significa que la sensibilidad del método 4D depende de la capacidad de producir respuestas repetibles contra las cuales medir esos pequeños cambios e incluso pequeñas diferencias en los patrones de distorsión de los dos conjuntos de datos provocarán una fuga primaria residual en los datos de diferencia del 4D. (Tang, Ross, & Walker, 2007)

2.2. Definición y características

Con la descripción de los antecedentes teóricos de la sísmica en general y la historia sobre el origen de la sísmica 4D, se describe a continuación cómo se define y cuáles son sus características; el levantamiento sísmico de reflexión en cuatro dimensiones (4D) es la repetición exacta de un levantamiento 3D en dos o más intervalos de tiempo, la aplicación principal del 4D es mapear el movimiento de las interfaces de fluidos en la producción de yacimientos de petróleo y gas. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

Más a detalle, la sísmica 4D implica levantamientos sísmicos 3D repetidos en la misma área durante períodos de tiempo determinados para observar los cambios en el yacimiento en la cuestión de la producción de petróleo o gas, el tiempo transcurrido entre el levantamiento base y los levantamientos subsiguientes, que en realidad se considera la cuarta dimensión, suele ser de unos pocos meses para las instalaciones OBC (Ocean Button Cable) permanentes y de unos pocos años para la adquisición convencional de cables sísmicos remolcados en 3D. (Dondurur, 2018)

El objetivo principal es obtener las diferencias entre los datos registrados consecutivamente, lo que indica las variaciones en las distribuciones de presión, contenido de fluido o saturación dentro del yacimiento debido a la producción, lejos de la ubicación del pozo, por lo tanto, el concepto sísmico 4D se basa simplemente en el hecho de que las propiedades de los reflectores sísmicos cambian a medida que cambian las saturaciones y presiones del fluido en el yacimiento durante su producción. (Dondurur, 2018)

Se obtienen las imágenes de diferencia de los levantamientos 3D subsiguientes, que no incluyen la geología del subsuelo, ya que es invariable en el tiempo, para producir cambios en el flujo de fluidos dentro del yacimiento que varían en el tiempo, estos cambios, sin embargo, son muy sutiles en la mayoría de los casos y requieren un análisis cuidadoso, ya que pueden enmascarse fácilmente por las diferencias en las propiedades de adquisición, los parámetros y la geometría de ambos conjuntos de datos, así como por el nivel de ruido incrustado en los datos, por lo tanto, la confiabilidad de los datos 4D depende en gran medida de la precisión y repetibilidad del sensor y de las posiciones de disparo entre dos levantamientos sucesivos. (Dondurur, 2018)

Las principales propiedades del yacimiento que cambian con el tiempo a medida que avanza la extracción de hidrocarburos son la presión del fluido de poro, la naturaleza de los fluidos de poro y la temperatura, cada uno de estos puede tener un efecto en la respuesta sísmica, los cambios en la presión del fluido afectarán el estado de esfuerzo en la matriz de la roca combinado con la temperatura, afectarán directamente factores como la disolución de gas de los fluidos de hidrocarburos, esta capacidad de monitorear los yacimientos en producción tiene una gran importancia al permitir un control sofisticado de las operaciones de producción e ingeniería de yacimientos. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

Los levantamientos sísmicos 4D pueden proporcionar información valiosa para la gestión del yacimiento, y el monitoreo de la estructura dinámica del yacimiento puede conducir a una mayor producción y una mejor estimación de las reservas, al mismo tiempo que minimiza los costos adicionales de perforación de pozos, además, la sísmica 4D también se puede utilizar para monitorear los fluidos de inyección, cómo agua, gas, vapor, CO₂, etc., en el yacimiento existente durante la etapa de desarrollo, y puede reducir los costos al optimizar los programas de inyección de pozos, la **Figura 9** muestra los resultados del estudio sísmico 4D del campo petrolero Gullfaks para predecir los movimientos de fluidos dentro de los yacimientos existentes en el campo. (Dondurur, 2018)

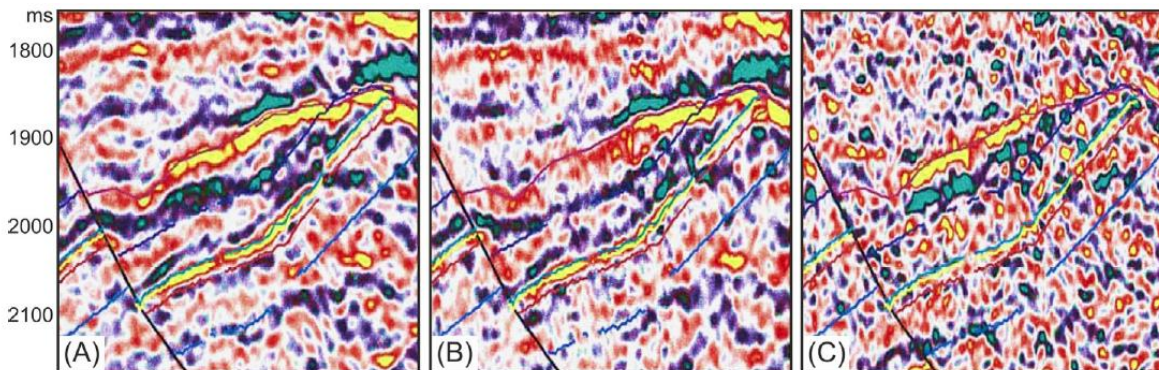


Figura 9.- Resultados de un estudio sísmico de lapso de tiempo. (A) Levantamiento base en 1985, (B) levantamiento repetido en 1996 y (C) diferencia entre los levantamientos de 1985 y 1996. (Dondurur, 2018)

El producto final de la sísmica 4D es generar imágenes de los efectos del flujo de fluidos en un yacimiento productor relacionando los cambios de amplitud, velocidad, impedancia, relación VP/VS, etc., con los cambios correspondientes en la presión del fluido y/o saturación que a su vez puede relacionarse con los mecanismos de producción del yacimiento, cómo el empuje de agua o gas en solución, y los correspondientes datos de producción de campo tradicionales (como volúmenes de producción y/o inyección, presiones dentro y alrededor de los pozos, composición de fluidos, etc.). (Meyer, 2001)

La información obtenida se puede usar cualitativamente, para documentar simplemente dónde/cuándo ocurren los cambios, o cuantitativamente, usando iterativamente los datos 4D para optimizar un modelo de simulación de yacimiento; este último, a su vez, podría usarse en el modelado directo de realizaciones de datos 4D sintéticos que se pueden comparar con datos 4D reales a medida que se adquieren periódicamente durante la vida de un campo. (Meyer, 2001)

Se requiere una caracterización integral del yacimiento para los proyectos 4D desde el principio, integrando:

1. Un modelo geológico basado en un estudio sísmico 3D que se tome cómo "línea de base" inicial, además de la información disponible de pozos.

2. Propiedades estáticas y dinámicas de las rocas, fluidos del yacimiento medidos a partir de muestras de núcleos, registros geofísicos y pruebas de pozos.
3. Datos detallados de producción y presión de campo.

Con lo anterior, el modelo de yacimiento resultante constituye el mejor insumo posible para determinar si el monitoreo 4D posterior es factible o no. (Meyer, 2001)

2.2.1. Adquisición

Como se mencionó en el capítulo anterior, los levantamientos de cables sísmicos remolcados (streamer e hidrófono) se consideran adquisiciones sísmicas marinas convencionales que son utilizadas en todo el mundo para el descubrimiento de nuevos prospectos, sin embargo, aparte de los levantamientos de cables sísmicos remolcados, hay un par de técnicas de adquisición sísmica no convencionales o específicas que se utilizan según los requisitos del entorno de adquisición o las necesidades del proyecto, cómo el registro sísmico del fondo del océano de cuatro componentes (4C) mediante cables o nodos del fondo del océano, que sirve para el monitoreo de yacimientos. (Dondurur, 2018)

2.2.1.1. Adquisición sísmica 4C

El objetivo principal de la adquisición de 4C es obtener una imagen del subsuelo más detallada y precisa al nivel del yacimiento mediante el registro de los componentes del campo de ondas acústicas y elásticas, incluidas las ondas S convertidas en modo generadas por las ondas P incidentes en ángulos de incidencia no normales a lo largo de las interfaces; hay tres técnicas que se utilizan para registrar datos sísmicos del fondo del océano:

- Cable del fondo oceánico (OBC)
- Sismómetro de fondo oceánico (OBS)
- Nodos del fondo oceánico (OBN)

Los cables y nodos del fondo del océano (OBC y OBN) no se utilizan con fines de exploración, pero son los métodos para monitorear los yacimientos existentes durante su período de producción para comprender las formas de mejorar la recuperación de hidrocarburos (**Figura 10**).

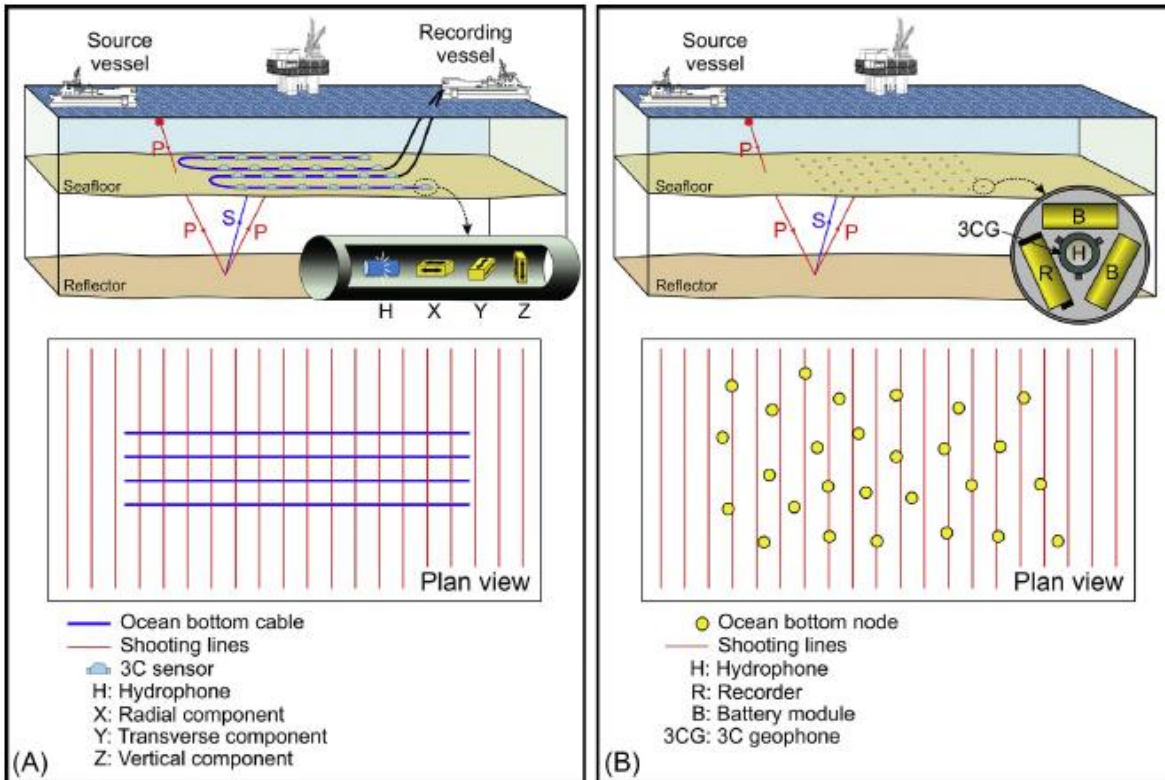


Figura 10.- Ilustración esquemática de (A) cable del fondo del océano (OBC) y (B) nodo del fondo del océano (OBN) para la adquisición de datos 4C, en los levantamientos OBC, es necesario un buque registrador adicional o una boya registradora, los nodos pueden tener una distribución regular o irregular alrededor de un pozo de producción, y las líneas de disparo pueden ser lineales o circulares. (Dondurur, 2018)

Los sismómetros del fondo del océano (OBS), sin embargo, se usan típicamente para comprender la estructura de la corteza terrestre usando ondas sísmicas, principalmente utilizadas para investigación, hoy en día, existen aplicaciones OBS para obtener datos sísmicos de desplazamiento largo para el mapeo de yacimientos, especialmente mediante análisis de amplitud versus offset (AVO). (Dondurur, 2018)

En cada caso, los sensores están ubicados en el fondo del mar y se usa una fuente separada para generar la señal sísmica, por lo tanto, la separación de los sensores y la fuente sísmica permite la adquisición de datos en diferentes azimuts con distintas geometrías de disparo. (Dondurur, 2018)

Hay varias ventajas de la grabación del fondo del océano, siendo estas:

1. La adquisición sísmica del fondo oceánico proporciona datos de ondas S, lo que nos permite obtener información adicional importante sobre el yacimiento, cómo la relación VP/VS o las características de atenuación del yacimiento, etc.
2. Es posible registrar datos sísmicos de azimut completo en diferentes compensaciones ya que la fuente y los receptores están separados, lo que proporciona una mejor iluminación del objetivo debido a una mayor diversidad

- de trayectorias de rayos, especialmente para entornos geológicos complejos cómo intrusiones salinas y datos de offset largo para yacimientos más profundos.
3. La repetibilidad 4D aumenta ya que el reposicionamiento de la fuente y el receptor se puede realizar con mayor precisión.
 4. La flexibilidad del diseño hace posible adquirir datos donde fallan los cables sísmicos remolcados debido a las diferentes obstrucciones en la superficie del mar, cómo las plataformas de producción.
 5. Se mejora la relación S/R porque los sensores están ubicados en un entorno más silencioso, lejos del ruido de la superficie, se reducen los tiempos de parada por malas condiciones meteorológicas.
 6. Se puede lograr la adquisición de datos con compensaciones lejanas prácticamente ilimitadas, así como con un offset muy cercano a cero, lo que no es posible en la adquisición sísmica de superficie convencional.
 7. Se puede obtener una mejor inversión de los datos sísmicos utilizando datos del fondo del océano con compensaciones lejanas más completas, amplitudes de baja frecuencia, así como información de ondas S.
 8. Se mejora el ancho de banda de los datos sísmicos porque se elimina el fantasma del receptor, lo que proporciona datos sísmicos de resolución mucho mayor.
 9. Es posible separar los campos de olas ascendentes y descendentes mediante el registro del fondo del océano, lo que proporciona una mejor atenuación de múltiples.

(Dondurur, 2018)

Las principales deficiencias de las técnicas de registro del fondo del océano son su costo relativamente más alto con respecto a la adquisición del cable sísmico remolcado y el procesamiento más difícil de los datos, dado que el registro de campo de ondas elásticas de ondas S en un entorno marino requiere que los sensores estén ubicados en el lecho marino, el acoplamiento de los receptores al fondo marino es importante, especialmente en levantamientos OBC y OBN. (Dondurur, 2018)

La velocidad de la onda S es casi insensible al contenido del fluido de los poros, de modo que la reflectividad y la velocidad de las ondas S no cambian en el caso de saturación de gas, petróleo o agua, también es posible distinguir las variaciones de litología y los cambios de fluidos a lo largo de una interfaz determinada mediante el análisis de los cambios laterales en las amplitudes de reflexión de las ondas P y S. (Dondurur, 2018)

2.2.1.2. Cable del fondo oceánico (OBC)

En los levantamientos con cable del oceánico (OBC), un solo cable (para levantamientos 2D) o varios cables paralelos (para levantamientos 3D o 4D) que contienen sensores 2C o 4C, generalmente ubicados cada 25 o 50 m a lo largo del cable, se despliegan en el fondo del océano, los cables están conectados al recipiente

de registro mediante un cable umbilical o de electro fibra óptica para la transmisión de datos a larga distancia y el control del cable, todo en una embarcación fuente que remolca una matriz de cañones de aire que genera la señal sísmica en la superficie del mar, teniendo en cuenta que también se puede aplicar en áreas de aguas poco profundas, lagos e incluso en ríos. (Dondurur, 2018)

Hay varios sistemas OBC diferentes disponibles en todo el mundo hoy en día, siendo estos (**Figura 11**):

- Q-Seabed (Western Geco)
- SeaRay (Sercel)
- VectorSeis Ocean (ION Geophysical)
- GeoRes (OYO)

(Dondurur, 2018)

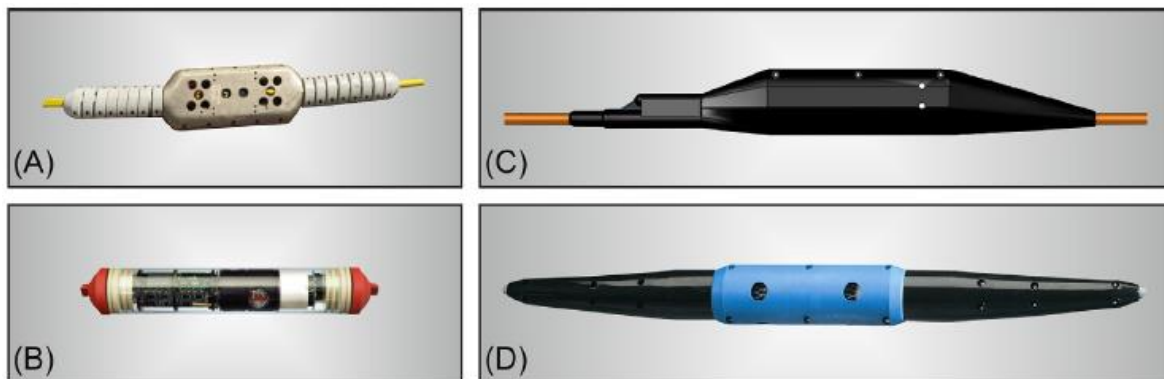


Figura 11.- Fotos de diferentes sensores de cable del fondo del océano. (A) SeaRay (Sercel), (B) módulo de sensor 4C de GeoRes (OYO), (C) sensores OBC de aguas poco profundas y (D) de aguas profundas de GeoRes (OYO). (Dondurur, 2018)

El sistema Q-Seabed emplea un máximo de cuatro cables en profundidades de agua de hasta 1500 m. Cada cable tiene una longitud activa máxima de 30 km, con intervalos de sensor de 25 m, también utiliza un sistema de alcance acústico denominado IRMA, similar al utilizado para la adquisición de transmisores remolcados Q-marine 3D de Western Geco. (Dondurur, 2018)

El sistema IRMA en conexión con los transpondedores en el casco de la embarcación proporciona un posicionamiento preciso del cable, SeaRay es el sistema de cable de fondo oceánico 3C omnidireccional de Sercel capaz de registrar datos sísmicos hasta profundidades de agua de 500 m. Tiene una capacidad máxima de longitud de cable de 37 km con sensores 3C, que son insensibles a la inclinación cuando se acoplan en el fondo del mar. (Dondurur, 2018)

VectorSeis Ocean es el sistema de adquisición OBC redistribuible de ION, que utiliza tres sistemas microelectromecánicos (MEMS) idénticos junto con un hidrófono para registrar datos 4C, se puede operar a profundidades de agua de hasta 2000 m, tiene un sistema de registro basado en boyas que no requiere una embarcación de registro

separada, lo que reduce significativamente el costo operativo; el sistema GeoRes emplea geófonos de la serie OMNI, que también son insensibles al ángulo de inclinación. Sus sensores 4C incluyen un inclinómetro interno que mide la orientación vertical de los tres ejes ortogonales de los geófonos. (Dondurur, 2018)

La longitud del cable del sistema GeoRes suele ser de 3,6 km con un espacio de sensor personalizado de 25 a 200 m, la **Figura 12** compara las secciones sísmicas de un cable sísmico convencional y los datos OBC de ondas P del campo Valhall ubicado en el Mar del Norte. (Dondurur, 2018)

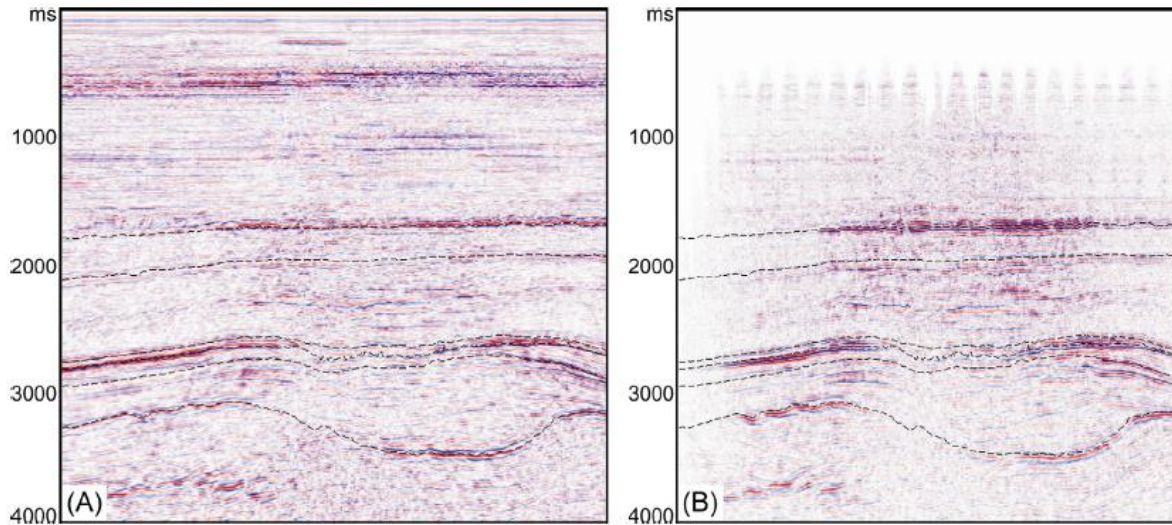


Figura 12.- Comparación de (A) cable sísmico convencional y (B) secciones sísmicas con datos OBC de ondas P, es una comparación cruzada con deformación interpretada del streamer 3D y datos de OBC en el campo Valhall para evaluación 4D. (Dondurur, 2018)

Algunos campos de producción han sido equipados con instalaciones permanentes de cables con tecnología de transmisión de datos de fibra óptica para el monitoreo 4D del yacimiento para procesos de recuperación e inyección de hidrocarburos con el fin de optimizar la producción a intervalos periódicos, cómo un par de meses, dichas instalaciones sísmicas permanentes son para levantamientos sísmicos de 4D y se denominan Life of Field Seismic (LoFS), lo que reduce significativamente los costos de levantamiento repetido en comparación con la sísmica de 4D convencional. (Dondurur, 2018)

Aunque las posiciones de la fuente y el receptor no se pueden repetir con precisión durante cada levantamiento consecutivo para los levantamientos 4D convencionales, los cables instalados de forma permanente brindan la mayor repetibilidad, ya que los receptores están en posiciones fijas en el fondo del mar y, por lo tanto, brindan una calidad de imagen superior para evaluar los pequeños cambios en las características del yacimiento debido al posicionamiento más consistente de la fuente y el receptor. (Dondurur, 2018)

2.2.1.3. Sismómetro de fondo oceánico (OBS)

Los sismómetros de fondo oceánico (OBS) son dispositivos que contienen un sismómetro 3C y un hidrófono para registrar datos sísmicos o sismológicos de larga distancia, no son dispositivos permanentes ubicados en el fondo del mar y, por lo general, están diseñados para trabajar hasta profundidades de agua de 6000 m durante un período operativo máximo de aproximadamente 3 meses, el sistema OBS flota en el agua y está sujeto a un marco de hierro o ancla (**Figura 13**), donde se recupera con un sistema de desbloqueo acústico. (Dondurur, 2018)

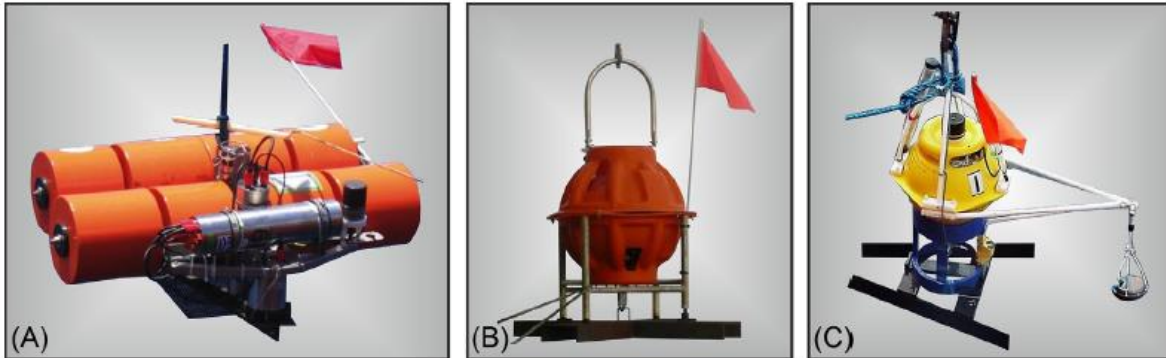


Figura 13.- A) Geomar, (B) Sercel, y (C) USGS sismómetros de fondo oceánico. (Dondurur, 2018)

Al finalizar el levantamiento, el dispositivo se separa del ancla mediante una liberación acústica y asciende a la superficie enviando una señal acústica codificada emitida por el transductor del barco al transpondedor del OBS, el instrumento también tiene una radiobaliza para ser detectado por el radar del barco, así como una luz de flash y una bandera para una fácil detección y recuperación a bordo, los sistemas OBS se utilizan comúnmente para la investigación sismológica por parte de académicos y grupos de investigación oceanográfica para obtener información sobre la corteza superior utilizando ondas sísmicas (**Figura 14**). (Dondurur, 2018)

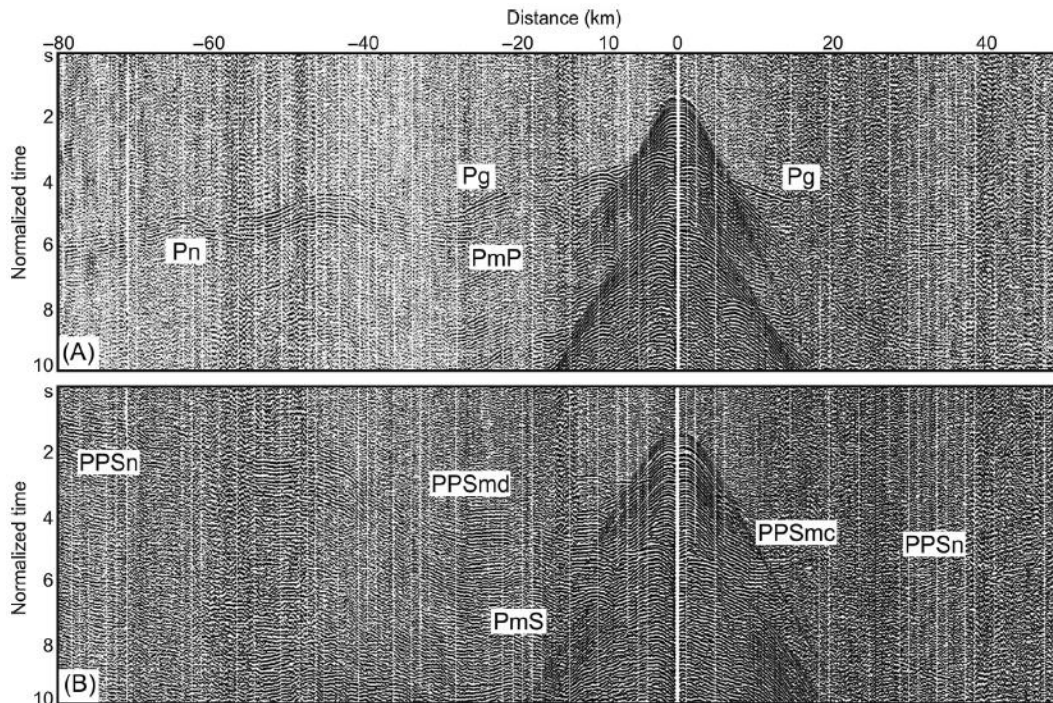


Figura 14.- Un ejemplo de datos OBS de componente vertical (A) y (B) horizontal del Mar de China Meridional, también se indican diferentes arribos de estructuras en la corteza terrestre. (Dondurur, 2018)

Para la exploración relacionada con hidrocarburos, se utiliza un espaciado OBS mucho más denso, a veces tan cercano como 100 m, y una embarcación fuente en la superficie del mar genera la señal sísmica, para levantamientos relacionados con yacimientos, los datos OBS se usan típicamente para análisis AVO, ya que pueden proporcionar datos sísmicos de offset muy largos, en el caso de utilizar una embarcación fuente en la superficie, la única referencia para hacer coincidir los datos registrados con los eventos de disparo es la hora. (Dondurur, 2018)

Cada OBS tiene un reloj interno preciso calibrado por el tiempo del GPS para minimizar las variaciones de tiempo entre el equipo de superficie y los datos registrados dentro del OBS, los dispositivos OBS para investigación sísmológica y exploración sísmica cuentan con diferentes instrumentaciones. (Dondurur, 2018)

En general, se utilizan sensores mucho más pesados y grandes para los sistemas OBS sísmológicos porque las señales sísmicas tienen una banda de frecuencia relativamente más baja de 0,01 a 30 Hz., estos tipos de dispositivos OBS también tienen paquetes de baterías más grandes para suministrar energía durante períodos de tiempo de funcionamiento mucho más largos. (Dondurur, 2018)

Los OBS de período corto pueden registrar eventos de alta frecuencia y terremotos más pequeños, y sus períodos de despliegue son relativamente más cortos, y los OBS de período largo pueden registrar un rango más amplio de frecuencias y terremotos de rango medio, y sus períodos de despliegue son relativamente más largos. (Dondurur, 2018)

2.2.1.4. Nodos del fondo oceánico (OBN)

En la última década, se han introducido nodos del fondo oceánico (OBN) autónomos y conectados por cable directamente debajo de las plataformas de producción, estos nodos están conectados entre sí y al receptor del registro mediante un cable de transmisión, o registran los datos en sus unidades de registro internas. (Dondurur, 2018)

Los sistemas cableados pueden permanecer en el fondo del mar durante más tiempo que los nodos autónomos, que tienen menos resistencia debido a su fuente de alimentación interna limitada, con una duración típica de la batería de más de 30 días. Los vehículos operados a distancia (ROV) se utilizan para ubicar y recuperar con precisión los nodos en el lecho marino, lo que también permite una inspección visual de los nodos durante el despliegue y es posible ubicar los nodos muy cerca de las plataformas o tuberías del lecho marino. (Dondurur, 2018)

Dado que el despliegue requiere costosas operaciones de ROV y lleva un tiempo considerable, los nodos se despliegan en una mallado relativamente escaso con una separación entre los nodos vecinos de aproximadamente 400 m, y una embarcación fuente genera la señal sísmica en la superficie del mar, el registro dentro de los nodos es continuo y el monitoreo sísmico pasivo se realiza antes y después del disparo, esto requiere que los datos de disparo se extraigan del registro de datos continuo del nodo, la referencia entre disparo y grabación es el tiempo de disparo, el cual debe estar sincronizado con precisión con el tiempo interno del nodo. (Dondurur, 2018)

Hay una serie de diferentes sistemas OBN disponibles en todo el mundo hoy en día fabricados por diferentes proveedores (**Figura 15**):

- Trilobit (CGG Veritas)
- Z100, Z700 y Z3000 (Fairfield Nodal)
- CASE Abyss y Manta (Seabed Geosolutions)
- OBX (OYO GeoSpace)

(Dondurur, 2018)

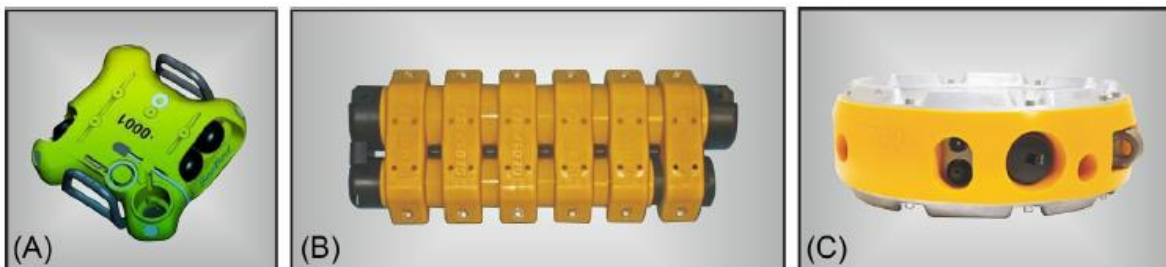


Figura 15.- Diferentes dispositivos de nodo del fondo oceánico, (A) CASE Abyss (Seabed Geosolutions), (B) OBX (OYO GeoSpace) y (C) Z700 (Fairfield Nodal). (Dondurur, 2018)

Los nodos Trilobit de CGG Veritas se han utilizado con éxito para estudios en el Mar del Norte y el Golfo de México, están en operación con registro continuo de datos hasta

104 días a una profundidad máxima de operación de 3000 m, Fairfield Nodal ofrece tres modelos de nodos diferentes para aguas poco profundas, medias y profundas, Z100, Z700 y Z3000, que tienen profundidades operativas máximas de 100, 700 y 3000 m, respectivamente, los nodos del modelo Z100 y Z700 pueden registrar datos durante 30 y 60 días, respectivamente, mientras que el Z3000 puede estar completamente operativo durante 180 días. (Dondurur, 2018)

El sistema OBX de OYO GeoSpace es un nodo autónomo de adquisición 4C, que ofrece 500 h de registro continuo a una profundidad máxima de 3500 m. Seabed Geosolutions, una empresa conjunta entre Fugro y CGG, produce nodos CASE Abyss y Manta, los cuales están operativos a profundidades máximas de agua de 3000 m, dado que los nodos se pueden operar en levantamientos en áreas congestionadas con obstáculos como plataformas de producción y los ROV pueden reposicionar con precisión los dispositivos en sus ubicaciones anteriores para cada levantamiento repetido, los nodos autónomos se utilizan con éxito para el monitoreo de yacimientos 4D, lo que requiere un alto nivel de repetibilidad. (Dondurur, 2018)

La adquisición por parte de OBN proporciona distribuciones de pliegues muy amplias alrededor de las plataformas y proporciona mejores imágenes del subsuelo en comparación con los datos sísmicos NAZ de cables sísmicos remolcados, especialmente debajo de las estructuras geológicas complejas, como las intrusiones de sal, una desventaja de los nodos autónomos es que, a diferencia del streamer remolcado o los levantamientos OBC, los datos solo se pueden obtener al recuperarlos del fondo marino, ya que no es práctico recolectar los datos en tiempo real. (Dondurur, 2018)

Esto da como resultado un disparo a ciegas mientras los nodos están en el lecho marino durante todo el tiempo del estudio, y no se pueden realizar análisis de control de calidad en tiempo real en los datos registrados hasta que se recuperan los nodos. (Dondurur, 2018)

2.2.2. Procesamiento

En el procesamiento de los datos sin procesar para hacer las secciones sísmicas finales para la comparación, se utilizan muchas operaciones matemáticas diferentes que cambian las amplitudes de los datos, cada uno de estos debe verificarse rigurosamente y debe llevarse a cabo un procesamiento idéntico para cada conjunto de datos por separado. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

Hasta el momento, el desarrollo de la tecnología sísmica 4D se ha centrado en resolver la señal de lapso de tiempo a través de la atenuación del ruido en el registro sísmico y el aumento de la repetibilidad entre levantamientos, el cambio radical en la calidad de los datos sísmicos 4D provino de la adquisición sísmica 4D, lo que resultó en una repetibilidad y una relación señal-ruido significativamente mejoradas. (Pickering, 2006)

Diferentes autores proponen que los volúmenes sísmicos se procesan a través de un flujo de trabajo, que incluye eliminación de fantasmas, correcciones para la variación de la velocidad del agua, eliminación de múltiplos de superficie libre, seguido de migración en profundidad previa al apilamiento 3D de Kirchhoff, el objetivo principal del co-procesamiento de datos es identificar y mitigar el ruido 4D introducido en función de la perturbación de adquisición. (Seymour, Zaman, Davies, & Strudley, 2014)

El análisis de datos en varias etapas de procesamiento se cuantifica utilizando métricas de previsibilidad de la raíz cuadrada media normalizada (NRMS) y otras métricas de calidad 4D en ventanas sobre los yacimientos en producción. (Seymour, Zaman, Davies, & Strudley, 2014)

2.2.3. Interpretación

La interpretación de los datos sísmicos 4D (es decir, principalmente las diferencias entre los datos del levantamiento base y del monitoreo) se enfoca en la sustitución de fluidos en un yacimiento: imágenes de flujo de fluidos, monitoreo de movimiento de fluidos, mapeo de contacto de fluidos o mapeo de frente de inyección, también brinda la oportunidad de obtener imágenes del flujo de fluidos en la región volumétrica no muestreada por los pozos, además, el flujo de fluidos es mapeado directamente por los datos sísmicos en lugar de ser predicho únicamente por la simulación de fluidos. (Alaminiokuma & Ofuyah, 2017)

También la interpretación y evaluación de datos 4D se basa principalmente en atributos como amplitudes, impedancias de onda P y S, además de relaciones V_p/V_s derivadas de la inversión elástica sísmica, los softwares gráficos de visualización de imágenes potentes y eficientes se utilizan generalmente para detectar las diferencias sutiles en las propiedades sísmicas para el análisis de los parámetros del yacimiento y los cambios en el flujo de fluidos durante la producción, por esto es que la sísmica 4D se considera sinónimo de sísmica de producción. (Nanda, 2016)

Entrando a la parte de la producción de hidrocarburos y para tener un mejor entendimiento de la parte interpretativa de la sísmica 4D, se entiende que la caracterización dinámica de yacimientos simula el flujo de fluidos a través del modelo del yacimiento a lo largo del tiempo, para un perfil de producción óptimo con pozos de inyección y producción planificados, por lo tanto, un campo en producción requiere el monitoreo del yacimiento, que consiste básicamente en observar los patrones de flujo de fluidos durante un período de tiempo para evaluar el desempeño del perfil de desarrollo del campo planificado. (Nanda, 2016)

Las modificaciones en las propiedades de las rocas y los fluidos suelen estar limitadas por la información recibida de pozos recién perforados o la reinterpretación de datos de producción y pozos existentes con el paso del tiempo, es así que los atributos sísmicos 4D calibrados, limitados con registros y análisis de núcleos pueden completarse con los parámetros de yacimiento recién estimados en las áreas entre pozos, no obstante, las

entradas de datos sísmicos deben ser autenticadas por la simulación de yacimientos, que debe respetar toda la demás información de múltiples conjuntos de datos, cómo datos geológicos y de registros de pozos. (Nanda, 2016)

Ahora, debido a que la sísmica 4D se puede utilizar cómo una herramienta para el monitoreo de yacimientos, a menudo se la conoce cómo monitoreo sísmico de yacimientos (SRM), sin embargo, el SRM puede ser complicado a veces para interpretar y evaluar dependiendo del tipo de yacimiento y el mecanismo de conducción. (Nanda, 2016)

Los atributos de amplitud resultan ser los más simples y son relativamente directos en el análisis de datos 4D para SRM, en situaciones geológicas favorables, las amplitudes conducen a la identificación de zonas de movimiento anómalo de fluidos y tienen una inmensa capacidad para proporcionar pistas vitales para ayudar a mejorar la gestión del yacimiento al proporcionar pistas como:

- Conificación de agua/gas inminente y formación de fase gaseosa.
- Identificación de áreas con aceite pesado.
- Identificación de barreras permeables y vías de alta permeabilidad.
- Caracterización dinámica de yacimientos (porosidad, saturación y permeabilidad relativa).
- Eficiencia del barrido por medio de la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

(Nanda, 2016)

Capítulo 3: Ejemplos de aplicación de la Sísmica 4D

3.1. Campo Gultaks (Noruega)

Este es un campo de petróleo y gas en el sector noruego del Mar del Norte operado por StatoilHydro, fue descubierto en 1979, a una profundidad de agua de 135 metros, la reserva recuperable inicial es de 2.100 millones de barriles y la reserva recuperable remanente en 2004 es de 234 millones de barriles, este campo petrolero alcanzó su producción máxima en 2001 con 180,000 barriles por día. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Este campo fue cubierto por un levantamiento sísmico 3D en 1985 antes de que comenzara la producción y se repitió el levantamiento en 1995 en la misma dirección, pero la presencia de la plataforma de producción generó lagunas en la cobertura sísmica, el segundo levantamiento repetido se registró en 1996 y el error debido a la brecha en la cobertura se compensó con un procesamiento adecuado. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Se toma en cuenta que la dirección general del barrido hecho a partir de pozos inyectoros de agua se ha deducido generando mapas de amplitud (de los años 1985, 1996, 1999, 2003, 2005) y analizando la dirección en la que se drenan los hidrocarburos que se representan con una alta amplitud, la **Figura 16** muestra los mapas de amplitud de la formación Tarbert siguiendo una zona que contiene hidrocarburos (flecha roja), donde se observa que la respuesta de amplitud se atenúa en dirección Sureste, hacia los pozos de producción e inyección, donde también se muestran un par de anomalías donde pudieran existir hidrocarburos (flecha negra), además de la presencia de un brillo relacionado con una anomalía representando la inyección de agua (flecha azul). (Bassegy Umoren & Jimmy George, 2018)

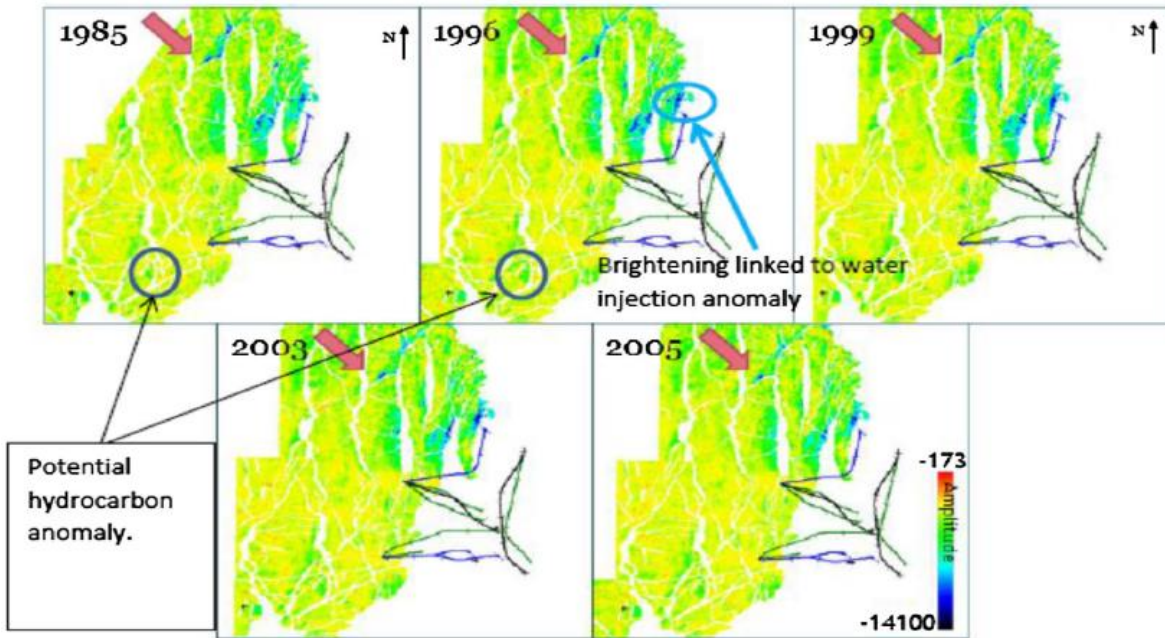


Figura 16.- Mapas de amplitud de la Formación Tarbert de diferentes años, las altas amplitudes que representan presencia de hidrocarburos muestran un oscurecimiento en dirección sureste. (Bassey Umoren & Jimmy George, 2018)

3.2. Campo Duri (Indonesia)

El campo petrolero de Duri es uno de los 141 campos petroleros operados en Sumatra, Indonesia, por PT Caltex Pacific Indonesia, en virtud de un contrato de producción compartida con el Gobierno de Indonesia, siendo descubierto en 1941, también es uno de los campos petroleros gigantes del mundo y con la mayor operación de inyección de vapor ubicada en el bloque Rokan, con una producción actual de petróleo de 200,000 bpd. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Las formaciones del campo Duri son arenas no consolidadas; junto con una operación de inyección de vapor, son susceptibles de producir grandes cantidades de fluidos viscosos aceitosos como subproducto de la producción de petróleo, aquí se generan hasta 2,500 bpd de fluidos viscosos aceitosos en cinco Estaciones Centrales de Recolección (CGS) de producción de petróleo en el campo Duri. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Para monitorear la inundación de vapor en Duri, se hizo una adquisición de referencia en 1992 antes de que se inyectara vapor, se registraron cinco monitoreos después de 2, 5, 9, 13 y 19 meses para monitorear el yacimiento, en la **Figura 17** se muestran las secciones sísmicas verticales de los levantamientos de línea base y de monitoreo. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

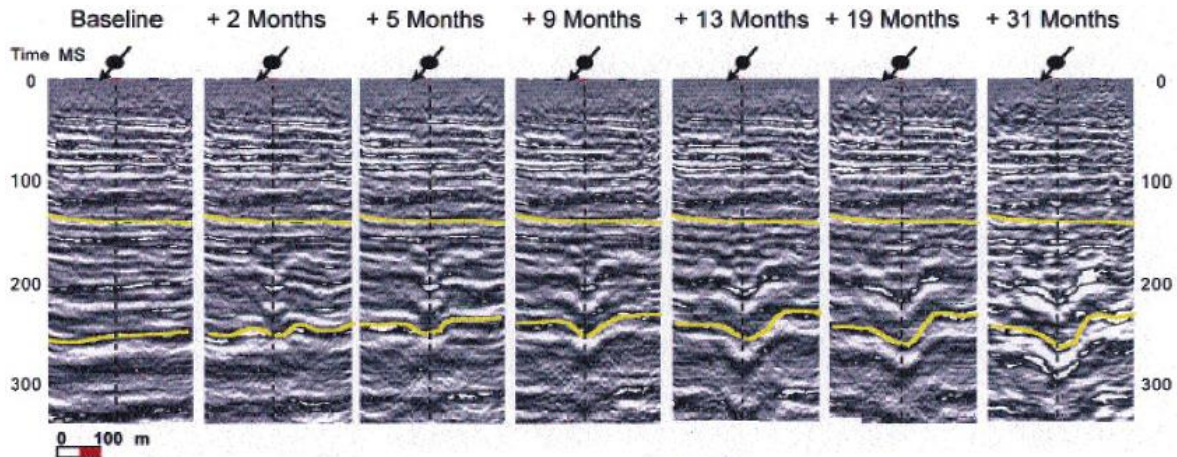


Figura 17.- Sección vertical de seis levantamientos sísmicos repetidos, se nota que se forma una forma sinclinal debido al gas en el yacimiento. (Jenkins, Waite, & Bee, 1997)

Las líneas amarillas muestran la parte superior y la base del intervalo de inyección de vapor, aquí se desarrolla una forma sinclinal dentro y por debajo de este intervalo después de 2 meses, y crece hasta alrededor de 20 ms después de 31 meses, también se puede ver que los datos no cambian por encima de la zona de vapor, lo que indica claramente que este es el efecto de la inyección de vapor en el yacimiento. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

La presión y el calor del vapor provocan subidas y bajadas progresivas del tiempo de tránsito y el efecto progresivo también se puede ver cómo círculos en expansión en la **Figura 18**, donde el estudio de referencia antes de la inyección de vapor está a la izquierda, también los otros levantamientos de izquierda a derecha son después de 2, 5, 9, 13 y 19 meses de inyección de vapor. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

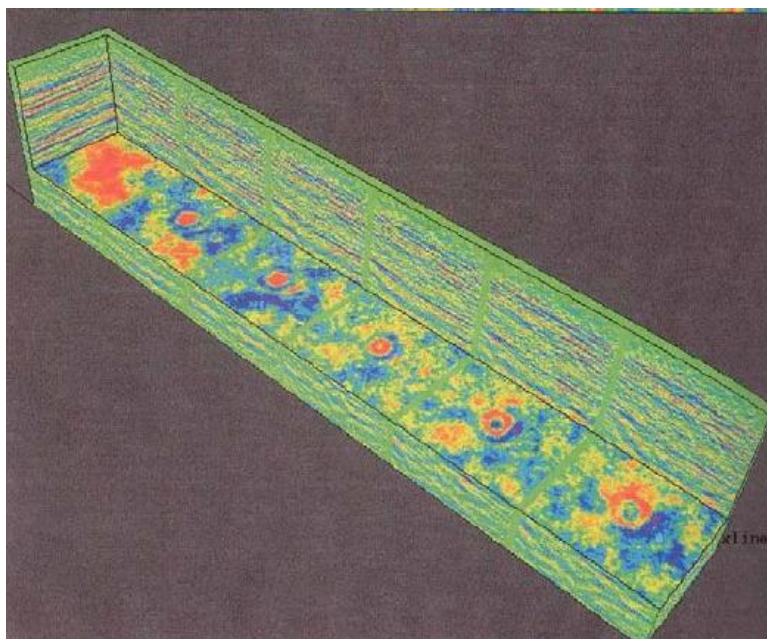


Figura 18.- Pantalla de corte de los seis estudios sísmicos que muestra los time slice con el aumento del efecto de vapor después de 0, 2, 5, 9, 13 y 19 meses de inyección de vapor. (Brown, 2004)

3.3. Campo Northern Alberta (Canadá)

El campo petrolero Northern Alberta está situado en Canadá, este es uno de los mejores ejemplos de yacimiento de petróleo pesado y, por lo tanto, es un gran desafío de producción, la inyección de vapor se lleva a cabo en el yacimiento de petróleo pesado para hacer que el petróleo sea producible. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Un aumento en la temperatura del petróleo pesado de 100°C disminuye su velocidad en un 50%, por lo tanto, se esperaba una buena anomalía en los datos 4D, para monitorear la inyección de vapor, se registraron cuatro levantamientos 3D, la caída de la velocidad sísmica se observó empujando hacia abajo un reflector más profundo y aumentando la amplitud en la sección de la arena bituminosa, también se realizó inversión sísmica para generar los volúmenes de impedancia y velocidad, en la **Figura 19** se aprecia que los colores indican que la arena se ve afectada por el calor del vapor. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

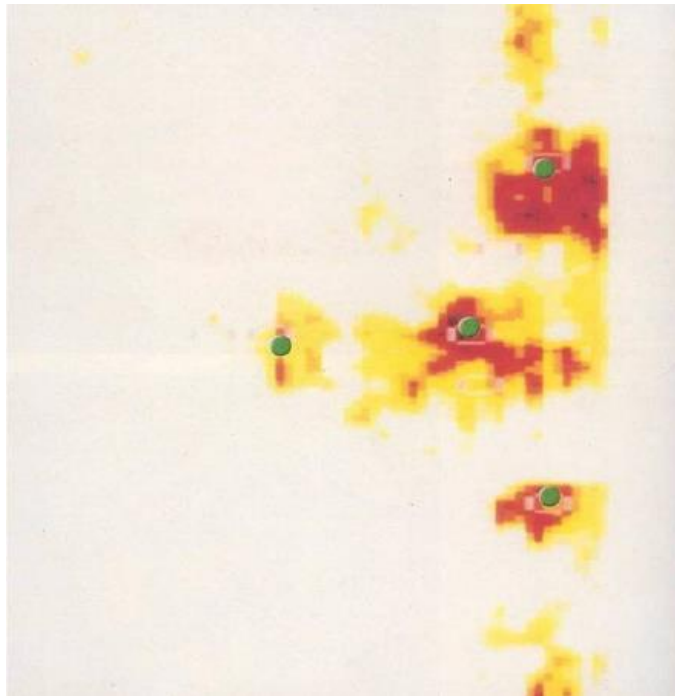


Figura 19.- Time Slice de diferencia de velocidad invertida a una profundidad de 200 m entre dos levantamientos registrados con varios meses de diferencia, los colores indican arenas afectadas por el calor del vapor inyectado y los puntos verdes son las posiciones de los pozos de inyección y producción. (Brown, 2004)

3.4. Campo Fulmar (Reino Unido)

El campo petrolero Fulmar está situado a 312 km al este de Dundee, Escocia, Reino Unido, es operado por Talisman Energy, quien reemplazó al operador anterior, Shell, a fines de 1996, fue descubierto en diciembre de 1975 en una profundidad de agua de 82 metros, la recuperación final estimada es de 544 millones de barriles de petróleo y se encuentra a una profundidad de 3.050 metros. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Este campo fue cubierto por dos levantamientos 3D registrados en 1977 y 1992, aquí, el agua está desplazando al petróleo ligero y el yacimiento se compone de arena gruesa, el intervalo de tiempo entre los dos levantamientos sísmicos es de un poco más de 10 años, por lo tanto, hubo buenas posibilidades de observar los efectos 4D, la **Figura 20** muestra un time slice del horizonte del yacimiento superior del campo Fulmar en dos levantamientos diferentes, se ve claramente que las amplitudes de reflexión del yacimiento superior son diferentes, donde algunas de estas diferencias indican efectos de producción. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

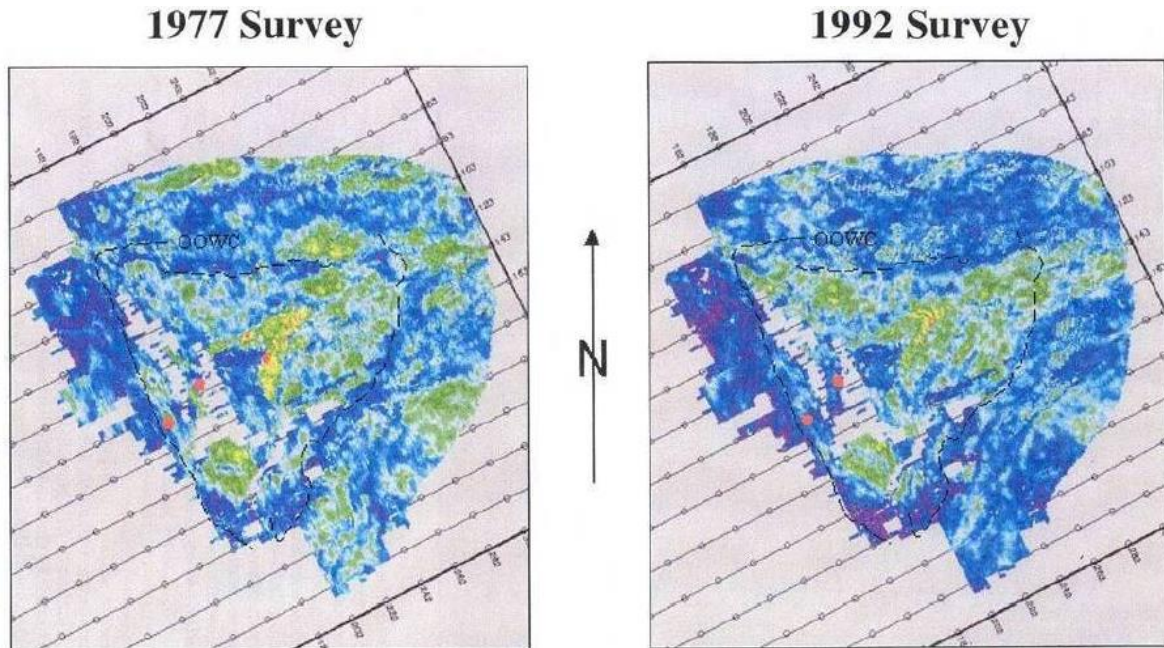


Figura 20.- Time slice de las amplitudes sísmicas de la cima del campo Fulmar, del levantamiento de 1977 (antes de la producción) y del levantamiento de 1992 (después de 10 años de producción), la diferencia en amplitudes indica efecto de producción. (Brown, 2004)

En este caso, los datos 4D tenían serios problemas de repetibilidad, por lo que se llevó a cabo la inversión de impedancia y la interpretación final se hizo sobre la base de la diferencia de impedancias invertidas entre los dos levantamientos, las secciones de inversión de impedancia diferenciadas mostraron indicaciones de entrada de agua y disminución de la presión, además, la disminución de las impedancias se interpretó como un efecto de la inyección de gas. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

3.5. Campo Holt (Estados Unidos)

Una parte del campo petrolero Holt, ubicado en el centro-norte de Texas, EUA, estaba bajo EOR (recuperación mejorada) térmica (combustión insitu), los autores Greaves y Fulp (1987) llevaron a cabo un estudio piloto detallado para detectar cambios en el carácter de la reflexión sísmica atribuida al proceso de combustión, para poder determinar la dirección de propagación del frente de combustión y determinar el volumen de barrido del yacimiento por el proceso de combustión. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Para monitorear el movimiento del frente térmico, se realizaron tres levantamientos sísmicos 3D durante un período de 15 meses, el primer estudio de pre-combustión se registró varios meses antes de la ignición del proceso de combustión, el segundo levantamiento de combustión intermedia se registró cuatro meses después de la ignición, y el tercer levantamiento de pos-combustión final se realizó diez meses después de la ignición, los atributos sísmicos se calcularon para cada conjunto de datos de CDP y el atributo de pre-combustión se restó de la pos-combustión y la combustión intermedia para ver los cambios debidos en la combustión. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

Los volúmenes de diferencia resultantes muestran anomalías 4D claras en forma de iniciación y desarrollo de un punto brillante en el yacimiento superior y un punto oscuro debajo, la **Figura 21** demuestra la diferencia en la amplitud en la parte superior de la arenisca del campo Holt, el punto brillante se formó por el aumento de la saturación de gas a lo largo del límite superior del yacimiento, además, se preparó un mapa de distribución del volumen de combustión utilizando datos posteriores a la combustión, donde se concluyó que los gases de inyección y combustión se habían propagado por delante de la zona de combustión real. (Vedanti, Pathak, Srivastava, & Dimri, 2009)

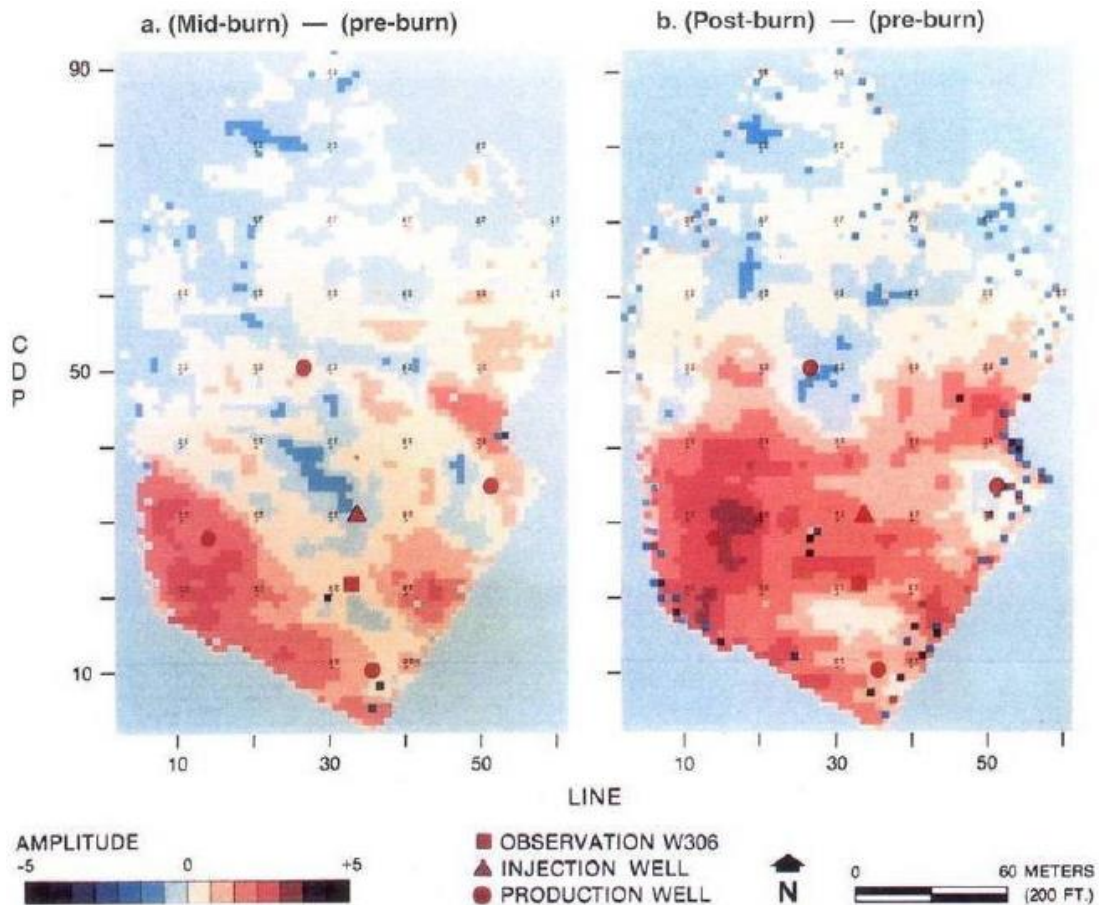


Figura 21.- Time slice de la diferencia de amplitudes en la cima del yacimiento Holt, las anomalías positivas cerca de los puntos brillantes son claramente visibles. (Brown, 2004)

Capítulo 4: Propuesta de aplicación de la sísmica 4D en campos maduros de México

Ahora, con todo el antecedente referente a la sísmica 4D y las diferentes historias de éxito de esta técnica a lo largo del mundo, se plantea una propuesta de la aplicación de dicho método a campos petroleros mexicanos, partiendo de la premisa de que en los últimos 15 años ha ido declinando la producción de hidrocarburos a nivel nacional, aunado a una lenta, pero constante exploración en aguas territoriales de México por parte de empresas nacionales y extranjeras.

Es aquí cuando se revisan los datos de producción disponibles de manera pública referente a todos los campos petroleros que producen hidrocarburos en el país, notando que existen varios campos maduros en donde ya hay una declinación en su producción, siendo los más importantes en su momento el complejo Cantarell, Xanab, Tsimin, Xux, entre otros, notando que actualmente los campos maduros que más producción aportan son los que se encuentran en el complejo Ku-Maloob-Zaap, y que en la actualidad ya comenzaron con su etapa de declinación.

Por lo tanto, para el desarrollo de la propuesta de la sísmica 4D de este trabajo de investigación se decidió tomar los campos del complejo Ku-Maloob-Zaap y para el mayor entendimiento de las características de dicho complejo, se describirán brevemente su ubicación, historia, situación actual, sistema petrolero y producción.

4.1. Historia, ubicación y situación actual de Ku-Maloob-Zaap

El complejo de producción de petróleo crudo Ku-Maloob-Zaap (KMZ), que está frente a las costas de Campeche, representa una producción diaria aproximada de 745,000 barriles de petróleo para Pemex en la actualidad, siendo un 40% de la producción total de petróleo crudo en México, desbancando al Complejo Cantarell desde el año 2009 cómo el primer productor de crudo del país. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Su historia comenzó con el descubrimiento del campo Ku en 1980 por el Pozo Ha-1A, que dio inicio a su producción en marzo de 1981 y posteriormente se descubrieron los campos Maloob en 1984 y Zaap en 1991, en 2017 llegó a producir 869,000 barriles de petróleo diarios, siendo la máxima producción de crudo en la historia de este complejo. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Más a detalle, se sabe que el inicio de las perforaciones en la Sonda de Campeche data de inicios de los años 70 con objetivo del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), donde mapas geológicos elaborados mostraban que debían de existir condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las terrestres del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

El éxito se concretó con el hallazgo de hidrocarburos en la brecha dolomitizada del Cretácico (BTPKS), dando cómo fruto el descubrimiento de Akal y la formación del proyecto más importante de la industria petrolera mexicana, Cantarell. Sería hasta el

descubrimiento del campo Ku en que se haría efectivo el potencial petrolero de las rocas del JSK que se buscaban con antelación. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

En esas instancias, el descubrimiento del campo Ku se realizó en 1979 con el pozo exploratorio HA-1A terminado en el horizonte BTPKS, pero la explotación de este campo, por falta de infraestructura, comenzó en 1981. El potencial de este yacimiento se probó con su primer pozo de desarrollo el Ku-89 al aportar 20,000 bpd. Por otro lado, el potencial en el horizonte de las calcarenitas del Eoceno Medio (CCE) fue probado en este campo con el pozo Ku-10 en el año de 1986 con un aporte de 2,861 bpd de un petróleo de 15.7 °API. El yacimiento Ku-JSK sería probado con distintos pozos, pero su explotación comenzaría en 1992 con el pozo Ku-401 al producir petróleo de 20.1 °API. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

El descubrimiento del campo Maloob en las rocas calcáreas de la BTPKS se dio en el año de 1980 con el pozo exploratorio Maloob-1. Posteriormente, en el año de 1983, comienza la explotación de este campo de manera aislada y en ese mismo año se hace efectivo el potencial de las dolomías fracturadas del JSK con el pozo Ku-407 y una producción inicial de 5,642 bpd. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Por último, el campo Zaap fue descubierto en septiembre de 1990 con el pozo exploratorio Zaap-1A terminado en los horizontes BTPKS y JSK para la realización de estudios de potencial. El campo inicia su explotación 1992, mismo año en que el pozo Zaap-2051 prueba el potencial de las dolomías del JSK para este campo, con un aporte de 2,000 bpd. En 1995 el pozo Zaap-1001 descubre el potencial del yacimiento Zaap-CCE al producir petróleo de 17.2 °API. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Ku-Maloob-Zaap se encuentra localizado en aguas territoriales del Golfo de México dentro de la Región Marina Noreste a \pm 105 Km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche, en total, la RMNE cubre un área de 352.4 km², además, es el activo con mayor producción en la República Mexicana con 870 Mbpd de crudo y 720 MMpcd de gas asociado, proveniente de alrededor de 180 pozos en operación distribuidos en más de 20 plataformas de perforación (**Figura 22**). (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)



Figura 22.- Ubicación del Activo Integral de Producción Ku-Maloob-Zaap. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

En la **Tabla 1** se muestra un resumen de las características principales de los campos del activo Ku-Maloob-Zaap, donde se describe la era, edad y la descripción de la formación productora, tomando en cuenta que este complejo petrolero se localiza dentro de las Cuencas del Sureste (Pilar Reforma-Akal).

Tabla 1.- Características principales de los campos que conforman el complejo Ku-Maloob-Zaap.

Campo	Era	Edad	Descripción de la Formación Geológica
Campo Ku	Cenozoico	Eoceno Medio	Calizas
	Mesozoico	Cretácico Superior-Medio-Inferior	Dolomías y Calizas
		Jurásico Superior Kimmeridgiano	Dolomías
Campo Maloob	Cenozoico	Eoceno Medio	Calizas
	Mesozoico	Cretácico Superior-Medio-Inferior	Dolomías y Calizas
		Jurásico Superior Kimmeridgiano	Dolomías
Campo Zaap	Cenozoico	Eoceno Medio	Calizas
	Mesozoico	Cretácico Superior-Medio-Inferior	Dolomías y Calizas
		Jurásico Superior Kimmeridgiano	Calizas Dolomitizadas

Partiendo de la premisa de que el complejo Ku-Maloob-Zaap se encuentra en lo que se conoce como las Cuencas del Sureste, específicamente en la subprovincia de Pilar Reforma-Akal, esta provincia petrolera está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, es una de las provincias petroleras más prolíficas de petróleo y gas del país, que incluye una porción terrestre y otra marina. (CNH, 2014)

La terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, el norte del estado de Chiapas, casi todo el estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche; la marina ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isobata de 500 m hasta la línea de costa. (CNH, 2014)

4.2. Sistema petrolero de Ku-Maloob-Zaap

El sistema petrolero de este complejo se compone de lo siguiente:

4.2.1. Roca generadora

Se compone de estratos que se encargaron de transformar la materia orgánica, acumulada en la roca durante la depositación, en hidrocarburos por medio de procesos fisicoquímicos, en el caso de los campos de Ku-Maloob-Zaap, la formación de hidrocarburos se debe fundamentalmente a lutitas bituminosas de abundante material orgánico del Jurásico Superior Tithoniano que se intercala con delgadas láminas de calizas arcillosas. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Dadas las características favorables de otras unidades estratigráficas, algunos autores plantean que las secuencias Jurásico Superior Oxfordiano y Cretácico inferior poseen potencial de ser rocas generadoras de los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

4.2.2. Roca almacén

Se compone de un estrato poroso y permeable que permite la acumulación de hidrocarburos, mientras esté delimitado por rocas sellos y una trampa, en los campos de Ku-Maloob-Zaap, los yacimientos de interés se encuentran dentro de tres horizontes geológicos principalmente, siendo estos:

Banco de carbonatos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano

Esta roca almacén tuvo formación en un ambiente somero de rampa marina carbonatada en el que se depositaron sedimentos esféricos de carbonatos con diámetros menores a 2 mm (Oolitos), estos yacimientos se caracterizan por almacenar petróleos más ligeros que las otras estructuras. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Brecha de clastos de caliza dolomitizada del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior

Roca almacenadora por excelencia de la Región Marina Noreste y, por ende, de mayor desarrollo y caracterización, el ambiente de depósito es de talud con una depositación de sedimentos por flujos detríticos que dio a origen a una brecha de talud, por efectos de metamorfismo este yacimiento terminaría en una brecha de impacto con modificaciones de su permeabilidad y porosidad por efectos de dolomitización. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Esta roca está compuesta por un sistema de doble porosidad (conformado por la matriz y un sistema de fracturas, vórgulos y cavernas) y permeabilidad simple conformado por el sistema de fracturas, actualmente existen numerosos modelos que intentan explicar el origen de esta brecha de impacto, pero las más aceptadas en la actualidad, coinciden que el mecanismo por el cual se modificó esta brecha está asociado a la gran energía generada por el impacto del meteorito del Chicxulub en la plataforma de Yucatán. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Una de las características más importantes de estos yacimientos es que se encuentran comunicados hidráulicamente a causa de un acuífero gigante en común, por lo que cualquier cambio de condiciones de presión-producción en cualquiera de los yacimientos impacta en misma consecuencia a los adyacentes. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Cuerpo de calcarenitas del Eoceno Medio

Roca almacenadora de origen calcáreo constituida por clastos de tamaño arena 1/16 - 2 mm, el ambiente de depósito fue de plataforma somera constituido por un depósito de flujo turbidíticos que constituyeron una roca de excelente porosidad primaria y secundaria, una característica de estos yacimientos es que son volumétricos y no se encuentran comunicados entre sí. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

4.2.3. Roca sello

Son aquellas formaciones geológicas con escasa permeabilidad y porosidad que imposibilita la continuidad de la migración de fluidos a otros estratos, también, pueden llegar a funcionar como sellos ciertas fallas y discordancias. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Para el caso de la brecha del Cretácico Superior, el sello está compuesto por lutitas bentónicas con intercalaciones de una matriz calcáreo-bentónica del Paleoceno, algo semejante se tiene en las calcarenitas del Eoceno Medio, en el que la unidad suprayacente está conformada por lutitas con ligeras intercalaciones de bentonita y caliza del Oligoceno. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Además, cuando la secuencia potencialmente productora es el Jurásico Superior Kimmeridgiano, la roca sello suele estar constituido por las lutitas de alto contenido de materia orgánica del Jurásico Superior Tithoniano. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

4.2.4. Trampa

En la Sonda de Campeche todos los yacimientos del Mesozoico se encuentran en trampas combinadas, aunque por su origen se deberían de considerar como trampas estratigráficas, la inversión a trampas combinadas se debe a procesos tectónicos posteriores a la formación de las trampas estratigráficas, generando las trampas que actualmente se conocen. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Con base en lo anterior, para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y la brecha del Cretácico Superior, las trampas son de tipo estructural compuesta por anticlinales delimitados por un sistema de fallas inversas que en un principio fueron de tipo normal, pero sufrieron un proceso de inversión y para las calcarenitas del Eoceno Medio, la trampa se considera combinada. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

4.2.5. Sincronía y migración

La sincronía representa la sucesión en tiempo y espacio para que se forme un yacimiento susceptible de explotarse con rendimiento económico, teniendo en cuenta eso, se puede afirmar que sí hay sincronía al existir evidencia de que el sistema petrolero está completo en Ku-Maloob-Zaap. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Por otra parte, la migración es el proceso por el cual la roca generadora expulsa los fluidos hacia una zona de menor presión, teniendo en cuenta lo anterior, en los campos de Ku-Maloob-Zaap, la migración de petróleo del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Oxfordiano se dio principalmente de manera vertical hacia la brecha del Cretácico Superior y las calcarenitas del Eoceno Medio. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Las rutas de migración preferenciales de estos hidrocarburos fueron las fallas, fracturas interconectadas y capas permeables, sin embargo, en las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la migración se dio tanto de forma vertical como horizontal a través de fracturas adyacentes del Jurásico Superior Tithoniano. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

Con todo el sistema petrolero ya descrito, se concluye que los principales yacimientos productores de este complejo se encuentran en tres formaciones principales, siendo el Jurásico Superior Kimmeridgiano, las brechas del Cretácico Superior y las calcarenitas del Eoceno Medio. (Del Prisack Velázquez Sánchez, 2019)

4.3. Producción de Ku-Maloob-Zaap

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la producción del año 2022 hasta septiembre fue de 1.618 millones de barriles de petróleo diarios y 4,842 millones de pies cúbicos de gas diarios; en cuestión de producción de petróleo, poco más de un millón corresponde a petróleos pesados provenientes principalmente de la Sonda de Campeche, en la **Figura 23** y **Figura 24** se aprecia una gráfica que muestra la producción diaria de petróleo y gas del año 2016 hasta septiembre de 2022, notando que ha habido un decremento en la producción de ambos hidrocarburos.

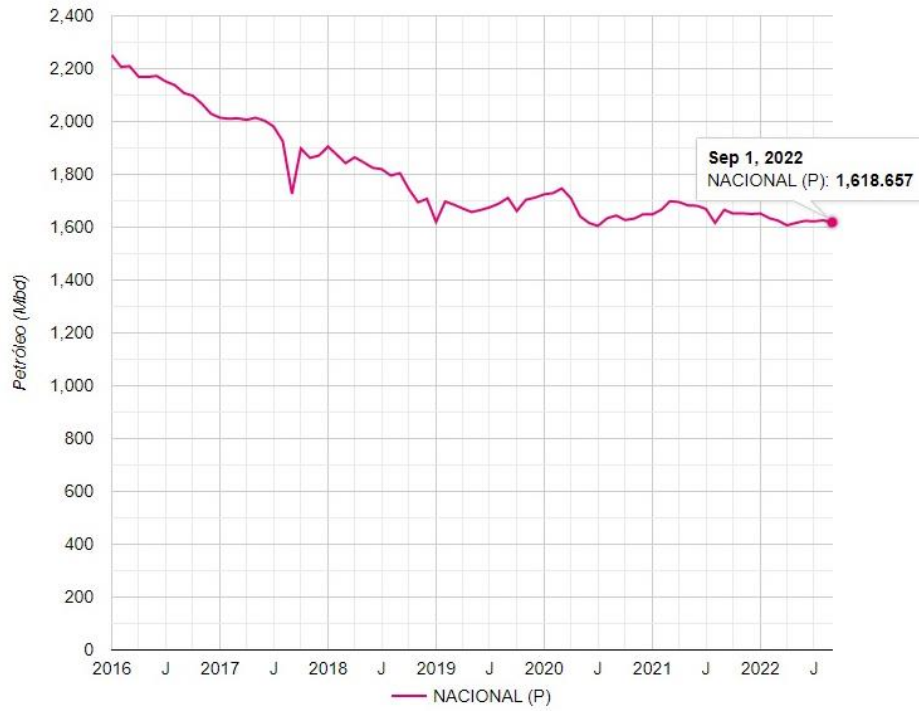


Figura 23.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de petróleo en México. (CNIH, Producción, 2023)

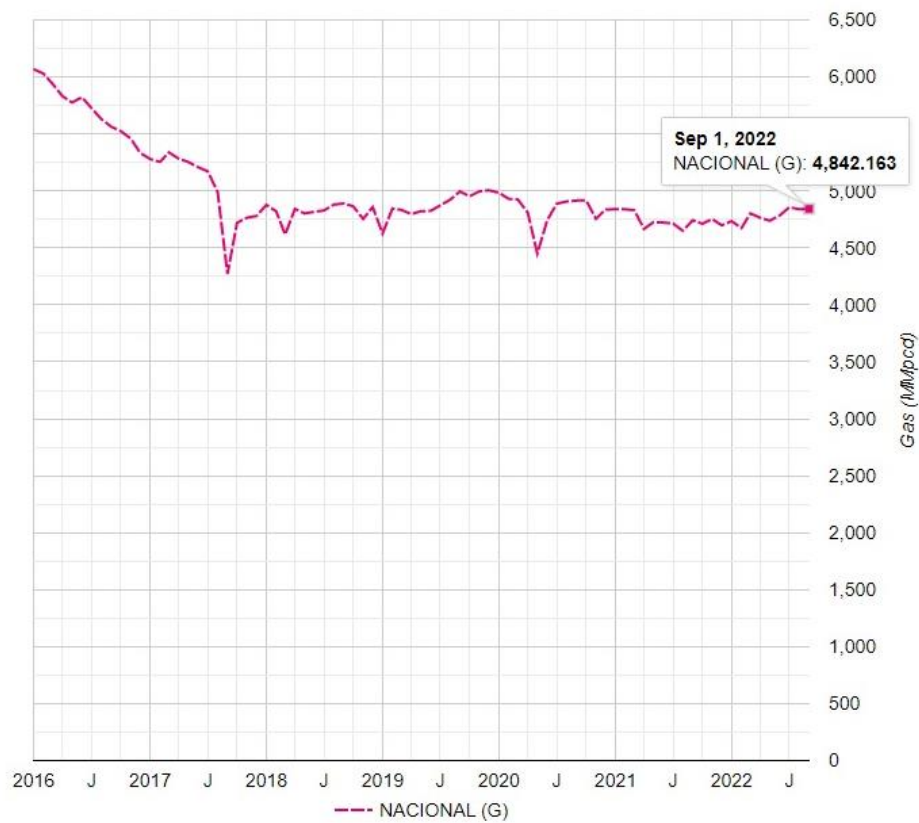


Figura 24.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de gas en México. (CNIH, Producción, 2023)

Conociendo lo anterior, la producción del año 2022 hasta septiembre hablando específicamente del complejo Ku-Maloob-Zaap fue de 631.2 miles de barriles de petróleo diarios y 825 millones de pies cúbicos de gas diarios, en la **Figura 25** y **Figura 26** se aprecia una gráfica que muestra la producción diaria de petróleo y gas del año 2010 hasta septiembre de 2022 del complejo Ku-Maloob-Zaap, notando que ha habido un decremento en la producción de petróleo, pero ha aumentado la producción de gas.

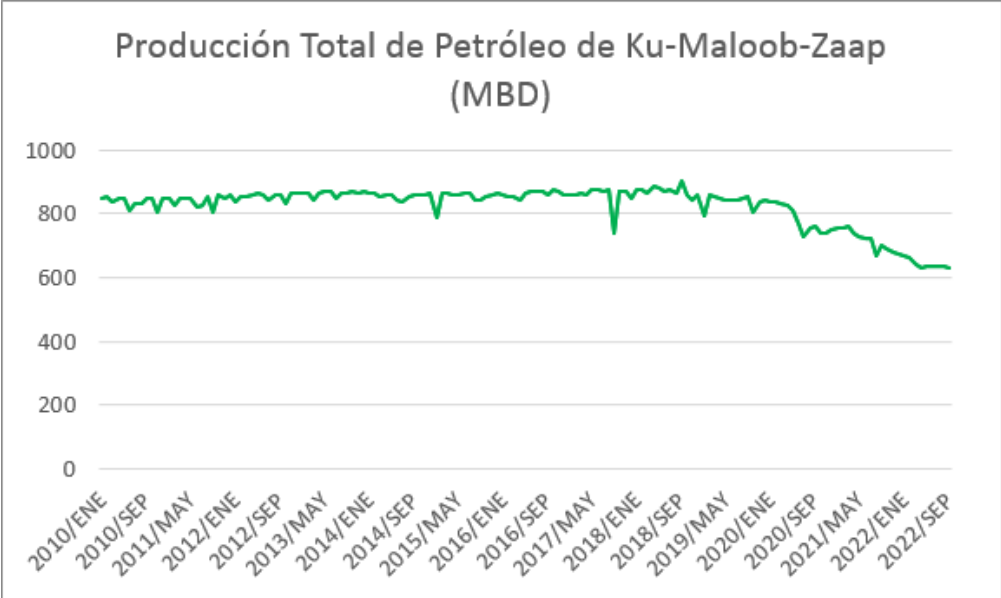


Figura 25.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de petróleo en Ku-Maloob-Zaap.

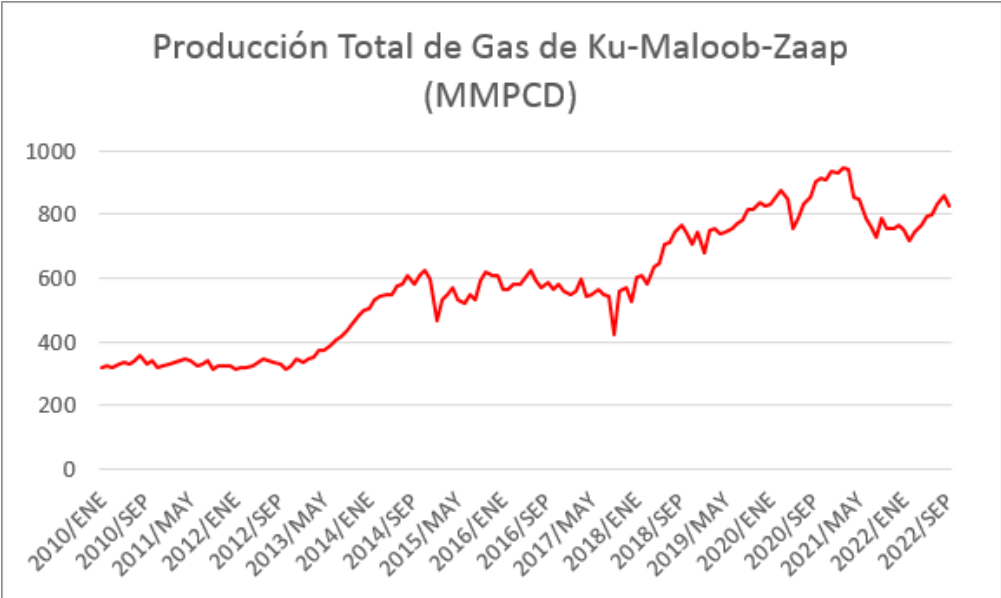


Figura 26.- Gráfica que muestra la producción nacional diaria de gas en Ku-Maloob-Zaap.

Haciendo una comparación de la producción nacional y la del complejo Ku-Maloob-Zaap, se calcula que la producción de petróleo de este complejo representa el 39.01% de la producción nacional, mientras que la producción de gas representa el 17.04%.

4.4. Posible implementación de la sísmica 4D en Ku-Maloob-Zaap

Con las generalidades geológicas y antecedentes de producción mostradas anteriormente sobre el complejo Ku-Maloob-Zaap se dio una justificación sobre la implementación de la sísmica 4D, ahora se mostrará la propuesta de la metodología que se puede usar, tomando como base la información pública disponible de este complejo petrolero.

Un punto importante a considerar dentro de la implementación de la sísmica 4D es la parte de costos y cotizaciones, sin embargo, este rubro no puede ser desglosado con algún precio específico ya que, no hay un rango definido de precios ni un marco de referencia en los mismos, tomando en cuenta que las cotizaciones dependen de lo que cada proveedor de servicios, operador o compañía especializada en sísmica 4D tenga disponible para ofrecer (planificación de la metodología a implementar, forma de operación en campo y equipos especializados para dicha técnica).

En la parte de cotización se analizan muchas variables para dar un precio final, cómo son el conocer las características geológicas del yacimiento, tales como la forma de la estructura, las formaciones productoras, su cima y base, información litológica, entre otros; aspectos climatológicos y meteorológicos tales cómo el tamaño del tirante de agua, si hay presencia de turbulencias, de tormentas o ciclones; aspectos técnicos cómo el tamaño del área de adquisición, renta del barco y los días de navegación durante el proyecto, número de hidrófonos, canales, cables a utilizar, equipo de adquisición, números de OBC y OBN que se usarán, por estos motivos es que la cotización tarda aproximadamente de uno a dos meses en ser concretada.

4.4.1. Propuesta de adquisición

Cabe mencionar, que el piso marino donde se encuentra el complejo KMZ está a una profundidad de 30 a 50 metros del nivel del mar (Martínez Hernández, 2014), además que los estudios de interpretación sísmica realizados para el desarrollo de los campos Zaap y Maloob, han sido sustentados con la información sísmica de una adquisición OBC de 1999, con reprocesamiento pre-apilado en tiempo en 2005. (Gutiérrez Vázquez, Castellanos Calvo, & Villaseñor Rojas, 2019)

Con este antecedente se propone que se continúe con la adquisición OBC, donde se deben de colocar varios cables de manera ortogonal a lo largo del suelo marino donde se encuentran los campos de KMZ, debido a que no se conoce si ha habido más adquisiciones OBS además de la antes mencionada, se recomienda que la repetibilidad de la adquisición sísmica se haga una vez cada año, para así lograr monitorear los yacimientos de manera constante y continua. (Landrø, 2015)

En cuestiones de repetibilidad, se tiene que tener ciertas precauciones que tomar en cuenta al momento de adquirir datos sísmicos año tras años, cómo puede ser:

- Diversas posiciones de fuente y receptor (coordenadas x, y & z).

- Condiciones meteorológicas cambiantes durante la adquisición.
- Variación de la temperatura del agua de mar.
- Efectos de marea.
- Ruido de otras embarcaciones u otra actividad en el área (ruido de plataforma).
- Señal de fuente variable.
- Cambios en el sistema de adquisición (nueva embarcación, otros cables, fuentes, etc.).
- Variación en el ruido generado por el disparo (del disparo anterior).

(Landrø, 2015)

También hay que resaltar que, cómo el piso marino de KMZ se encuentra relativamente somero, se pueden utilizar cualquiera de los sistemas OBS mostrados con anterioridad en este trabajo (Q-Seabed, SeaRay, VectorSeis Ocean y GeoRes), ya que no excede las profundidades máximas a las que se puede adquirir información de cualquier sistema (500 a 2000 metros de profundidad), adicionalmente se propone colocar los cables con una separación de 50 metros, para así lograr tener una mejor resolución de los datos sísmicos a analizar.

De igual manera, se propone colocar OBN cómo una fuente adicional y más moderna para recolectar datos sísmicos, donde se pueden colocar de manera más amplia dichos nodos a lo largo del piso marino de KMZ en conjunto con los OBC para así tener información con más resolución, anteriormente en este trabajo se mencionó que la desventaja de usar los OBN es que sus datos recopilados solo se pueden recuperar del fondo marino yendo por dichos dispositivos, lo que no permitirá realizar un buen control de calidad en tiempo real de los datos registrados en dichos nodos.

Ahora, la ventaja de colocar los nodos en el piso marino de KMZ es que su relativa corta profundidad con respecto al nivel del mar, hace que sea rápida su extracción del fondo marino y así se puedan conjuntar de manera más rápida y eficiente los datos junto con los del OBC, también cabe mencionar que los diferentes sistemas OBN descritos con anterioridad (Trilobit, Z100, Z700 y Z3000, CASE Abyss y Manta & OBX) son viables de usarlos sin ningún problema, ya que su límite de adquisición de datos es de 3000 metros de profundidad, y el piso marino de KMZ no rebasa ni los 50 metros, por lo tanto, la **Figura 27** muestra cómo se propone que la cobertura de la sísmica 4D sea ortogonal con OBC y OBN sobre los campos KMZ, en un área de 25 km² aproximadamente (recuadro rojo).



Figura 27.- Mapa de los campos Ku-Maloob-Zaap donde se muestra el área de cobertura propuesta de la adquisición 4D con OBC y OBN. Modificado de (Chávez & Cortes, 2022)

4.4.2. Propuesta de procesamiento

Con base en lo descrito anteriormente en este trabajo, para el procesado de la sísmica se utilizan diferentes algoritmos que buscan corregir las diferentes anomalías presentes en los datos adquiridos, debido a que la repetibilidad de la adquisición sísmica 4D que se propuso para KMZ es cada año, es por obviedad que el procesamiento de dichos datos tiene que ser constante, si se desea tener un constante y exhaustivo análisis de los datos obtenidos, tomando en cuenta que se tendría también una mejora en la relación señal-ruido.

Además, debido a que KMZ es un complejo que ya ha sido muy estudiado desde que comenzó su producción hace más de 40 años, seguramente ha tenido varios reprocesamientos de información que han ayudado a identificar y corregir las diferentes anomalías que se le han presentado, cómo la eliminación de fantasmas, eliminación de múltiplos, corrección de ruido en la señal, etc., lo cual se traduce en una más fácil obtención de señales corregidas al momento de procesar la información año con año.

Los autores (Gutiérrez Vázquez, Castellanos Calvo, & Villaseñor Rojas, 2019), mostraron un poco de la información sísmica migrada de KMZ utilizando Kirchhoff y Reverse Time Migration (RTM) (**Figura 28**), donde se aprecia que aplicando cada algoritmo en los datos procesados se logran ver con un poco más de nitidez ciertos aspectos, por ejemplo, que la sección con migración Kirchhoff (izquierda) se enfoca más en mostrar los horizontes geológicos que delimitan las formaciones de interés en el complejo.

Mientras que la sección con migración RTM muestra los diferentes planos de falla presentes en el la zona de interés, recordando que los campos de KMZ se encuentran

dentro de una alta complejidad estructural, siendo delimitados por un conjunto de fallas normales e inversas.

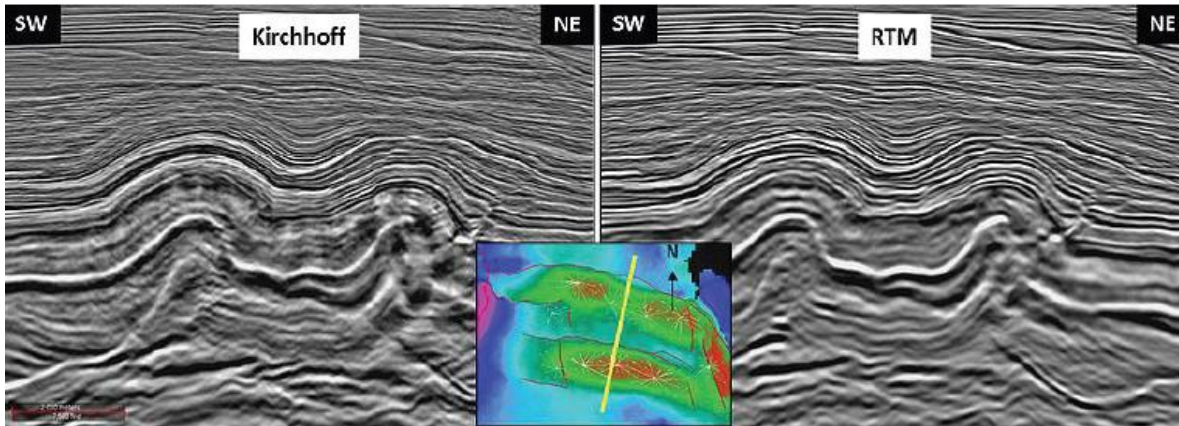


Figura 28.- Secciones sísmicas representativas de los campos Maloob y Zaap que muestran los diferentes eventos que se resaltan aplicando los algoritmos de migración Kirchhoff y RTM. (Gutiérrez Vázquez, Castellanos Calvo, & Villaseñor Rojas, 2019)

Con este antecedente mostrado de los algoritmos de migración aplicados a la sísmica de KMZ, se puede apreciar que se tiene un muy buen insumo en cuestión de mostrar un cubo sísmico procesado de la mejor manera, que será clave para la interpretación sísmica 4D, en donde se podrá identificar con algunos atributos sísmicos, la presencia de fluidos dentro de los yacimientos que se están explotando actualmente y el posible movimiento del contacto agua-aceite (CAA), dentro de este complejo petrolero.

4.4.3. Propuesta de interpretación

El objetivo principal de la interpretación 4D es mostrar todo lo relacionado a los fluidos presentes dentro del yacimiento (agua, aceite y gas), cómo su flujo, su movimiento, el contacto agua aceite (CAA), a una mayor escala que lo que puede mostrar uno o varios pozos dentro del yacimiento, para así lograr mapear el flujo de fluidos en el yacimiento, teniendo esta pequeña introducción, se sabe que en KMZ ha habido interpretaciones y reinterpretaciones de la sísmica, ya que conforme ha pasado el tiempo, y aunado al aumento de las reservas probadas y la perforación de nuevos pozos, se han descubierto nuevas estructuras que anteriormente no se habían podido identificar con las interpretaciones previas.

Teniendo este panorama, aquí se propone hacer un análisis de las amplitudes de la sísmica 4D que se visualizan al momento de interpretarlas, poniendo énfasis en cuestiones cómo que las amplitudes tienen una relación directa con el cambio de propiedades de las rocas en el subsuelo, que un incremento abrupto de amplitud puede indicar la presencia de hidrocarburos (despreciando el hecho de que la información sísmica se procesó de la mejor manera, eliminando ese tipo de errores) y analizando también las impedancias acústicas, que representan la oposición que pone el medio (densidad) al paso de las ondas sísmicas (velocidad).

Para interpretación se propone utilizar un par de herramientas fundamentales para detectar características de interés en el monitoreo de los yacimientos, la primera herramienta importante es la aplicación de atributos sísmicos que ayuden a detectar y mostrar rasgos estructurales y estratigráficos de los yacimientos, aquí se propone usar los siguientes:

Amplitud RMS: este atributo enfatiza las variaciones de la impedancia acústica sobre el intervalo de muestreo seleccionado y se calculada cómo la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las amplitudes encontradas en una traza, siendo útil también para determinar la distribución de roca almacén (Cortes, 2018), de igual manera, muestra la reflectividad y que tanto contrasta una capa con la siguiente (rasgos estratigráficos), en la **Figura 29**, inciso a, se aprecia un ejemplo de cómo se muestra el atributo amplitud RMS aplicado en una sección sísmica, donde se nota que las amplitudes iluminadas de color azul fuerte representan porosidad, además de que se aprecia el contraste que existe entre cada capa presente en el subsuelo.

Ant-tracking: este atributo resalta las discontinuidades asociadas a las superficies de falla en datos con mucho ruido, permitiendo identificar grandes fallas en la sísmica (recordando que las fracturas que forman parte de la porosidad secundaria se encuentran asociadas a zonas de fallas) (Osornio Solís, 2020), que se traduce a que en las zonas cercanas a la falla hay fracturamiento, lo que es indicio de presencia de hidrocarburos (rasgos estructurales), en la **Figura 29**, inciso b, se aprecia un ejemplo de cómo se muestra el atributo ant-tracking aplicado en una sección sísmica, donde se resalta que las amplitudes iluminadas de color azul claro representan porosidad, la cual va de la mano con estar cerca de una falla iluminada de color blanco.

Frecuencia Instantánea: este atributo representa la tasa de cambio de la fase instantánea cómo una función del tiempo, es independiente de la fase y de la amplitud, es decir, puede proporcionar información acerca de la frecuencia característica de los acñamientos y bordes de interfaces de fluidos (agua-aceite), en este atributo, un cambio de frecuencias bajas se observa comúnmente en reflexiones de horizontes con gas, puesto que las acumulaciones de hidrocarburos condensados tienden a atenuar las altas frecuencias (Cortes, 2018), en términos simples, muestra rasgos estratigráficos y presencia de fluidos, en la **Figura 29**, inciso c, se aprecia un ejemplo de cómo se muestra el atributo frecuencia instantánea aplicado en una sección sísmica, donde se aprecia que las anomalías de color verde asociadas a bajas frecuencias pueden indicar una posible presencia de hidrocarburos.

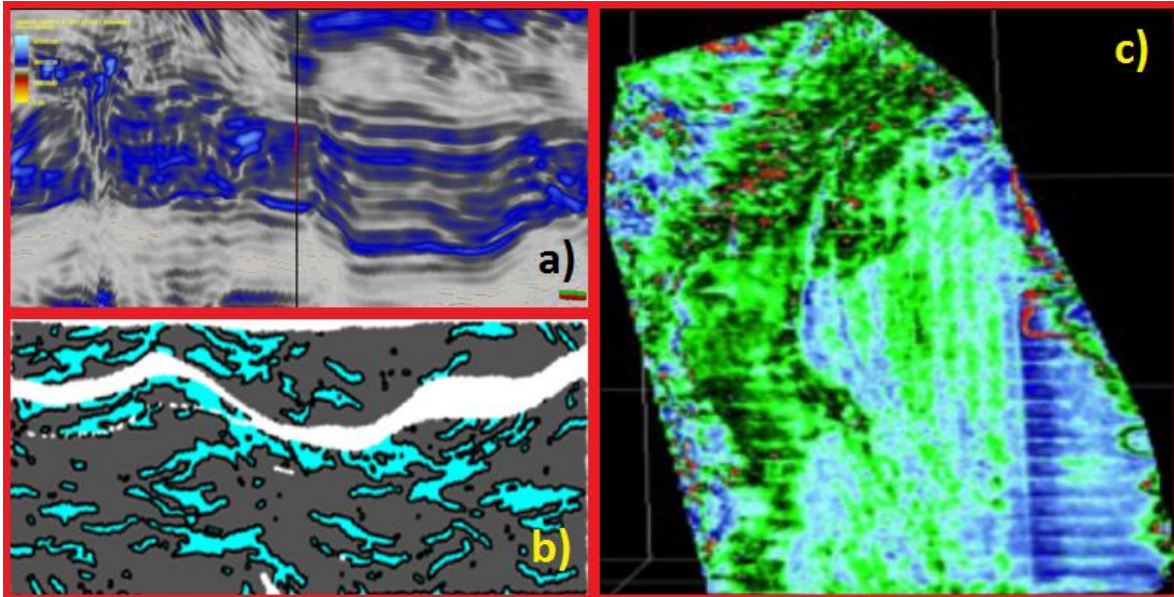


Figura 29.- Se muestra en el inciso a) el atributo amplitud RMS aplicado a una sección sísmica (Cortes, 2018), el inciso b) muestra el atributo ant-tracking aplicado a una sección sísmica (Osornio Solís, 2020) y el inciso c) muestra el atributo frecuencia instantánea aplicado a una sección sísmica (FI, 2015)

La segunda herramienta importante es la aplicación de AVO e inversión sísmica, ya que ambos ayudan a detectar y mostrar presencia de fluidos y su distribución en los yacimientos:

AVO: es la variación de la amplitud de las reflexiones sísmicas con el cambio de la distancia existente entre el punto de tiro y el receptor, que indica las diferencias en términos de litología y contenido de fluidos en las rocas situadas por encima y por debajo del reflector.

El análisis AVO es una técnica por la cual los geofísicos procuran determinar el espesor, la porosidad, la densidad, la velocidad, la litología y el contenido de fluidos de las rocas, para resultar exitoso, el análisis AVO requiere un procesamiento especial de los datos sísmicos y el modelado sísmico para determinar las propiedades de las rocas con un contenido de fluidos conocido, con ese conocimiento es posible modelar otros tipos de contenido de fluidos. (Schlumberger Energy Glossary, 2023)

Inversión sísmica: es el proceso que sirve para calcular modelos de impedancia consistentes con la información sísmica y con la geología, es decir, determinar modelos geológicos a partir de datos sísmicos obtenidos en superficie, esta metodología busca determinar distribución de saturación de fluidos, porosidad y litología, en relación con la sísmica y las anomalías generadas por presencia de hidrocarburo, al aplicar la inversión elástica sísmica es necesario generar un modelo de impedancias. (Barclay, Bruun, Bolding Rasmussen, Camara Alfaro, & Cooke, 2008)

Y finalmente, se propone la integración de datos de producción de todos los pozos de KMZ que ayuden a conjuntar cómo ha sido el comportamiento de los fluidos dentro de este complejo y, sobre todo, integrar también información de registros geofísicos y

evaluaciones petrofísicas de muchos pozos de KMZ, tomando en cuenta que con los datos de las propiedades como saturación de agua, porosidad efectiva y permeabilidad se puede conocer la profundidad aproximada a la que está el CAA en cada yacimiento explotado dentro del complejo, y en conjunto con la interpretación 4D, poder tener una mayor certeza sobre el monitoreo del flujo de fluidos dentro del yacimiento y el desplazamiento del CAA en cada yacimiento.

La **Figura 30** muestra una sección sísmica regional que atraviesa los campos Ku, Maloob y Zaap, en donde se aprecia que algunos pozos productores se localizan en trampas combinadas y que, además, están explotando las tres formaciones principales de dichos campos, lo que se traduce a que hay suficiente información estática y dinámica para conjuntar con la propuesta de la implementación de la sísmica 4D descrita en esta investigación.

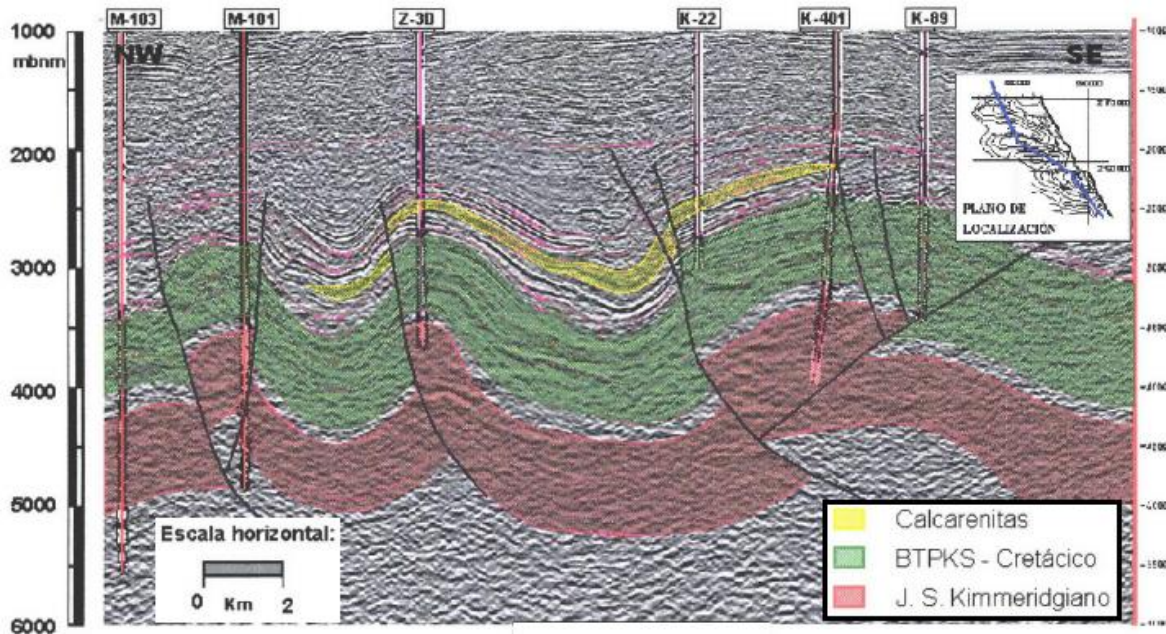


Figura 30.- Sección sísmica regional de los campos Ku, Maloob y Zaap. Modificado de (García Olvera, 2004)

Conclusiones

- Este trabajo muestra todo lo relacionado con la sísmica 4D, desde su origen, desarrollo, actualidad y sus diferentes etapas, cómo la adquisición, en donde se conocieron los diferentes equipos con los que se hace un levantamiento de este tipo y sus características técnicas específicas junto al diferente alcance que tiene cada uno de estos; el procesamiento, en donde se explica el control de calidad de las señales para la obtención de una relación señal-ruido mejorada; y la interpretación, donde se demuestra que los atributos de amplitud resultan ser los adecuados para la identificación de zonas con presencia de fluidos.
- Con ejemplos de casos reales se comprobó la efectividad del método 4D para el monitoreo de yacimientos por medio del análisis de anomalías presentes en diferentes momentos a lo largo de la vida productiva de diferentes campos petroleros con litologías variadas entre uno y otro, donde se pudo apreciar por medio de mapas la presencia y el movimiento de fluidos dentro de las formaciones productoras de los yacimientos, comprobando que la vida de los campos maduros se puede alargar unos años más con esta técnica.
- Con todos los antecedentes descritos en este trabajo de investigación se demostró que, si puede ser viable la implementación de la sísmica 4D en campos maduros mexicanos, proponiendo dicha implementación en los campos Ku-Maloob-Zaap (KMZ), los cuales son los mayores productores de hidrocarburos en la actualidad, siendo escogidos porque ya están comenzando su etapa de declinación de producción, por ser los que aportan la mayor producción de petróleo crudo en el país y por ende, son campos que tienen demasiada información estática y dinámica que puede ser usada junto con el método 4D para obtener mejores resultados.
- La implementación de la sísmica 4D en el país traería beneficios económicos a largo plazo, ya que se lograría extender la vida útil de los campos maduros que aún aportan grandes volúmenes de producción diaria de hidrocarburos, también el monitorear los yacimientos daría pauta a poder pronosticar con más exactitud cuando terminan de producir hidrocarburos y así se podría planear o modificar de mejor manera el plan de desarrollo para cada campo maduro.
- Tomando en cuenta que más de la mitad de la producción nacional proviene de campos marinos, y que las formaciones productoras son siliciclásticas y principalmente carbonatadas, es un escenario ideal para mejorar y extender el campo de conocimiento de la técnica 4D, donde actualmente ha sido enfocada en su mayoría en yacimientos siliciclásticos alrededor del mundo, es aquí que los geocientíficos podrían aprovechar para elaborar e implementar metodologías 4D orientadas a una mayor complejidad geológica que se encuentra en México.

Bibliografía

- Alaminiokuma, G. I., & Ofuyah, W. N. (2017). *Time-Lapse Seismic Acquisition in the Niger Delta: Challenges and Successes*. Warri, Nigeria: Geosciences.
- Barclay, F., Bruun, A., Bolding Rasmussen, K., Camara Alfaro, J., & Cooke, A. (2008). *Inversión sísmica: Lectura entre líneas*. United States: Schlumberger.
- Bassey Umoren, E., & Jimmy George, N. (2018). *Time lapse (4D) and AVO analysis: A case study of Gullfaks field, Northern North Sea*. Nigeria: NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics.
- Blackburn, J., Daniels, J., Dingwall, S., & Hampden-Smith, G. (2007). *Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical*. United States: Schlumberger.
- Brown, A. R. (2004). *Interpretation of three-dimensional seismic data*. United States: AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics.
- Chávez, L., & Cortes, J. (2022). *Trabajo Final Enfocado a la Descripción del Sistema Petrolero del Complejo: Ku-Maloob-Zaap*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería (Posgrado de Ingeniería) - UNAM.
- Chelotti, L., Acosta, N., & Foster, M. (2009). *Cátedra de Geofísica Aplicada*. Chubut, Argentina: U.N.P.S.J.B.
- CNH. (2014). *Cuencas del Sureste - Aguas Someras: Síntesis Geológico Petrolera*. México, D. F.: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- CNIH. (2023). *Producción*. Obtenido de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>
- CNIH. (2023). *Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)*. Obtenido de <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- Cortes, J. G. (2018). *Metodología aplicada para el cálculo de volumen original determinístico y probabilístico de yacimientos de hidrocarburos*. Ciudad de México: IPN Tesis de Licenciatura.
- Del Prisack Velázquez Sánchez, J. D. (2019). *Aseguramiento de los procesos de producción en campos de aceite pesado y extrapesado, caso: Ku-Maloob-Zaap*. Ciudad de México: Informe de actividades profesionales UNAM.
- Dondurur, D. (2018). *Acquisition and Processing of Marine Seismic Data*. United States: Elsevier.
- FI, S. U. (18 de noviembre de 2015). *Sismología Aplicada a La Exploración Petrolera*. Obtenido de Sismología Aplicada a La Exploración Petrolera: Análisis de Atributos: <https://equipo2saep2016-1.weebly.com/blog/analisis-de-atributos>
- García Olvera, G. (2004). *Inyección de nitrógeno en la Brecha Paleoceno del Activo Ku Maloob Zaap*. México, D.F.: UNAM Tesis de Especialidad.
- Gutiérrez Vázquez, G., Castellanos Calvo, R., & Villaseñor Rojas, E. (2019). *Aplicación de Datos Sísmicos con Procesamiento Multicomponente PP-PS en Profundidad para la Reinterpretación del Modelo de Deformación de los Campos Zaap y Maloob*. Guanajuato, México: Congreso Mexicano del Petróleo (CMP).

- Jenkins, S. D., Waite, M. W., & Bee, M. F. (1997). *Time lapse monitoring of Duri steamflood: A pilot*. United States: The Leading Edge.
- Johnston, D. H. (2022). *4D seismic – An early history and a personal journey*. Texas, United States: Society of Exploration Geophysicists.
- Landrø, M. (2015). *4D Seismic*. Norway: Petroleum Geoscience.
- Martínez Bravo, N., & Solís Flores, Y. I. (2011). *Adquisición Sísmica Marina 3D*. México, D.F.: IPN Tesis de Licenciatura.
- Martínez Hernández, J. A. (2014). *Parámetros de adquisición de datos sísmicos de reflexión 3-D marinos multicomponentes de un sector del Complejo Cantarell, Campo Zaap, mediante el sistema MESA Expert 12.1*. México D.F.: IPN Tesis de Licenciatura.
- Medina, K. (2015). *Construcción de Modelo de Velocidades*. México, D.F.: IPN Tesis de Licenciatura.
- Meyer, R. (2001). *4-D seismic and time-lapse reservoir geology*. United States: CREWES Research Report — Volume 13.
- Nanda, N. C. (2016). *Seismic Data Interpretation and Evaluation for Hydrocarbon Exploration and Production: A Practitioner's Guide*. India: Springer.
- Osornio Solís, A. (2020). *Generación de escenarios probabilísticos para conocer la incertidumbre y las variables con mayor impacto en el cálculo de volumen original de hidrocarburos de un yacimiento*. Ciudad de México: IPN Tesis de Licenciatura.
- Pickering, S. (2006). *Time-lapse seismic technology – Past, Present And Future*. United States: Hart Energy Publishing.
- Schlumberger Energy Glossary*. (18 de Abril de 2023). Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/>
- Seymour, N., Zaman, S. O., Davies, K., & Strudley, A. (2014). *Evaluation of 4D noise using synthetic streamer data*. United States: Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Talagapu, K. K. (2005). *2D and 3D Land Seismic Data Acquisition and Seismic Data Processing*. Andhra Pradesh, India: College of Science and Technology - Andhra University.
- Tang, M., Ross, R., & Walker, R. (2007). *Lessons through time in 4D seismic*. United Kingdom: European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).
- Telford, W., Geldart, L., & Sheriff, R. (1981). *Applied Geophysics*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Vedanti, N., Pathak, A., Srivastava, R., & Dimri, V. (2009). *Time Lapse (4D) Seismic: Some Case Studies*. India: e-Journal Earth Science India.
- Zarate, F. (2008). *Procesamiento y Aplicación del Perfil Sísmico Vertical (VSP)*. México, D.F.: IPN Tesis de Licenciatura.