



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Identificación y evaluación de  
prospectos exploratorios en la  
plataforma de Finnmark, Mar  
de Barents, Noruega**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geofísico**

**P R E S E N T A**

Fernando Agustín Apango Pérez

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017**



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

<b>Resumen</b> .....	<b>1</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Generalidades</b> .....	<b>4</b>
2.1 Objetivos.....	4
2.2 Alcances.....	4
2.3 Área de estudio .....	4
2.4 Datos disponibles .....	5
2.5 Metodología .....	6
<b>3. Antecedentes</b> .....	<b>8</b>
3.1 Antecedentes geológicos.....	8
3.2 Antecedentes geofísicos.....	18
3.3 Antecedentes petroleros.....	20
3.4 Fundamentos teóricos.....	25
3.4.1 Sistema petrolero.....	25
3.4.2 Registros de pozo y evaluación petrofísica .....	28
3.4.2.1 Registros de pozo .....	28
3.4.2.1.1 Registro de rayos gamma .....	28
3.4.2.1.2 Registro sísmico.....	29
3.4.2.1.3 Registro de resistividad.....	30
3.4.2.1.4 Registro de densidad .....	31
3.4.2.2 Propiedades Petrofísicas .....	32
3.4.2.2.1 Porosidad .....	32
3.4.2.2.2 Permeabilidad.....	33
3.4.2.2.3 Resistividad .....	34
3.4.2.2.5 Saturación .....	35
3.4.3 Sísmica de reflexión .....	36
3.4.3.1 Propagación ondulatoria .....	36
3.4.3.2 Técnicas de adquisición .....	37
3.4.3.3 Procesamiento sísmico.....	40

3.4.3.4 Sismogramas sintéticos .....	41
3.4.3.5 Interpretación sísmica .....	44
3.4.3.6 Extracción e interpretación de atributos sísmicos .....	45
3.4.4 Cálculo de volúmenes de hidrocarburos .....	48
3.4.5 Evaluación de riesgo .....	50
<b>4. Desarrollo .....</b>	<b>53</b>
4.1 Sistema petrolero propuesto .....	53
4.1.1 Roca almacén .....	53
4.1.2 Roca generadora .....	54
4.1.3 Roca sello.....	56
4.1.4 Trampa .....	57
4.1.5 Sincronía y migración .....	57
4.2 Análisis de los registros de pozo y evaluación petrofísica .....	58
4.3 Interpretación sísmica 2D.....	65
4.3.1 Sismogramas sintéticos .....	65
4.3.2 Descripción de horizontes.....	67
4.3.3 Descripción de mapas .....	69
4.3.4 Modelo de velocidad y conversión a profundidad.....	74
4.4 Interpretación sísmica 3D.....	76
4.4.1 Descripción de horizontes.....	76
4.4.2 Extracción e interpretación de atributos sísmicos .....	77
4.5 Evaluación volumétrica .....	81
4.5.1 Volumen en sitio máximo.....	84
4.5.2 Volumen en sitio mínimo .....	84
4.5.1 Volumen en sitio más probable .....	85
4.5 Evaluación de riesgo .....	86
<b>5. Resultados .....</b>	<b>89</b>
<b>6. Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>95</b>
6.1 Estrategia exploratoria.....	95
6.2 Comentarios finales.....	96
<b>Referencias .....</b>	<b>99</b>

## Resumen

En el presente trabajo se propone una estrategia exploratoria dentro de un área de estudio bien definida al sur del mar de Barents a partir de la identificación y evaluación previa de dos prospectos exploratorios en la unidad de calizas espiculíticas del Pérmico Superior. Las manifestaciones de gas y aceite observadas en dos pozos perforados dentro del área de estudio fueron las que permitieron distinguir el potencial de la unidad de calizas espiculíticas como almacén de hidrocarburos.

Después de estudiar la historia y los principales elementos geológicos del área de interés, se propuso un sistema petrolero que pudiera explicar el origen y el entrapamiento de los hidrocarburos en la unidad de calizas espiculíticas. Sin embargo, para validar y consolidar el sistema petrolero planteado, fue necesario analizar e interpretar los registros de tres pozos ubicados dentro del área de estudio, así como de la sísmica 2D y 3D de la que se dispone.

Con ayuda de la correlación de los registros de pozo se determinó que, tanto la unidad de calizas espiculíticas, como la roca generadora y la roca sello del sistema petrolero propuesto, son lateralmente continuas y sus espesores son relativamente uniformes. Con la sísmica, por otra parte, al generar el mapa estructural correspondiente a la cima de la unidad de calizas espiculíticas, se identificaron múltiples bancos carbonatados que habrían favorecido el entrapamiento de hidrocarburos. Sin embargo, al analizar el mapa con detalle, dos bancos carbonatados destacaron por su buen cierre estructural.

No obstante, por los distintos resultados obtenidos de la evaluación petrofísica en los diferentes pozos, se sabía que las propiedades de la unidad de calizas espiculíticas eran inconsistentes a través del área de estudio. Por tal motivo, para que los dos bancos carbonatados previamente señalados fueran considerados como prospectos, sobre el volumen sísmico (ya convertido al dominio espacial) se extrajeron los atributos sísmicos de: fuerza de reflexión, amplitud rms, y varianza. Con ellos se generaron mapas sobre los que se evaluaron y delimitaron las regiones donde la unidad de calizas espiculíticas posee las mejores cualidades para permitir la acumulación de hidrocarburos.

De esta manera se definieron los únicos dos prospectos propuestos en este escrito. Sin embargo, un prospecto, al que se le denominó como *Prospecto 1*, presentó mejores propiedades de roca almacén que el otro (*Prospecto 2*) a pesar de tener una menor extensión. De manera que, al *Prospecto 1* se le estimó un recurso prospectivo menor (aunque es considerable), pero se le asoció un riesgo más bajo después de llevar a cabo la evaluación de la probabilidad de éxito geológico.

Se consideraron distintos escenarios para el cálculo volumétrico de hidrocarburos en los prospectos, uno optimista, uno pesimista y el más probable a partir de los dos anteriores. Dentro del escenario más probable se estimó un recurso prospectivo de 3 mmbpce y una probabilidad de éxito geológico del 40% para el *Prospecto 1*. Mientras que, al *Prospecto 2*, se le estimó un recurso prospectivo de 10 mmbpce y una probabilidad de éxito geológico del 36%.

Por tal motivo, en la estrategia exploratoria se recomienda perforar un pozo exploratorio, en primera instancia, en el *Prospecto 1*. Y, el resto de la estrategia exploratoria, variará de acuerdo a los resultados que se obtengan de perforar dicho pozo.

## Abstract

This paper proposes an exploratory strategy within a well- defined study area in the southern region of the Barents Sea based on the preliminary evaluation and identification of two exploratory prospects in the Upper Permian spiculitic limestone unit. . The oil and gas manifestations that were reported in two wells drilled within the study area were the ones that showed the spiculitic limestone unit's potential as a reservoir for hydrocarbons.

So, once the geologic history and the main geological features of the area of interest is studied, a petroleum system is proposed to explain the origin and the entrapment mechanism by which the hydrocarbons were capable to accumulate within the spiculitic limestone unit. Nevertheless, to validate and consolidate the petroleum system that was anticipated, it is necessary to analyze and interpret the three well logs, and the seismic (2D and 3D), that we have access to.

Through the well logs correlation, it is determined that the spiculitic limestone unit, as well as the source and seal rock from the proposed petroleum system, have lateral continuity and a relatively uniform thickness throughout the area of study. On the other hand, with the seismic data, a structural map that represented the top of the spiculitic limestone unit is generated. In this map, it is easy to identify multiple carbonate banks, structures that are favorable for hydrocarbons entrapment. Though, when the map is analyzed with more detail, two carbonate banks outstand from the rest due to their remarkable structural closure.

However, the results obtained from the petrophysical evaluation from each well show that the spiculitic limestone unit properties are inconsistent throughout the study area. For this reason, to make sure the two carbonate banks previously designated can be considered as prospects, several seismic attributes were extracted from the seismic volume. The maps that are generated from this processes are the ones where the regions of the spiculitic limestone units with better qualities for accumulating hydrocarbons were assessed and demarcated.

This is how the only two prospects proposed in this paper were defined. However, one of the prospects, referred to as *Prospect 1*, despite having a smaller extension, shows better reservoir rock properties than the other one (*Prospect 2*). Thus, *Prospect 1* is estimated to have a smaller prospective resource (although considerable), but is associated to a lower risk after performing the assessment of the probability of geological success.

Different scenarios are considered for the hydrocarbons volumetric estimations, an optimistic one, a pessimistic one, and the most probable one from the previous two. Within the most probable scenario, a prospective resource of 3 mmboe, and a probability of geological success of 40% are estimated for *Prospect 1*. While *Prospect 2* is estimated to have a prospective resource of 10 mmboe, and a probability of geological success of 36%.

For this reason, in the exploratory strategy, it is first recommended to drill an exploratory well in *Prospect 1*. And the rest of the strategy will vary according to the results obtained from drilling the well.

## 1. Introducción

El mar de Barents ha sido estudiado desde hace más de 30 años, y muchas de las zonas donde se está explorando actualmente han sido concesionadas y abandonadas en numerosas ocasiones. Sin embargo, a pesar de las vicisitudes por las que ha atravesado que la exploración y producción en el mar de Barents, la tasa de descubrimientos ha sido relativamente alta en los últimos años. La integración de datos originalmente adquiridos de forma aislada e independiente por distintas compañías, las nuevas y mejores adquisiciones sísmicas, así como el pensamiento y las ideas innovadoras de las compañías petroleras al interpretar los datos, han permitido probar una cantidad considerable de reservas en áreas que habían sido exploradas en repetidas ocasiones con resultados desfavorables.

De hecho, el *Servicio Geológico Estadounidense (USGS, por sus siglas en inglés)* estimó en 2015 que cerca del 30% del gas y 13% del aceite por descubrir en el mundo se encuentra en el Ártico. Así, es posible inferir que, si bien, no hubo hallazgos considerables en el pasado en las inmediaciones del área estudiada en este trabajo, no implica que no existan acumulaciones significativas de hidrocarburos en la zona.

La motivación principal del autor en este trabajo, además de adquirir familiaridad con términos y conceptos, tanto geológicos como geofísicos, fue asimilar la aplicación de tecnologías de interpretación sísmica y petrofísica, así como la aplicación de una metodología de evaluación de prospectos empleando información y herramientas de primera, similares a las empleadas por la industria petrolera internacional en diversas áreas geográficas. Aunque, por la naturaleza de esta tesis, así como por limitaciones de los datos y experiencia, esta metodología es una generalización y simplificación de lo que se hace en la industria petrolera.

Durante el desarrollo de este trabajo se identificaron y se evaluaron dos prospectos a partir de los del análisis e interpretación de los registros de pozo y los datos sísmicos a los que se tuvo acceso. Ambos prospectos se encuentran dentro de la unidad de calizas espiculíticas correspondiente al Pérmico Superior, donde ya se habían encontrado manifestaciones menores de hidrocarburos en algunos pozos previamente perforados en las inmediaciones del área de estudio.

La evaluación de los prospectos consistió en la estimación del recurso prospectivo más probable de cada uno, el cálculo de su probabilidad de éxito geológico, y su respectivo riesgo asociado. Sin embargo, al evaluar los prospectos, uno de ellos presentó mejores condiciones para almacenar hidrocarburos. En consecuencia, dicho prospecto salió mejor evaluado al estimar las probabilidades de éxito geológico y del riesgo asociado. Por tal motivo, fue el que se sugirió perforar en primera instancia al proponer la estrategia exploratoria.

## 2. Generalidades

### 2.1 Objetivos

El propósito principal de este trabajo consiste en identificar y evaluar el potencial, riesgo e incertidumbre de prospectos petroleros en un área de interés dentro de la plataforma de Finnmark, en el mar de Barents. Y con base en lo anterior, proponer una estrategia exploratoria.

### 2.2 Alcances

Al final de este escrito, tras haber presentado algunos prospectos, se hacen algunas recomendaciones sobre lo que se considera necesario para proseguir con la exploración en el área. No obstante, no se profundizará en la manera en que las acciones sugeridas deban llevarse a cabo.

Por otra parte, tampoco se pretende analizar o evaluar las variables e implicaciones económicas ya sea de la exploración, o de la posible explotación de los prospectos.

### 2.3 Área de estudio



Figura 2.1 Mapa regional donde se resalta el área de estudio dentro del mar de Barents. (Norwegian Petroleum Directorate, 1995)



Ubicada al norte de las costas de Noruega, a una latitud aproximada de 75°N, el área de estudio se encuentra al sur del mar de Barents, perteneciente al Océano Ártico, en lo que se denomina como la Plataforma de Finnmark (ver Figura 2.1).

El mar de Barents tiene una extensión de aproximadamente 1.3 millones de km<sup>2</sup>, y está delimitado por los archipiélagos Novaya Zemlya, Tierra de Franz Josef, y Svalbard; el norte de las costas de la península Escandinava y Rusia; así como por el mar de Noruega.

No obstante, el área de estudio estuvo determinada por la posición y extensión de las líneas y el volumen sísmico con los que se contó, así como de los tres registros de pozo a los que se tuvo acceso. Así, el área de estudio se delimitó con un polígono (ver Figura 2.2) que abarca toda la región sobre la cual se tenían datos. El área de delimitada por dicho polígono es de 8,698 km<sup>2</sup>.

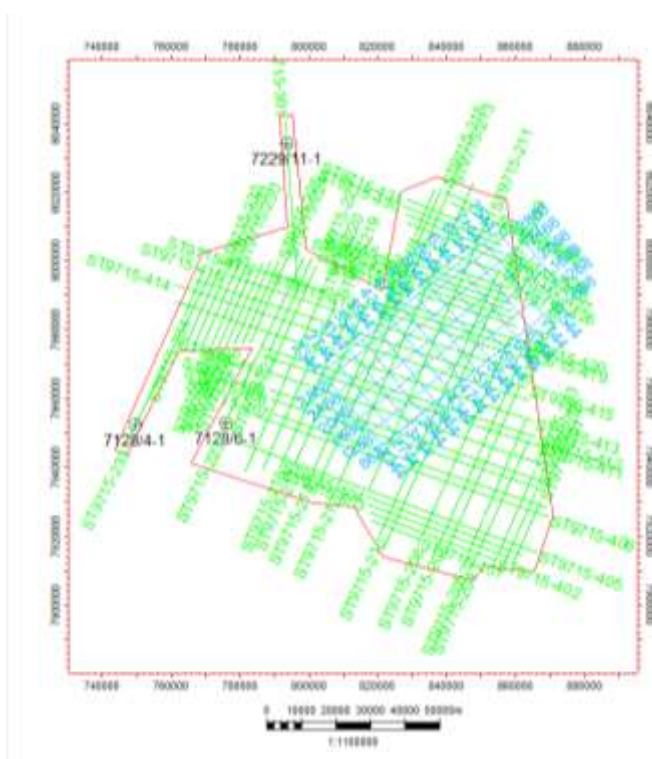


Fig. 2.2 Distribución de las líneas y el volumen sísmico, así como de los tres pozos de los que se tienen registros. En rojo está delimitada lo que se considera como el área de estudio.

## 2.4 DATOS DISPONIBLES

Se trabajó con tres registros de pozo correspondientes a los pozos de exploración 7229/11-1, 7128/4-1, y 7128/6-1. Este último fue perforado en el año de 1991, mientras que los otros dos se perforaron en 1994. Además, se contó con los reportes de terminación de cada uno de los pozos en donde vienen, entre otras

cosas, descripciones sobre los núcleos extraídos, resultados e interpretaciones sobre distintas pruebas y registros, así como información sobre la perforación del pozo.

El pozo 7229/11-1 alcanzó una profundidad total de 4630 m y se encuentra en el extremo norte del área de estudio. Los otros dos pozos se ubican al sur oeste de la zona estudiada y se encuentran relativamente cerca el uno del otro. No obstante, el pozo 7128/4-1 alcanzó una profundidad de 2530 m, mientras que el pozo 7128/6-1 llegó a 2470 m de profundidad. De los tres pozos se obtuvieron registros de Rayos Gamma, Densidad, Resistividad, Sónico, Caliper; aunque solo de los dos pozos al sur se tiene registro de Neutrón. De igual forma, para los 3 pozos se hicieron tiros de verificación sísmica, mejor conocidos como *check shots*.

Por otro lado, también se tuvo acceso a sesenta y ocho líneas sísmicas 2-D que definen en su mayoría el área que se analiza en este trabajo. Así mismo, se trabajó con un volumen sísmico que se encuentra en la zona oriental del área de estudio. También se consultaron diversas publicaciones de donde se extrajo información acerca de la geología del área, así como algunos gráficos y datos, principalmente geoquímicos.

## **2.5 METODOLOGÍA**

La metodología que se siguió para realizar este trabajo corresponde, precisamente, a un flujo de trabajo generalizado de aquel que normalmente se acostumbra en la industria petrolera cuando se busca identificar y evaluar prospectos petroleros dentro de un área de estudio determinada (ver Figura 2.3).

En primera instancia, se profundizó en la geología del lugar de interés. Es decir, se estudió la evolución geodinámica del Mar de Barents, los paleo ambientes sedimentarios, la geomorfología de la zona, así como la estratigrafía regional y local.

Posteriormente, con base en los resultados expuestos en los reportes de terminación de los tres pozos exploratorios se identificaron algunas formaciones de posible interés. Es decir, formaciones o unidades con cualidades para fungir como almacén de hidrocarburos. Y, en conjunto con diversas publicaciones revisadas, fue posible conocer más detalles geológicos, así como características geoquímicas del subsuelo dentro del área de estudio. Al integrar todo lo anterior, fue posible definir con mayor certeza las zonas de interés, y, en consecuencia, proponer un sistema petrolero congruente con la información analizada.

De forma paralela, se realizó un análisis propio de los registros de pozo con ayuda del software *Interactive Petrophysics 3.5®* propiedad de la compañía *Schlumberger*. A partir de dicho análisis se corroboraron y complementaron algunas de las interpretaciones expuestas en los reportes de pozo. Así mismo, se estimaron los parámetros petrofísicos principales (porosidad y saturación de agua) de las unidades de interés.

El siguiente paso fue calibrar la sísmica con los registros de pozo mediante sismogramas sintéticos. El propósito de lo anterior fue para marcar horizontes sobre los reflectores que correspondiesen a las

formaciones de interés. Tanto la generación de sismogramas sintéticos, así como el resto de la manipulación y análisis de los datos sísmicos se llevó a cabo con la versión 2014 del software llamado *Petrel*® desarrollado por la compañía *Schlumberger*. Posteriormente, se procedió a extender dichos horizontes a lo largo de todas las líneas sísmicas, y, a partir de ellos, se modelaron distintas superficies. Esto permitió que se realizara una interpretación en dos dimensiones sobre el área de estudio. Es decir, grosso modo, se identificaron y delimitaron las regiones en las que pudiesen existir hidrocarburos almacenados.

Después, con base en los tiros de verificación sísmica, se creó un modelo de velocidades con la intención de convertir el dominio del volumen sísmico de tiempo a profundidad a fin de poder analizarlo e interpretarlo apropiadamente. Una vez logrado lo anterior, se procedió a extraer diversos atributos sísmicos de las superficies de interés con el propósito de enfatizar ciertas propiedades que permitieran determinar las regiones con mejores cualidades de roca almacén.

Tras identificar las zonas con mayor potencial, se estimó su tamaño y la cantidad de hidrocarburos que podrían almacenar. Después, se calculó la probabilidad geológica de éxito de cada zona, lo cual permitió identificar a los mejores prospectos. Finalmente, conjuntando toda la información extraída de los distintos análisis realizados, se propuso una estrategia exploratoria. Es decir, recomendaciones para validar la presencia de hidrocarburos en los prospectos presentados y para continuar la exploración en el área.

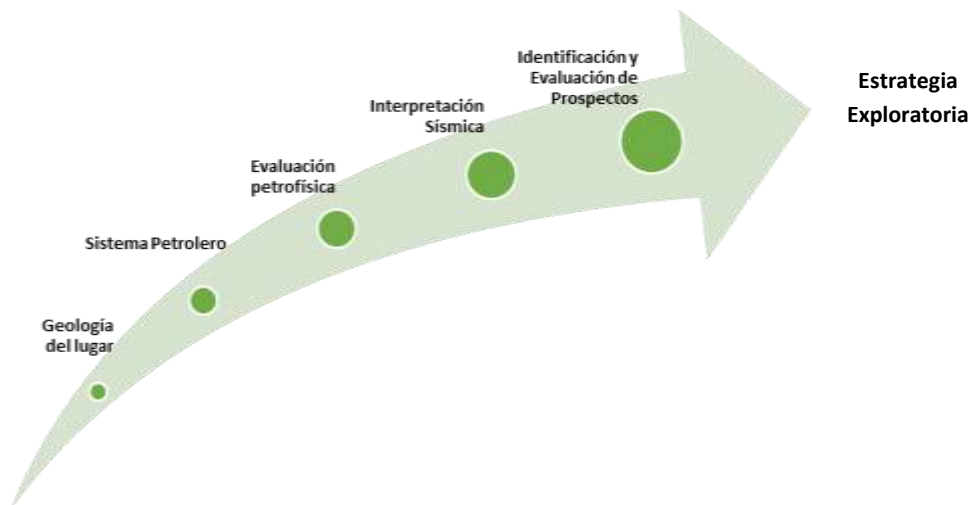


Figura 2.3- Gráfico que busca ejemplificar de manera sencilla las distintas componentes y los pilares que conforman, y sobre los cuales, se sustenta este trabajo.

### 3. Antecedentes

#### 3.1 Antecedentes geológicos

Geológicamente, el área sobre la cual se encuentra el mar de Barents puede definirse como un conjunto de cuencas y plataformas distribuidas de forma compleja como consecuencia de su multifacética evolución geodinámica. Es decir, por una combinación de procesos a gran escala controlados por movimientos tectónicos y variaciones en las condiciones climáticas y de depósito durante cientos de millones de años de deriva continental (Doré, 1995).

Actualmente el mar de Barents forma parte de la placa Euroasiática como se puede observar en Figura 3.1, cuya configuración es el resultado de la interacción de las placas tectónicas de Báltica (Escandinavia, oeste de Rusia), Laurentia (Norteamérica, Groenlandia), y Siberia; durante los últimos 500 Ma. Estos tres paleo continentes se originaron como consecuencia del régimen extensivo al que estuvo sometido el mega continente Rodinia a finales del Proterozoico.

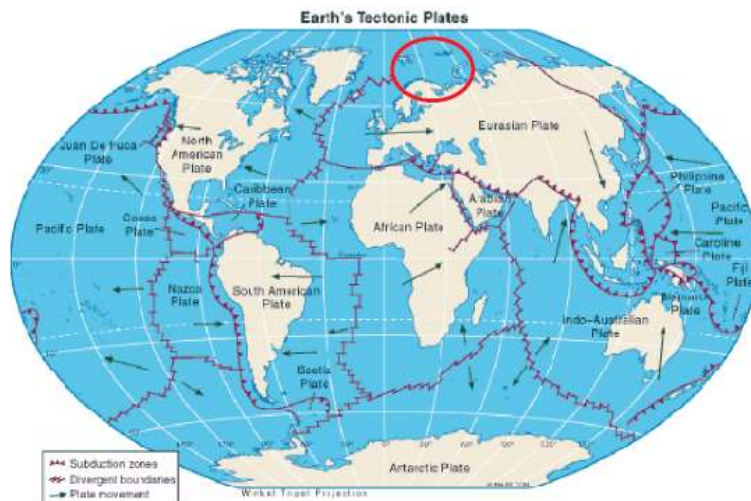


Figura 3.1 – Configuración actual de la placa Euroasiática. La zona marcada indica la ubicación del mar de Barents. (Marello, 2012)

Desde la perspectiva de la tectónica de placas, los eventos principales que definieron el marco geológico del mar de Barents fueron la orogenia Caledoniana y la Uraliana; así como diversos episodios de divergencia continental (rifting) (ver Figura 3.2). Por supuesto, hubo una gran cantidad de eventos tectónicos menores, los cuales, de manera local, provocaron grandes variaciones en los regímenes de depósito de sedimentos y en la paleogeografía (Smerlor, 2009).

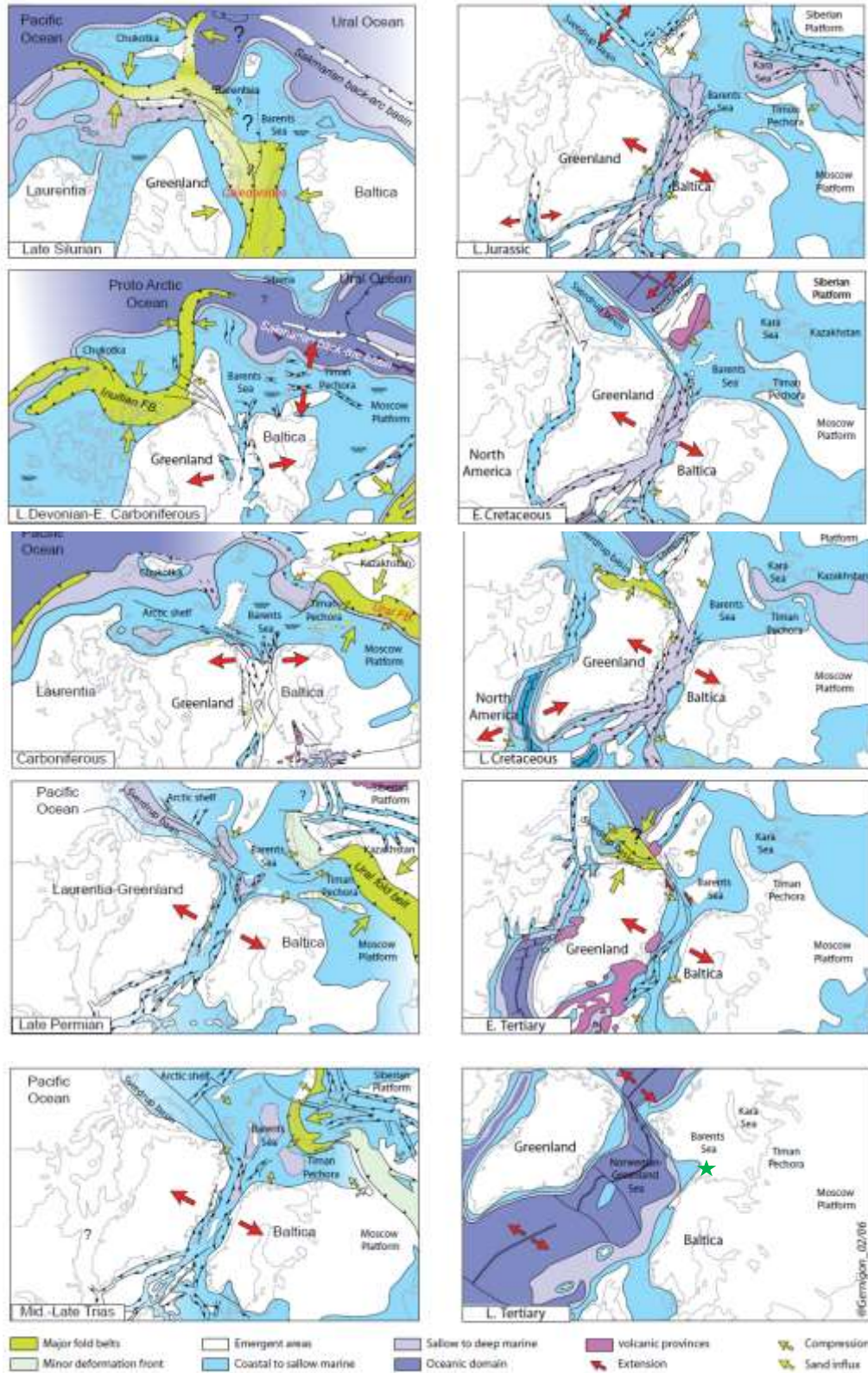


Figura 3.2 –Esquema caricaturizado de la evolución geodinámica de la región del Atlántico Norte y del Ártico entre el Silúrico Superior y el Cenozoico (Smerlor, 2009)

A gran escala, hoy en día podemos subdividir la plataforma de Barents en dos provincias geológicas principales (Smerlor, 2009). La geología de la provincia oriental fue principalmente influenciada por la compleja historia tectónica de Novaya Zemlya y la cuencia Timan-Pechora, así como para la orogenia Uraliana. Esta zona está caracterizada por cuencas alargadas y profundas.

Por otro lado, la geología de la provincia occidental, donde se encuentra el área de estudio, fue afectada en su mayoría por eventos de divergencia continental. Algunos de estos desplazamientos divergentes ocurrieron inmediatamente después de la formación de la orogenia Caledoniana. Otros, mucho más recientes, llevaron a la ruptura continental a lo largo del margen noroccidental de la placa Euroasiática. En general, la región occidental del mar de Barents está caracterizada por plataformas someras y algunos grabens.

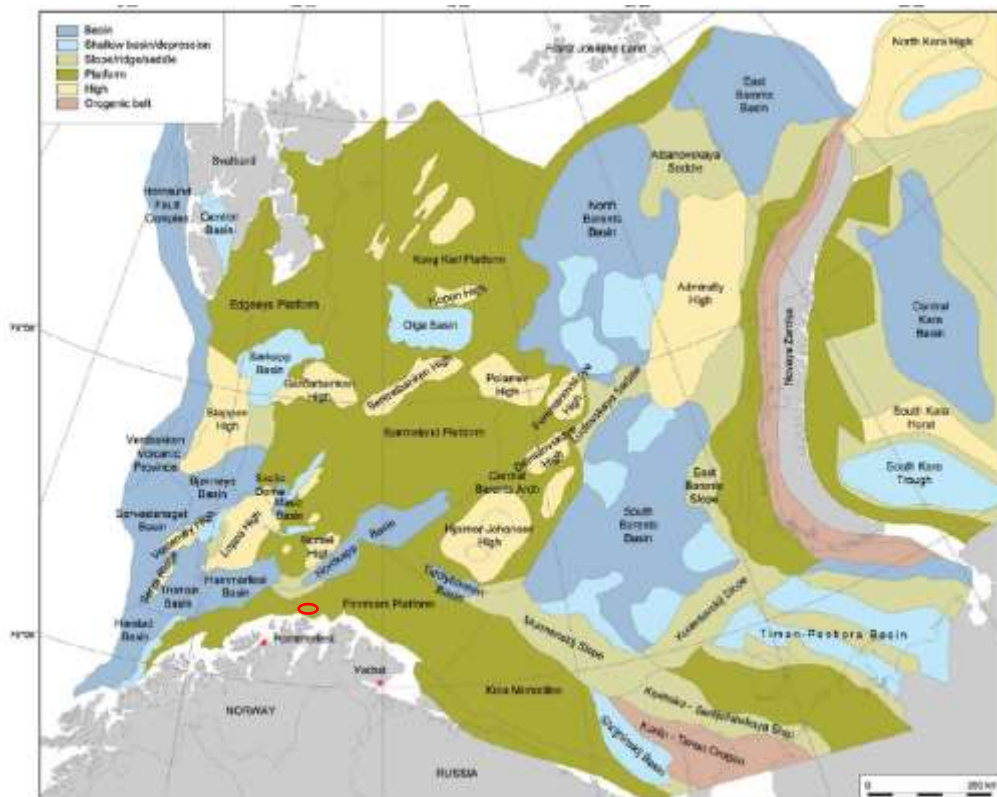


Figura 3.3 – Principales elementos estructurales del mar de Barents. El área de estudio está señalada con un óvalo rojo.

En lo que se refiere al mar de Barents occidental, la historia del basamento corresponde principalmente a lo registrado en las Caledonianas Escandinavas. La orogenia Caledoniana culminó hace aproximadamente 400 millones de años y resultó en la consolidación de las placas de Laurentia y Báltica en el continente Laurasiático, posterior al cierre del océano Iapetus, una gran vía marítima que ocupaba una posición similar a la región noreste de lo que hoy en día es el océano Atlántico (Smerlor, 2009).

De acuerdo a Morten Smelror (2009), tradicionalmente se ha considerado que la orogenia Caledoniana en Noruega tuvo dos etapas tectónicas principales: Una etapa temprana, *Finnmakariana*, entre el Cámbrico Superior y el Ordovícico Inferior; y una etapa posterior, *Escandinava*, entre el Silúrico Medio y el Devónico Inferior. La orogenia Caledoniana se extiende cerca de 2000 km hacia el interior de Noruega y está sumamente expuesta el noroeste de Finnmark y Troms. Destaca el hecho de que las estructuras más antiguas como ésta, han sido las que han controlado la arquitectura de las cuencas y la divergencia de placas en el área occidental de lo que corresponde al mar de Barents.

Posterior a la orogenia Caledoniana, entre el Devónico y el Carbonífero Inferior, fue una época caracterizada por exhumación y erosión extensiva, lo cual llevó a una acumulación de depósitos de arenas rojas al poniente del mar de Barents. Estos eventos estuvieron acompañados por eventos de divergencia de placas, donde muchas de las entonces cuencas en formación se desarrollaron a lo largo de características estructurales Caledonianas (Smerlor, 2009).

Desde un punto de vista geológico, el margen oriental del mar de Barents se formó por la colisión continental entre Báltica y Kazajstán, evento que terminó hace aproximadamente hace 240 Ma y dio lugar a la formación de las montañas Urales al sur de la cordillera de Pai Joi (Doré, 1995). La orogenia Uraliana puede subdividirse en la fase de colisión, entre el Carbonífero Inferior y el Pérmico Superior; y la fase orogénica del Pérmico Superior al Triásico.

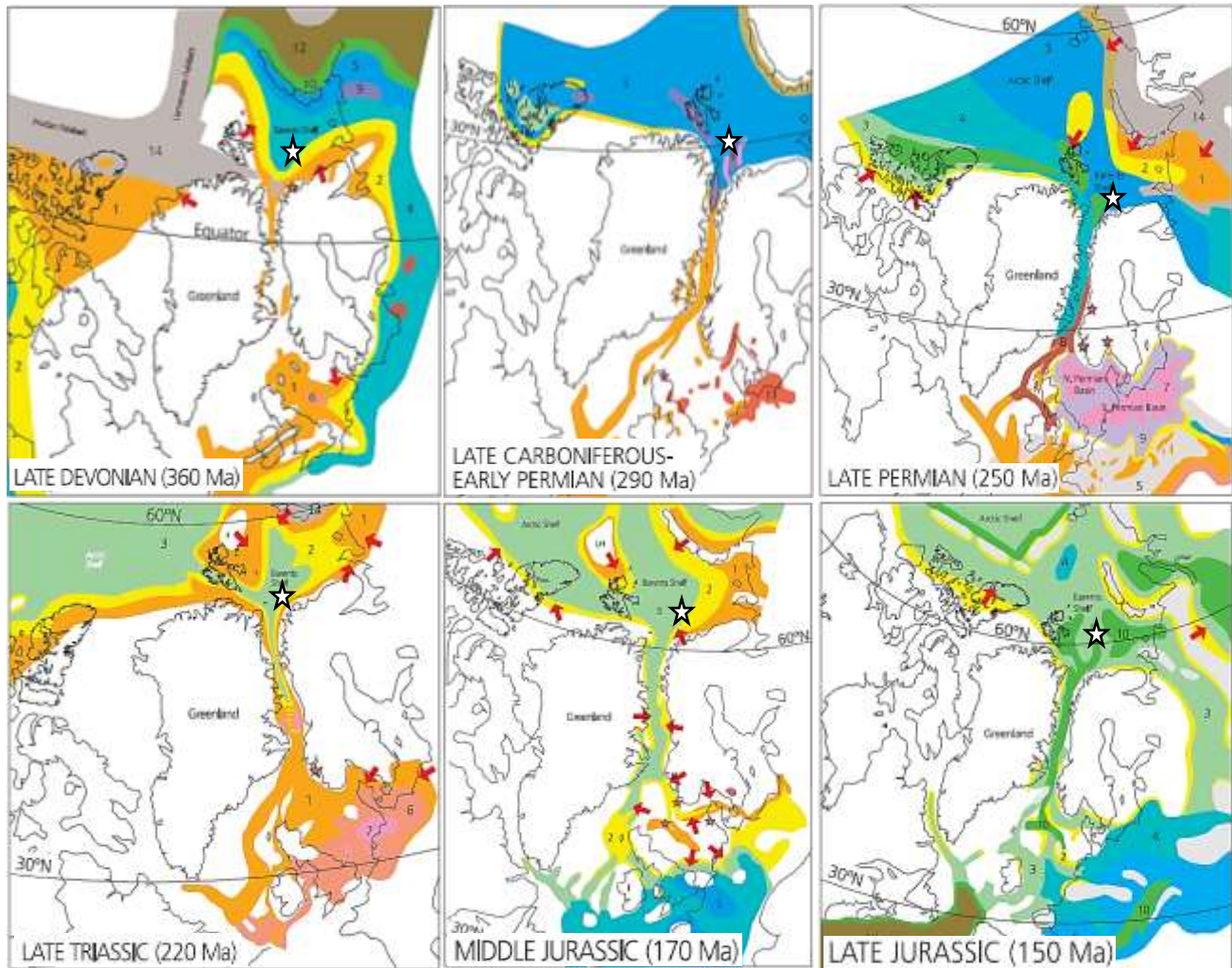
La orogenia Uraliana fue el elemento final en la fusión de casi todas las masas continentales del planeta en un solo súper continente, Pangea, durante el Pérmico y el Triásico. Lo anterior resulta relevante para nuestra zona de estudio ya que en el basamento del mar de Barents también se encuentran trazas evidentes de esta última colisión continental.

A diferencia de la región oriental del mar de Barents, el lado occidental estuvo sometido a esfuerzos extensionales a nivel regional durante el Carbonífero. En datos sísmicos es posible apreciar las estructuras de divergencia continental debajo de los depósitos de plataforma carbonatada que cubren gran parte de la plataforma de Barents correspondientes al Carbonífero Superior- Pérmico Inferior (Smerlor, 2009). En el Paleozoico Superior, una gran sucesión de evaporitas fue depositada localmente en los diferentes sistemas de graben que se desarrollaron en el área sudoeste de la plataforma de Barents (Cuencas de Ottar, Tromso, Bjornoya y Nordkapp)

Sin embargo, la historia tectónica del mar de Barents durante el Paleozoico Superior y el Mesozoico estuvo dominada por movimientos tectónicos divergentes. Lo cual, en primera instancia, significó el colapso de los recién formados cinturones orogénicos Caledoniano y Uraliano debido a las etapas de rompimiento progresivo del súper continente Pangea. Estos episodios fueron registrados en el Devónico Inferior y Medio, Carbonífero, Pérmico, Triásico, y Jurásico Superior- Cretácico Inferior (Doré, 1995). Su magnitud e intensidad variaron de acuerdo a la ubicación de cada evento extensional. Cabe destacar que estos episodios crearon las principales cuencas de extensión que atraviesan la Plataforma de Barents, así como la serie intermedia de plataformas y altos estructurales.

Si bien hubo un proceso de sedimentación de carácter continental a finales del Paleozoico e inicios del Mesozoico, éste se llevó a cabo de manera local durante la formación y el colapso de

las orogenias Uraliana y Caledoniana. En general, la sedimentación marina fue el factor dominante desde el Paleozoico tardío hasta la actualidad (VER FIGURA DE PALEOAMBIENTES). Lo anterior no solo como consecuencia de la configuración tectónica, sino también, de factores climáticos (Doré, 1995).





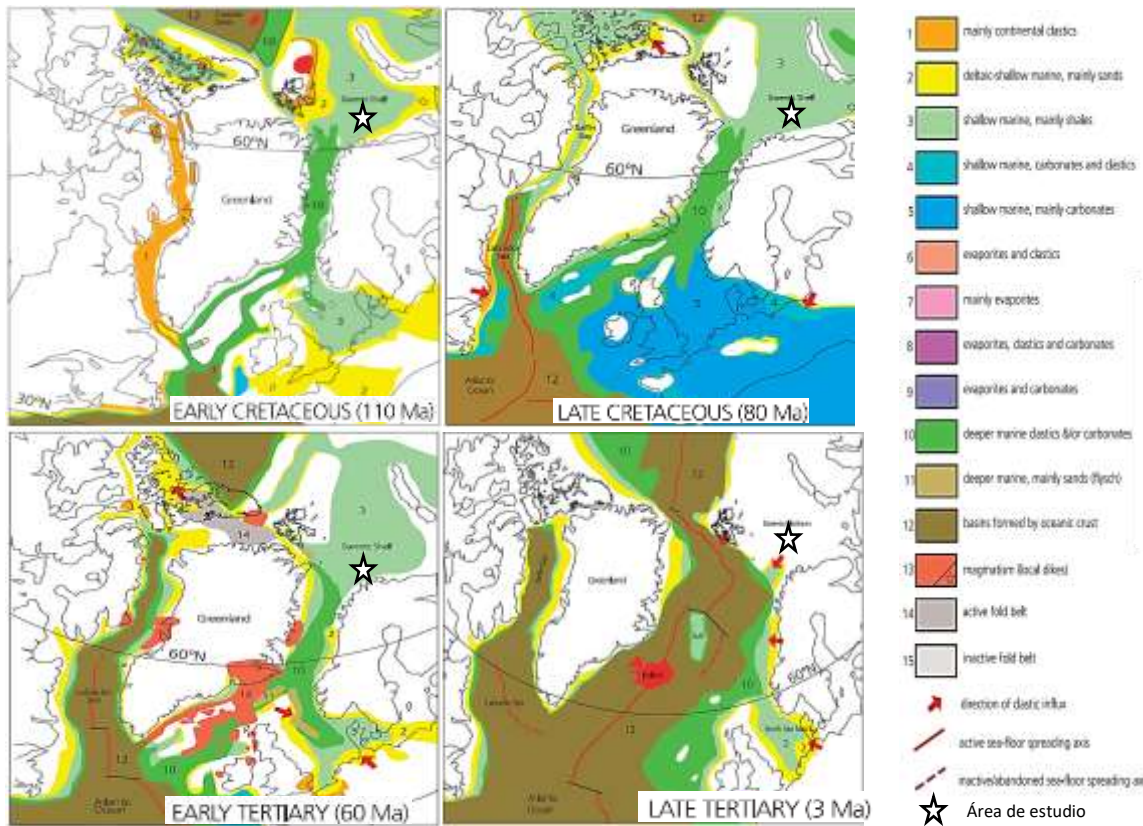
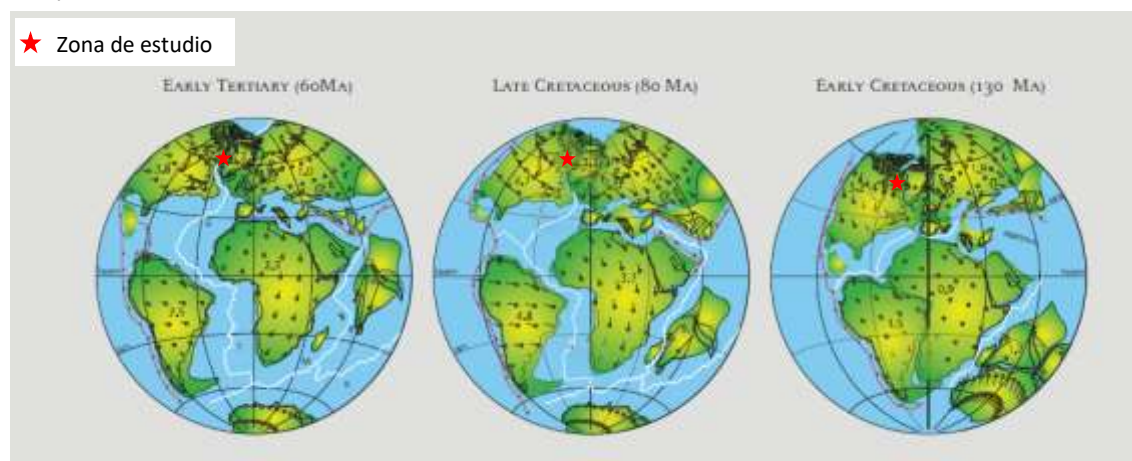


Figura 3.4 – En esta figura se muestran los paleo ambientes sedimentarios predominantes en la región del Atlántico Norte desde el Devónico hasta el Cenozoico. Con una estrella se señala el área de estudio. (Torsvik,2002)

El área en el que se encuentra el mar de Barents se encontraba a latitudes cercanas al ecuador antes del Carbonífero y se ha desplazado hacia el norte desde ese entonces hasta llegar a su posición actual. Durante el Carbonífero se encontraba a una paleo altitud cercana a 20°N, en el Triásico a 55°N, mientras que en la actualidad está próximo a los 75°N. De esta manera el depósito de carbonatos (con algunos intervalos significativos de evaporita) prevalecieron sobre una gran extensión de la Plataforma en el Devónico, Carbonífero y el Pérmico (Doré, 1995). No obstante, del Triásico en adelante, el depósito de clásticos (arenas-lutitas) predominó bajo condiciones más templadas.



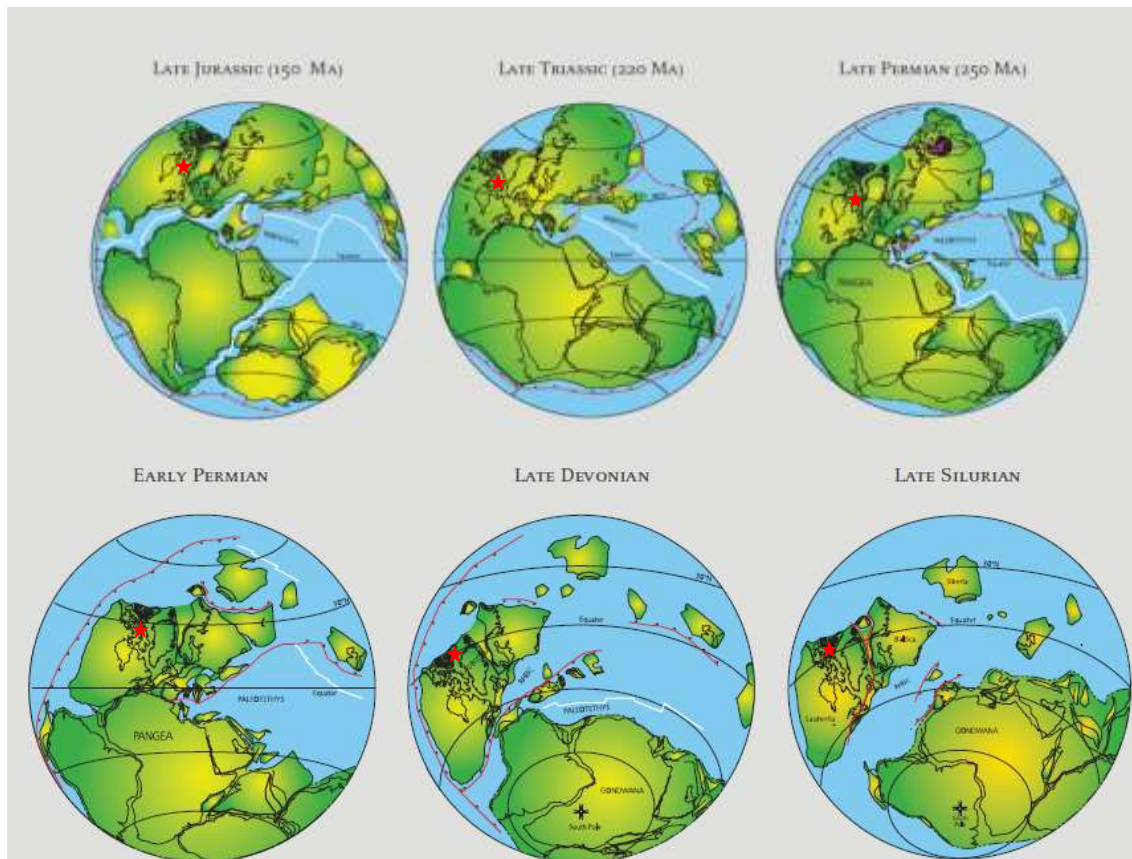


Figura 3.5 – Reconstrucción global de la paleogeografía del Atlántico Norte del Pérmico Superior a principios del Cenozoico. La zona de interés está marcada con la estrella roja. Resulta evidente que lo que hoy es el mar de Barents formó parte de la placa de Laurentia desde el Silúrico hasta el Cenozoico, y cómo ésta se desplazó de una latitud cercana a los 20°N hasta su posición actual alrededor de los 70°N (Smerlor, 2009)

El Triásico Medio y Superior estuvo caracterizado en su mayoría por subsidencia termal después de la divergencia continental en las cuencas del norte del Atlántico y del Ártico. En la zona occidental del mar de Barents, entre el Triásico Inferior y el Medio, encontramos una sucesión de ciclos transgresivos-regresivos, sedimentos clásticos continentales y deltaicos, así como un número discreto de eventos tectónicos menores. En este mismo periodo ocurrió un cambio significativo en la paleogeografía en la plataforma de Barents con el inicio de levantamientos progresivos en su región norte, este y sur.

Nuevos eventos tectónicos ocurrieron hacia principios del Jurásico tanto en regiones del Atlántico Norte como del Ártico. Durante este periodo hubo un importante *fallamiento* en la plataforma de Barents, posiblemente debido a los esfuerzos extensivos en la región norte del Atlántico hacia el sur (Smerlor, 2009). Simultáneamente, hubo compresión y levantamientos, lo cual controló la sedimentación en el este del mar de Barents. En la parte occidental del mar de Barents, la progradación al norte del desplazamiento divergente del Atlántico, desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior, dio lugar al desarrollo de una conexión marina a través de la plataforma continental de Barents.

Grandes eventos de trasgresión a principios del Jurásico Superior inundaron la plataforma de Barents, y sedimentos tanto de plataforma somera como marinos profundos prevalecieron sobre un área extensa. A lo largo del sudoeste de la plataforma de Barents, eventos sucesivos de divergencia durante el Cretácico provocaron una rápida subsidencia y el desarrollo de cuencas profundas como Harstad, Tromsø, Bjørnøya y Sorvestsnaget (Smerlor, 2009).

Durante este periodo también se vivieron varios episodios de levantamiento, de hecho, hacia finales del Cretácico gran parte de la plataforma de Barents había sido levantada. La etapa de divergencia entre Noruega y Groenlandia a lo largo del Cretácico Superior y el Paleoceno fue convirtiéndose progresivamente en movimientos de deslizamiento y de deformación dentro de la Zona De Geer, lo cual llevó a la formación de cuencas “*pull apart*” en el extremo occidental del mar de Barents.

En el Cretácico Inferior, la separación de Pangea para formar nuevas masas continentales y cuencas de océanos comenzó, de manera local, con la separación de las cuencas de Canadá y Markov del océano Ártico (Doré, 1995). No obstante, la transición Paleoceno-Eoceno marcó el rompimiento continental de los márgenes del Atlántico Norte y la apertura del mar de Noruega-Groenlandia hace alrededor de 55 Ma. Aunque antes de esto, ocurrió un evento transpresivo entre Svalbard y el margen norte de la plataforma de Barents (Smerlor, 2009).

Una zona de cizalla con dirección norte-sur se desarrolló entre el norte de Groenlandia y el margen occidental de la Plataforma de Barents, formando un sistema de relevo entre los centros de extensión del Ártico y el Atlántico (Doré, 1995). La transición hacia una deriva continental pasiva entre el norte de Groenlandia y el margen de Barents, así como el principio de la conexión entre el Ártico y el Atlántico, probablemente comenzó durante el Oligoceno. No obstante, antes de este suceso, y a pesar de él, se depositaron grandes espesores de sedimentos del cenozoico en el margen occidental del mar de Barents.

Sin embargo, como consecuencia de algunos levantamientos y erosión, varios kilómetros de sedimento fueron removidos de esta área durante el Cenozoico. De hecho, existe una gran discordancia entre el Paleógeno y el Mioceno, sobre la cual descansan depósitos glaciales que evidencian el inicio de las glaciaciones en el hemisferio norte ocurridas durante el Plioceno Superior. Se piensa que la erosión y el reacomodo de sedimentos fue particularmente intenso durante las glaciaciones ocurridas a lo largo del Pleistoceno (Doré, 1995).

En cuanto a la geología local, La Plataforma de Finnmark representa un elemento estructural estable desde el Paleozoico Superior. Está delimitada al sur por el afloramiento de las Caledonianas en la parte continental de Noruega, mientras que sus límites al oeste y al noroeste están definidos por el complejo de fallas Troms-Finnmark, así como por la cuenca de Nordkapp. La frontera oriental está aproximadamente a 18°30'E donde estratos del Jurásico casi afloran de no ser por una delgada capa de sedimentos del Cuaternario (Gabrielsen, 1990).

En la plataforma de Finnmark solo se han mapeado algunas fallas con separaciones (offset) pequeñas en la porción de la secuencia de plataforma que es posterior al Carbonífero Superior. Como resultado del levantamiento ocurrido entre el Jurásico superior y el Cretácico Inferior, algunos estratos buzan ligeramente hacia el norte, mientras que los estratos más viejos prácticamente afloran hacia el sur (Gabrielsen, 1990).

Por otro parte, se ha propuesto que a esta plataforma la subyacen rocas Paleozoicas y Precámbricas significativamente afectadas por la orogenia Caledoniana. En estratos del carbonífero y posiblemente más antiguos, se presentan características de topografía de divergencia continental con presencia de fallas predominantemente con una orientación NE-SW a una longitud cercana a 29°E (Gabrielsen,1990). No obstante, el *fallamiento* es mucho menos pronunciado al centro (donde se encuentra el área de estudio) y al este de la plataforma.

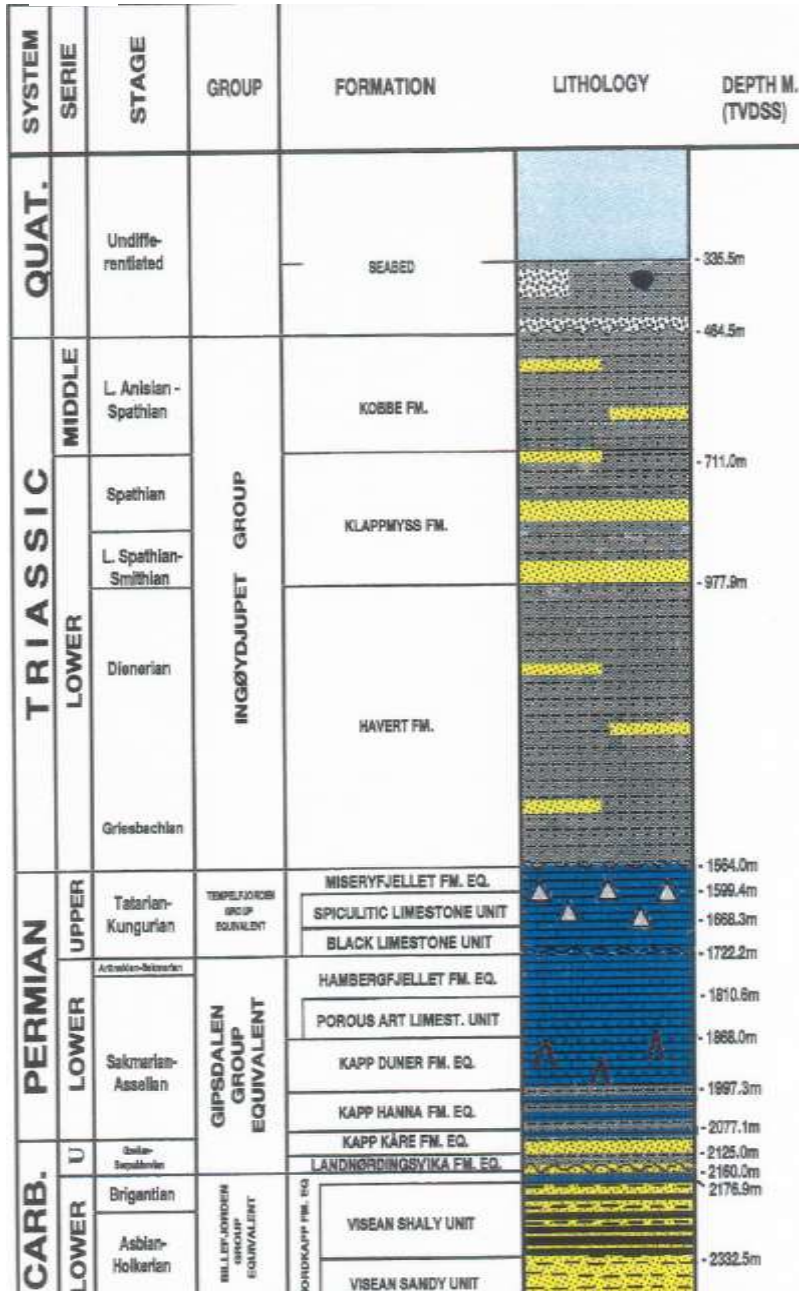
Una rápida subsidencia posterior a la orogenia Caledoniana resultó en el depósito de una secuencia clástica de gran espesor en la superficie de la plataforma. Sin embargo, hacia el Carbonífero Superior comenzó el depósito de carbonatos en la plataforma, momento que se interpreta como aquel en que la plataforma se comenzó a formar como tal.

De manera puntual, la secuencia estratigráfica en el área de estudio es bien conocida gracias a los núcleos extraídos de los pozos. La cercanía entre los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1 hace que las columnas estratigráficas sean muy similares, no obstante, discrepan notoriamente de la encontrada en el pozo 7129/11-1 debido a que este último se encuentra alejado hacia el extremo norte del área estudiada donde existe una mayor subsidencia. Por otro lado, la columna estratigráfica reportada para el pozo 7128/6-1 está descrita con mayor detalle, así que es la que se tomó como referencia.

En dicha columna resultan evidentes las discordancias producto de los diferentes eventos de levantamiento y erosión ocurridos a lo largo de la historia geológica del mar de Barents. Aunque, por supuesto, destacan las discordancias existentes entre el Carbonífero y el Pérmico, así como entre el Jurásico y el Cuaternario.

De forma general, la secuencia estratigráfica puede describirse de la siguiente manera: El basamento corresponde a areniscas ricas en cuarzo metamorfoseadas por la orogenia Caledoniana. Posteriormente hubo un depósito de clásticos, principalmente arcillas y arenas, hasta mediados del Carbonífero, pues en ese momento comenzó un gran depósito de carbonatos que se extendió hasta finales del Pérmico. Después, continuó la sedimentación de clásticos hasta donde se tiene registro, es decir, el Cuaternario.

A)



B)

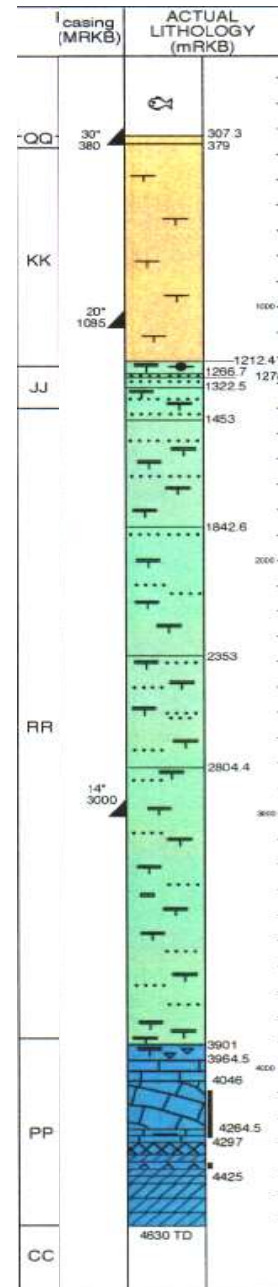


Figura 3.6- La figura del lado izquierdo es una representación la columna estratigráfica correspondiente al pozo 7128/6-1. La del lado derecho corresponde a la del pozo 7129/11-1 (Shell, 1991)



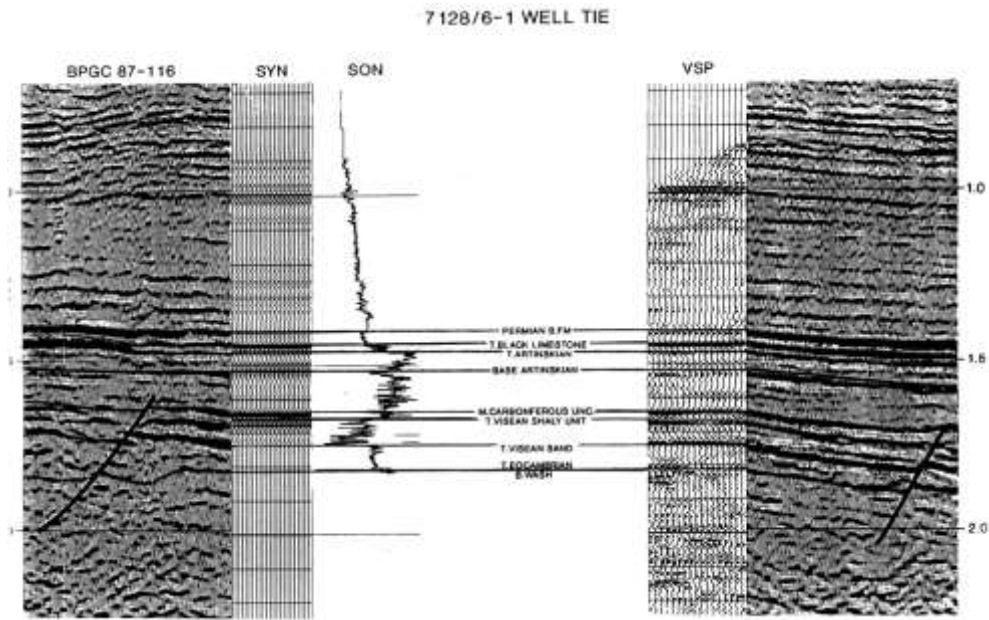


Figura 3.8- Correlación entre los diferentes registros sísmicos: Línea sísmica, sismogramas sintéticos, registro sónico, y VSP. (Shell, 1991)

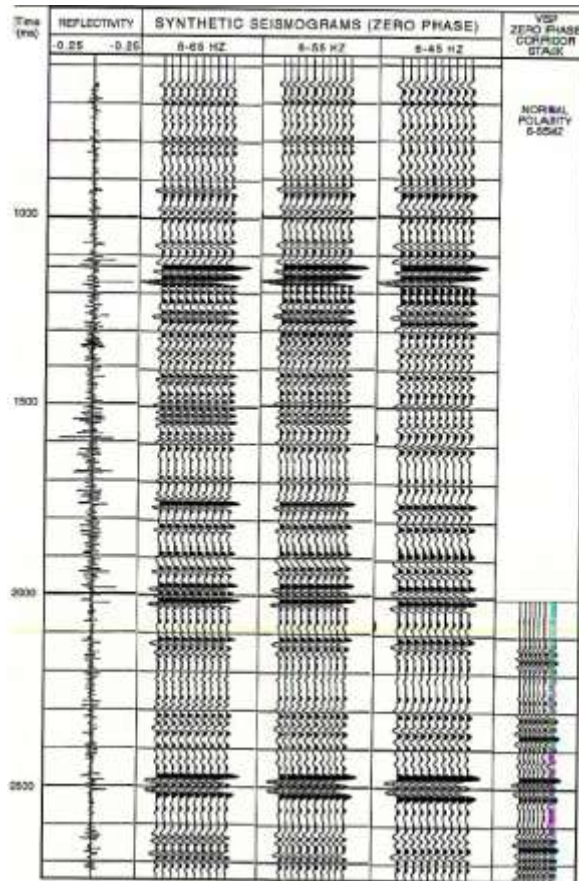


Figura 3.9– Ejemplo correspondiente al pozo 7229/11-1. En el extremo izquierdo se observa de la serie de reflectividades derivadas de los registros acústicos con los cuales se generaron los sismogramas sintéticos que se encuentran al centro. En la columna derecha se puede observar el VSP de fase cero. (Shell, 1991)

### 2.3 Antecedentes petroleros

El mar de Barents, con base en su geografía, puede subdividirse en dos regiones, la noruega y la rusa. En lo que se refiere al área que corresponde a Noruega, donde se encuentra el área de estudio, la exploración petrolera comenzó a principios del siglo XX. Durante los primeros estudios geológicos en el archipiélago de Svalbard se encontraron algunas manifestaciones de hidrocarburos en superficie, sin embargo, fue en 1926 en el centro de Spitsbergen donde se comenzó a investigar formalmente el potencial de hidrocarburos. Aunque los primeros pozos exploratorios fueron perforados hasta 1963 por *Norsk Polarnavigasjon* (Doré, 1995).

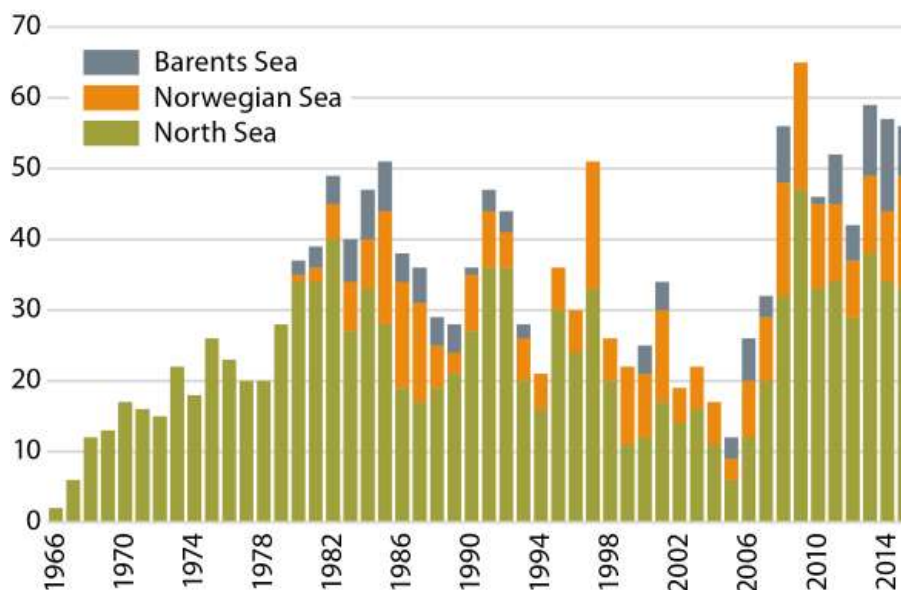


Figura 3.10 – Pozos exploratorios que comenzaron a perforarse por año en la región de Plataforma Continental Noruega (NCS por sus siglas en inglés) de 1966 a 2015 (Norwegian Petroleum Directorate [NPD], 2016)

Como resultado de los numerosos estudios geológicos realizados a principios del siglo pasado, Svalbard fungió como un referente durante los primeros años de exploración en el mar de Barents. En particular, la presencia de estratos gruesos de rocas sedimentarias del Mesozoico y Cenozoico en el archipiélago levantó la sospecha de que podría encontrarse una sucesión similar de rocas en mar abierto (*offshore*). No obstante, prevalecía la idea de que en la secuencia del mar de Barents no debía haber estado sometida a tanta erosión, y, por ende, una mayor parte de la columna estratigráfica debía haberse preservado. Esta idea presuponía, para muchos geólogos, mejores condiciones a las que se tenían en continente para cualesquiera prospectos petroleros que se pudieran identificar dentro del mar de Barents.

Con base en esta idea, aunado al éxito que tuvo en los pozos de exploración que perforaron en el mar de Norte a mediados de los 60's, el gobierno noruego decidió realizar prospecciones geofísicas en el mar de Barents en 1969. Los diferentes levantamientos de sismica de reflexión



que se desarrollaron durante los siguientes años confirmó la existencia de capas gruesas de rocas sedimentarias y delinearon las principales cuencas sedimentarias en mar abierto.

En aguas noruegas, las cuencas que generaron mayor expectativa en un inicio fueron las que se localizan al sureste del mar de Barents, es decir, la de Hammerfest y la de Tromsø. Esto debido a que se tenía la idea de que podían tener rocas generadoras y de almacén similares a las que recién se habían probado durante la exploración del mar del Norte. De hecho, grandes áreas fueron licitadas y concesionadas en esta zona a diversas compañías durante la 5ª ronda de licitaciones noruegas en 1980. El primer pozo fue perforado ese mismo año (7120/12-1), mientras que los primeros descubrimientos (los campos de gas Alke y Askeladden) fueron hechos al año siguiente.

La tasa promedio de éxito en exploración dentro del mar de Barents correspondiente a Noruega fue considerablemente alta durante las primeras décadas. Poco más de una tercera parte de todos los pozos de exploración encontraron hidrocarburos capaces de fluir hacia la superficie. Sin embargo, hubo una marcada disminución en la tasa de descubrimientos a mediados de los ochentas posiblemente por la perforación temprana de la mayor parte de las estructuras prospectivas en la cuenca de Hammerfest; así como por los resultados poco favorables de las pruebas de los nuevos modelos de exploración.

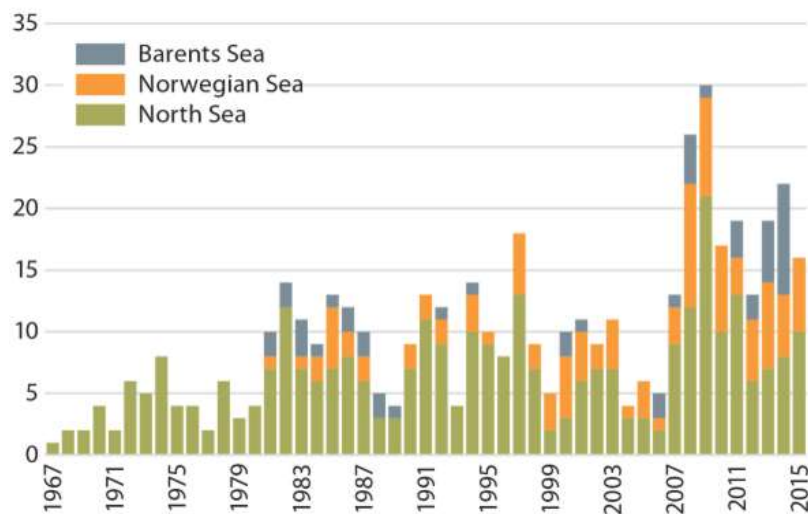


Figura 3.11 – Descubrimientos por año en la región NCS de 1967 a 2015 (NPD, 2016)

Por tal motivo, a mediados de los 80's las autoridades noruegas tomaron la decisión de proceder con la concesión de bloques al norte y al este de la cuenca de Hammerfest para probar nuevos conceptos geológicos en distintas configuraciones estructurales. Diversos prospectos fueron identificados en el Carbonífero-Permiano, Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario. Sin embargo, hasta principios de los 90's, sólo se hicieron algunos descubrimientos menores.

Existen algunas complicaciones al hacer exploración en el mar de Barents. Una de ellas tiene que ver con el levantamiento y la erosión masiva que ocurrió en esta área durante el Cenozoico. Columnas residuales de aceite encontradas debajo de campos de aceite en la cuenca de

Hammerfest indican que muchas estructuras estuvieron alguna vez parcial o totalmente llenas de aceite. La remoción de hasta 2 km de sobrecarga sedimentaria relativamente recientes en tiempo geológico, tuvo severas consecuencias para estas acumulaciones de aceite. La exsolución de gas a partir del aceite y la expansión del gas debido a la disminución en la presión, resultó en la expulsión de aceite de la mayoría de las trampas (Doré, 1995). Por supuesto, el rompimiento de las rocas sello y la fuga de hidrocarburos probablemente ocurrió como resultado del levantamiento.

Una consecuencia posterior de estos movimientos recientes fue el enfriamiento de las rocas generadoras en el área, lo cual provocó que la mayor parte de la generación de hidrocarburos cesara. Así, muy poco aceite fue capaz de llenar el espacio disponible en las trampas que quedaron. Este mecanismo explica la predominancia de gas sobre aceite en el mar de Barents.

La aparente propensión al gas del mar de Barents ha sido una de las razones principales por las cuáles la exploración en esta área ha sido tan paulatina. Las compañías petroleras buscan esencialmente aceite, pues económicamente, es más redituable. Por ello, desde los 90's todos los esfuerzos de exploración están dirigidos a localizar trampas en áreas que hayan podido estar protegidas del severo levantamiento que ocurrió, o aquellas que hayan recibido aceite expulsado de acumulaciones pre existentes tras el levantamiento.

Otro de las dificultades para el desarrollo de esta zona son las extremas condiciones climáticas, lo cual vuelve la perforación mucho más costosa. Por lo mismo, no se ha desarrollado la infraestructura necesaria y dista mucho de la que ya se tiene en el mar del Norte, pues, además, los objetivos y el tirante de agua en este último, son menores.

Por otro lado, existe una preocupación por el medio ambiente en esta área en particular. El mar de Barents alberga una gran diversidad de vida silvestre, de hecho, hasta hace unos cuantos años se le consideraba como uno de los últimos santuarios de aves y mamíferos marinos. Esta preocupación por los riesgos al ecosistema que supone la actividad petrolera, ha hecho que se adopten medidas de contingencia exhaustivas contra el derrame de crudo durante la perforación de pozos.

A pesar de que se han perseguido operaciones petroleras en el mar de Barents por más de 30 años, hoy en día solo dos campos están siendo explotados: el desarrollo de gas Snohvit a partir de 2007, y el campo de aceite Goliat desde marzo de 2016. (*Norwegian Petroleum Directorate, 2016*)

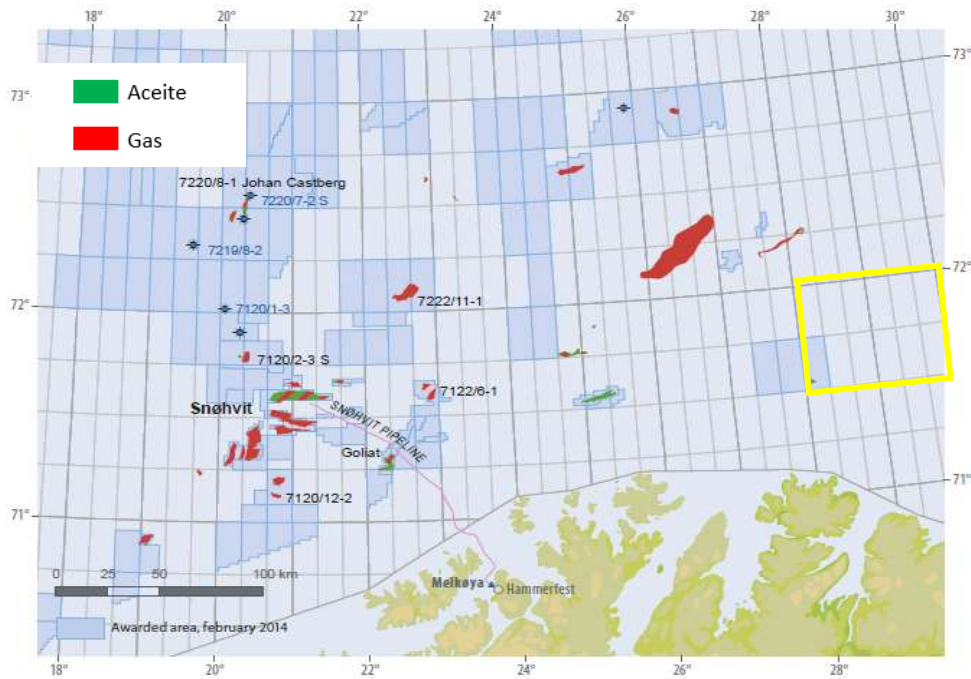


Figura 3.12 - Campos y descubrimientos en el mar de Barents en el año 2013. En amarillo se muestra la zona de estudio de este trabajo (Tormodsgard, 2014)

Tanto gas como aceite fueron encontrados desde el año 2000 en el campo de Goliat, el cual se encuentra en el límite entre la cuenca de Hammerfest y la Plataforma de Finnmark. En 2001, el gobierno noruego suspendió actividades petroleras en el mar de Barents por un año para evaluar el impacto que éstas tenían en el medio ambiente. Sin embargo, en diciembre de 2003, el gobierno dictaminó que continuasen las actividades petroleras en aquellas partes del mar de Barents que ya hubieran estado activas previamente. Fue después de esta resolución que se probaron reservas de aceite en el Triásico dentro de Goliat, lo cual, a su vez, aumentó el interés en el mar de Barents. Pevio a este descubrimiento, el Jurásico superior era la única roca generadora confirmada en el mar de Barents.

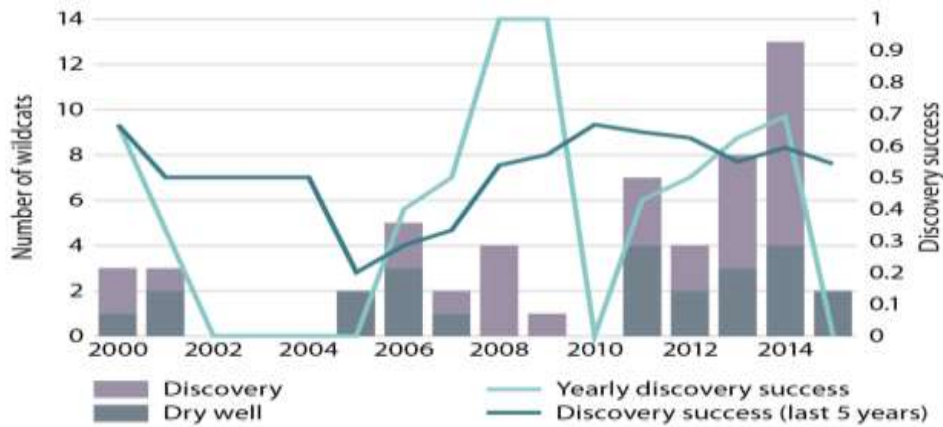


Figura 3.13 - Pozos exploratorios terminados y tasa de descubrimientos en el mar de Barents del año 2000 al 2015. (NPD, 2016)

Cabe destacar que muchas de las zonas donde se está explorando actualmente han sido concesionadas y abandonadas en numerosas ocasiones. Sin embargo, los avances tecnológicos, las nuevas y mejores adquisiciones sísmicas, así como el pensamiento y las ideas innovadoras de las compañías petroleras, han permitido probar una cantidad considerable de reservas en áreas que habían sido exploradas en repetidas ocasiones con resultados poco favorables.

Entre otros descubrimientos recientes, destacan el de Gohta y el de Alta, los cuales fueron perforados entre 2013 y 2014 en el área previamente explorada de Loppa High. La relevancia de Gohta es que probó la presencia de aceite en rocas carbonatadas del Pérmico, pues no se había encontrado aceite movable previamente en estas rocas dentro del sector noruego del mar de Barents. Por su parte, Alta contribuyó a incrementar sustancialmente la estimación de reservas en la zona. El hecho de que este pozo probara la presencia de gas y aceite, fortaleció las expectativas de descubrimientos multi-fase en el área.

La exploración en el área donde se ubican Alta y Gohta comenzó en 1985 con la asignación de tres licencias de producción durante la novena ronda de licitaciones. Si bien los dos primeros pozos hallaron trazas de aceite en rocas carbonatadas del Pérmico Superior, no se halló ninguna acumulación de hidrocarburo en ninguno de los cinco pozos que se perforaron bajo estas licencias. Curiosamente, 20 años después se asignaron tres licencias nuevamente, y bajo las tres se hicieron hallazgos en mayor o menor medida.

A pesar de que todos estos descubrimientos se han dado en el extremo occidental de la plataforma de Finnmark, a una distancia considerable de nuestra zona de estudio, han sentado el precedente de que, si bien no hubo hallazgos significativos en el pasado, no significa que no existan acumulaciones de hidrocarburo en la zona. Es precisamente esta referencia lo que vuelve relevante al presente trabajo, pues como se ha mencionado con anterioridad, no solo se identificaran prospectos, sino que también se propondrá una estrategia exploratoria en la zona.

El incremento de reservas ha sido significativo desde 2008 con el mayor incremento entre 2012 y 2015 con descubrimientos como el de Gohta, Alta, Johan Castberg y Wisting.

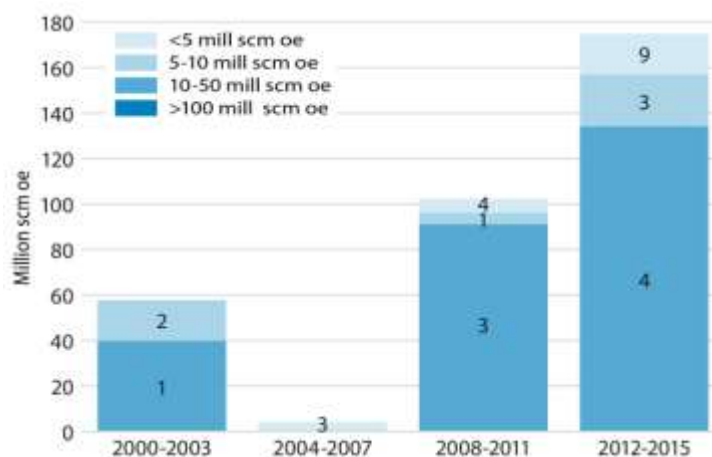


Figura 3.14 – Recursos estimados en scm oe (millones de metros cúbicos estándar de petróleo crudo equivalente por sus siglas en inglés) en los descubrimientos hechos en periodos de cuatro años en el mar de Barents entre el año 2000 y el 2015. El número de hallazgos se especifica en las columnas. (Norwegian Petroleum Directorate, 2016)

Si bien la tasa de descubrimientos en el mar de Barents ha variado en los últimos 15 años, ha sido relativamente alta en los últimos cinco. Por ello, el interés por explorar el mar de Barents en los últimos años ha incrementado. De hecho, se comenzó la perforación de casi 10 pozos exploratorios en esta zona en 2016.

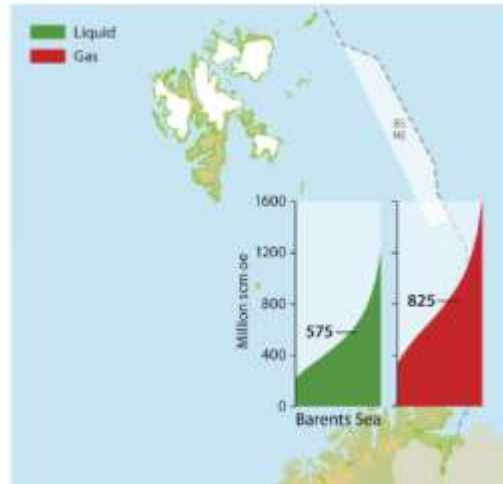


Figura 3.15 – Reservas recuperables por descubrir en el mar de Barents. El valor esperado está especificado en las columnas (Norwegian Petroleum Directorate, 2016)

### 3.4 Fundamentos teóricos

En este apartado se presentan, brevemente, los fundamentos teóricos de algunos de los conceptos, técnicas, metodologías, y prácticas que fueron utilizados durante el desarrollo de este trabajo.

#### 3.4.1 Sistema Petrolero

Un sistema petrolero comprende a una roca generadora activa y a todas las acumulaciones de gas y aceite relacionadas genéticamente a ella. Incluye, además, a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que exista una acumulación de hidrocarburos. Los elementos fundamentales de un sistema petrolero son: roca generadora, roca almacén, roca sello, y roca de sobre carga. Por otra parte, los dos procesos que deben considerarse dentro de un sistema petrolero son: generación de la trampa, así como la generación-migración y acumulación de los hidrocarburos. No obstante, estos elementos y procesos deben producirse en cierto orden, de tal forma que la materia orgánica presente en la roca generadora pueda convertirse en una acumulación de petróleo (Magoon y Beaumont, 1999).

Para identificar un sistema petrolero primero debe hallarse alguna manifestación de hidrocarburos, sin importar la cantidad. Puede ser mediante una chapopotera, muestras de aceite o gas tras perforar un pozo, o núcleos impregnados de hidrocarburos. Si se llega a encontrar la presencia de petróleo en cualquiera de las formas previamente mencionadas, entonces, se debe determinar el tamaño del sistema petrolero siguiendo una serie de pasos. En primera instancia, se deben relacionar genéticamente las distintas manifestaciones de petróleo a través de sus características geoquímicas y con base en su posición estratigráfica (Magoon y Beaumont, 1999).

Así, el siguiente paso es identificar el origen de los hidrocarburos encontrados mediante correlaciones con las distintas rocas generadoras posibles. Posteriormente, se debe estimar la localización y extensión de la roca generadora que se haya determinado responsable de los hidrocarburos en cuestión. Finalmente, se necesita hacer una tabla de las acumulaciones para determinar la cantidad de hidrocarburos en el sistema petrolero y así, proponer qué yacimiento es el que alberga más.

Otro aspecto importante es expresar el nivel de certidumbre que se tiene respecto al sistema petrolero propuesto. El nivel de certidumbre indica la confianza que se tiene en la correlación entre la roca generadora propuesta y los hidrocarburos dentro de la roca almacén. Se han definido tres niveles de certidumbre: *Conocido*, *hipotético*, y *especulativo*. Un sistema petrolero *conocido* es aquel donde se ha comprobado que los hidrocarburos en cuestión fueron generados por la roca generadora propuesta. Por otra parte, será *hipotético* cuando la correlación entre los hidrocarburos y la roca generadora se haga con base en evidencia geoquímica. Sin embargo, un sistema petrolero *especulativo* es cuando únicamente se cuenta con evidencia geológica y geofísica (Magoon y Beaumont, 1999).

Por supuesto, todo sistema petrolero está delimitado tanto espacial como temporalmente. Por tal motivo, los sistemas petroleros pueden ser descritos con base en los elementos y procesos espaciales y temporales que los conforman y los distinguen. Temporalmente, un sistema petrolero está definido esencialmente por tres aspectos: su edad, su momento crítico, y su tiempo de preservación. La edad del sistema es el tiempo que ha sido requerido para que hayan tenido lugar los procesos de generación, migración, y acumulación de los hidrocarburos. El momento crítico, por su parte, es aquel en que se estima que se dieron las condiciones necesarias para que comenzaran a ocurrir los procesos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.

Por último, el tiempo de preservación comienza inmediatamente después de los procesos de generación, migración, y acumulación; y se extiende hasta la actualidad. Abarca cualquier cambio que hayan sufrido las acumulaciones de hidrocarburos durante este periodo. Durante el tiempo de preservación puede ocurrir la degradación física y biológica de los hidrocarburos, el inicio de una nueva migración de los mismos, o la total destrucción del sistema petrolero.

La mejor manera de representar la relación temporal entre los elementos y procesos de un sistema petrolero es mediante una tabla de eventos. Por lo tanto, en uno de los ejes se coloca al tiempo y a los elementos esenciales, mientras que en el otro eje se ponen los procesos. Por supuesto, en la tabla de eventos se indica el tiempo de preservación y el momento crítico del sistema. Debido a que el sistema petrolero únicamente se crea con base en acumulaciones existentes, no hay lugar a dudas sobre la buena sincronía entre los elementos y los procesos para poder generar los campos de gas y aceite en cuestión.

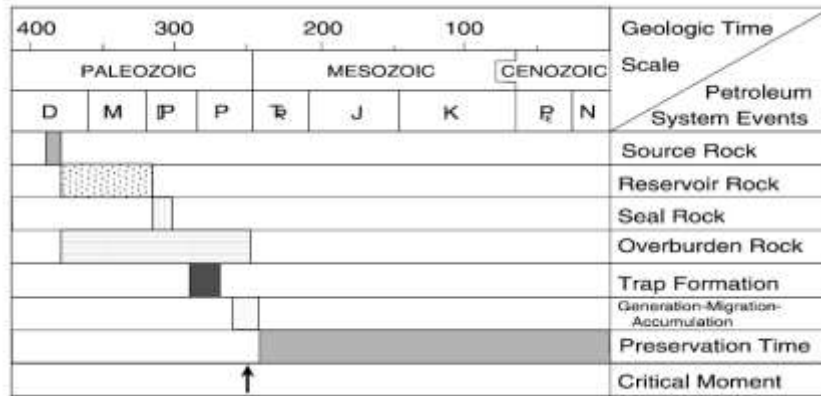


Figura 3.16- Ejemplo de una tabla de eventos.

Por otro lado, cada sistema petrolero puede ser definido espacialmente por su extensión geográfica y estratigráfica. La extensión geográfica de un sistema petrolero se determina en el tiempo correspondiente al momento crítico. Está definida por una línea que circunscribe a la roca generadora y a todas las manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos asociadas con ella. Mientras tanto, la extensión estratigráfica de un sistema petrolero corresponde al intervalo de unidades litológicas que encierran a los elementos esenciales del sistema petrolero dentro de su extensión geográfica.

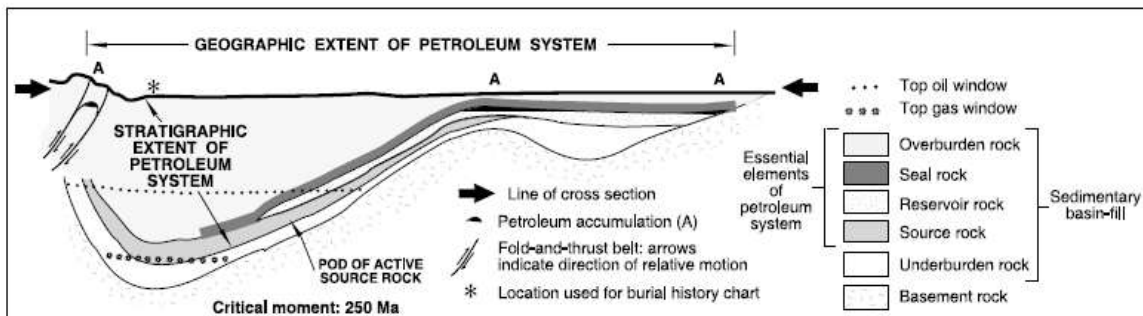


Figura 3.17- Representación esquemática de un sistema petrolero (Magoon y Beaumont, 1999).

Por último, el tamaño del sistema petrolero debe considerar el volumen total de los hidrocarburos recuperables que hayan sido generados por una misma roca generadora, es decir, que estén genéticamente relacionados. Este volumen total se utiliza para comparar distintos sistemas petroleros entre sí, y así determinar la eficiencia de los procesos de generación y acumulación. Es decir, la razón del volumen de los hidrocarburos atrapado que forman parte del sistema petrolero con respecto al volumen total de gas y aceite producido por la roca generadora. La estimación del tamaño del sistema petrolero se hace con base en todos los descubrimientos que lo conformen, sumando las reservas estimadas y lo que se ha extraído.

### 3.4.2 Registros de pozo y evaluación petrofísica

Dentro de la exploración petrolera, los registros geofísicos de pozo se han vuelto fundamentales para la correcta caracterización de las propiedades petrofísicas del subsuelo en una posición determinada. Y es que, parámetros como la porosidad, saturación de agua, resistividad del agua de formación, así como el espesor de capas y su permeabilidad, son los que permiten evaluar el potencial de un yacimiento. Esto debido a que la producción de hidrocarburos se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. De forma que, la cantidad de petróleo contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es igual al producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos (Schlumberger, 1989). Por otra parte, para estimar la producción de un yacimiento, se necesita conocer su permeabilidad, la cual indica la facilidad con la que podrían fluir los hidrocarburos.

Sin embargo, sólo algunos parámetros petrofísicos pueden medirse de manera directa. Por lo que, en su mayoría, se deben inferir a partir de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones como son la resistividad, la densidad, el tiempo de tránsito, y la radioactividad natural (Schlumberger, 1989). La interpretación de estas mediciones, es decir, de sus registros, es el proceso mediante el cual dichas mediciones se traducen a los parámetros petrofísicos deseados.

No obstante, inferir los parámetros petrofísicos se complica por el proceso mismo de perforación del pozo. Al perforar a través de una formación, los fluidos contenidos en los poros de la roca que rodean al agujero pueden ser desplazados o contaminados por el líquido de perforación (Schlumberger, 1989). Debido a que se necesitan conocer los parámetros petrofísicos de la formación virgen y no de la zona contaminada, las herramientas de registro de pozos deben ser capaces de medir más allá de la zona afectada, y de no hacerlo, las técnicas de interpretación deben considerar y compensar el problema de la contaminación.

#### 3.4.2.1 Registros de pozo

##### 3.4.2.1.1 Registro de rayos gamma

El registro de rayos gamma (GR por sus siglas en inglés) indica la radioactividad natural de las formaciones, la cual depende de la presencia y concentración de torio, uranio, y potasio; elementos que emiten casi toda la radiación gamma que se observa en la Tierra (Hilchie, 1989). Los rayos gamma son impulsos electromagnéticos de alta energía emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Sin embargo, el número y energía de los rayos gamma emitidos son distintivos de cada uno (Schlumberger, 1989).

Al atravesar la materia los rayos gamma experimentan colisiones que producen un *efecto Compton* con los átomos de la formación, es decir, se producen electrones y rayos gamma adicionales, a medida que los rayos gamma que atraviesan van perdiendo energía (Arroyo, 2007). Después de que los rayos gamma han perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorberá por medio del *efecto fotoeléctrico*, el cual consiste en la absorción de un rayo gamma por parte de un átomo con la consecuente emisión de un electrón de alta velocidad (Arroyo, 2007). En consecuencia, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se van reduciendo al pasar a través de la formación. Después de las correcciones pertinentes para pozo (mínimas a menos que el



diámetro del pozo sea muy grande o que contenga lodo muy pesado <Hilchie, 1978>), entre otras, la respuesta del registro de GR es proporcional a las concentraciones de peso del material radioactivo en la formación (Schlumberger, 1989):

$$GR = \frac{\sum(\rho_i V_i A_i)}{\rho_b}$$

Donde

$\rho_i$ : densidades de los minerales radioactivos

$V_i$ : factores de volumen total de los minerales

$A_i$ : factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del mineral

$\rho_b$ : densidad total de la formación

En formaciones sedimentarias, este registro generalmente refleja la proporción de arcilla en la formación ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. En formaciones limpias (carentes de arcillas) normalmente se observa un nivel muy bajo de radioactividad, salvo que contenga contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas, o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas (Schlumberger, 1989). Además, por su facilidad de combinación con otras herramientas de registro, permite correlacionar de buena manera los registros hechos en corridas distintas.

Existen dos tipos de registros de GR. Uno es el registro de GR estándar (con el que se contó para este trabajo) el cual mide la radioactividad total, mientras que el otro, llamado registro de espectrometría de rayos gamma naturales, mide la radioactividad total, así como las concentraciones de potasio, torio, y uranio que producen dicha radioactividad. La sonda empleada para hacer las mediciones del GR contiene un detector para medir la radiación gamma originada en el volumen de la formación a 30 cm de distancia de la sonda. Cabe destacar que las radioactividades en formaciones sedimentarias oscilan desde unas cuantas unidades API, en presencia de sal o anhidrita, a 150 o más en presencia de arcillas (Schlumberger, 1989).

#### 3.4.2.1.2 Registro Sónico

El registro sónico permite conocer el tiempo mínimo que le toma a onda acústica recorrer una distancia de un pie de formación, conocido como *tiempo de tránsito*, en un camino paralelo al pozo (Hilchie, 1978). El tiempo de tránsito dentro de una cierta formación se mide en microsegundos ( $\mu s$ ) y está en función de su litología, densidad, porosidad y cantidad de fracturas (Hearst, 2005).

De forma simplificada, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos acústicos, y un receptor que capta y registra impulsos. La onda acústica emitida por el transmisor choca contra las paredes del pozo, lo cual crea ondas de compresión y de cizalla dentro de la formación, ondas superficiales a lo largo de la pared del pozo, y ondas dirigidas dentro de la columna del fluido (Schlumberger, 1989). Por lo cual, la pared y rugosidad del pozo, las capas de la formación, así como las fracturas, pueden ser discontinuidades acústicas significativas.

En consecuencia, existe una gran cantidad de fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas acústicas al correr un registro sísmico. Sin embargo, la onda de interés está caracterizada por el primer arribo y corresponde a la onda compresional. La velocidad del sonido en la sonda sísmica y en el lodo de perforación es menor que en las formaciones. Por tal motivo, las primeras llegadas de energía acústica a los receptores corresponden a la trayectoria del viaje del sonido en la formación cercana a la pared del pozo (Schlumberger, 1989). Conviene mencionar que el registro sísmico llamado dipolar permite la medición tanto de tiempos de tránsito de onda compresional, como de onda de cizalla. Las mediciones de tiempo de tránsito de onda S son muy útiles en estudios de física de rocas para inferir parámetros tales como: Módulo de Young, Relación de Poisson,  $\lambda$  y  $\mu$ , entre otros.

#### *3.4.2.1.3 Registro de resistividad*

Los registros de resistividad eléctrica fueron desarrollados cuando se descubrió que permitían identificar estratos y correlacionarlos, y, sobre todo, cuando se supo que estos registros permitían distinguir zonas con hidrocarburos de aquellas con agua (Hearst, 2005). La electricidad puede pasar a través de una formación, básicamente, solo cuando ésta contiene agua con sales disueltas. Por lo tanto, las formaciones en el subsuelo tienen resistividades mensurables y finitas por el agua almacenada en sus poros o por el agua intersticial absorbida por una arcilla. Por supuesto, la resistividad de una formación depende principalmente de la resistividad del agua de formación, la cantidad de agua presente, la temperatura, y la geometría estructural de sus poros (Schlumberger, 1989).

Las resistividades de formación normalmente oscilan entre 0.2 y 1000 ohm-m. Tras enviar corriente a la formación, se mide la facilidad con la que ésta fluye, o se induce una corriente eléctrica en la formación y se mide que tan grande es. Durante los primeros años de los registros de pozo, los únicos registros de resistividad existentes fueron los sondeos eléctricos convencionales. Sin embargo, se han desarrollado métodos más sofisticados para poder medir la resistividad más allá de la región invadida, es decir, para poder medir la resistividad real de la zona virgen ( $R_t$ ).

Para los registros convencionales, se introducen corrientes en la formación a través de electrodos de corriente, y se miden los voltajes entre los electrodos de medición. A partir de estos voltajes se calcula la resistividad para cada dispositivo. Para una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean a un electrodo emisor de corriente ( $A$ ), son esféricas. El voltaje entre un electrodo ( $M$ ) dentro de una de las superficies equipotenciales, y otro en el infinito, es proporcional a la resistividad de la formación, y, el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad.

Por su parte, los registros de inducción surgieron en respuesta de la incapacidad de los métodos convencionales para medir resistividades en lodos no conductivos. Además de poder hacer una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse a manera de minimizar las influencias del pozo, las formaciones adyacentes y la zona invadida. Las herramientas de inducción poseen muchas bobinas transmisoras y receptoras.

Sin embargo, considerando una sonda con una sola bobina transmisora y una receptora, lo que se hace es enviar corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina

transmisora. Esto crea un campo magnético alterno que, a su vez, induce corrientes hacia la formación alrededor del pozo. Estas corrientes fluyen en anillos circulares de manera coaxial con la bobina transmisora, creando un campo magnético que induce una diferencia de potencial en la bobina receptora.

Debido a que la corriente alterna en la bobina transmisora es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. Así, el voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo, y, en consecuencia, a la conductividad de la formación (Schlumberger, 1989).

En lo concerniente a los registros de pozo utilizados en este trabajo, el registro de resistividad del pozo 7229/11-1 es de tipo convencional, la herramienta utilizada fue lo que se conoce como *Double lateral log (DLL)*. Esta consiste en hacer mediciones de resistividad con diferentes arreglos de tal forma que se tengan profundidades de investigación distintas (una somera y una profunda). La medición del DLL profundo, se logra utilizando electrodos de guardia muy grandes. La distancia entre los extremos de estos electrodos es de aproximadamente 28 pies (Arroyo, 2007).

Por su parte, el DLL somero responde de manera más pronunciada a la región alrededor del pozo afectada por la invasión del lodo. Utiliza un enfoque llamado *pseudo laterolog*, por el cual, la corriente de enfoque regresa a los electrodos cercanos en lugar de electrodos remotos. Esto provoca que la corriente de medición se disperse con mayor rapidez una vez que ha entrado a las formaciones. De esta forma, se produce una profundidad de investigación relativamente somera. Sin embargo, la resolución vertical de la medición profunda como de la somera, es de dos pies.

En los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1 se utilizó una herramienta de inducción conocida como (ISF), la cual para su medición profunda utiliza un dispositivo de inducción de seis bobinas enfocadas con espaciamiento nominal de 40 pulgadas. Y, para la medición somera, utiliza una herramienta de enfoque esférico (SFL por sus siglas en inglés). Lo que hace la herramienta SFL es preservar la distribución de potencial esférico en la formación a pesar de las distintas variables que influyen en un pozo. Ambas mediciones se realizan con electrodos de enfoque, los cuales ayudan a minimizar la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes en las mediciones al controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición.

#### 3.4.2.1.4 Registro de densidad

El registro de densidad responde a la densidad de electrones de una formación y se usa normalmente como registro de porosidad (Arroyo, 2007). El registro se obtiene a partir de la emisión de rayos gamma de mediana energía hacia la formación a través de una fuente radioactiva que se coloca en la pared del pozo en un cartucho deslizable. Conforme los rayos gamma avanzan, van perdiendo energía al chocar con los electrones de la formación. De hecho, esta interacción entre los rayos gamma y los electrones es lo que se denomina como efecto Compton. Así, los rayos gamma dispersos que llegan al detector, ubicados a una cierta distancia de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

Sucede que el número de colisiones bajo el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. Y, a su vez, la densidad electrónica está relacionada con el volumen de densidad real ( $\rho_b$ ). La cual, por supuesto, depende de la densidad de la matriz de la roca, su porosidad, y la densidad de los fluidos saturando los poros.

Para una formación que consiste de un elemento único, su índice de densidad electrónica ( $\rho_e$ ) está relacionado con la densidad total ( $\rho_b$ ) a través de su número atómico (Z) y su peso atómico (A) de la siguiente manera (Schlumberger, 1989):

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{A} \right)$$

Sin embargo, para una sustancia molecular, el índice de densidad electrónica se relaciona con la densidad total de esta forma (Schlumberger, 1989):

$$\rho_e = 2(\rho_b) \left( \frac{\sum Z_i}{\text{Peso molecular}} \right)$$

### 3.4.2.2 Propiedades petrofísicas

#### 3.4.2.2.1 Porosidad

La porosidad ( $\phi$ ) se puede definir como la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos (Schlumberger, 1989). Ésta puede clasificarse en primaria o secundaria de acuerdo al modo en que se originó. *La porosidad primaria* es aquella que se desarrolló al momento del depósito de los sedimentos o durante la formación de la roca, mientras que la *porosidad secundaria* se creó por procesos geológicos posteriores (Arroyo, 2007).

La porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de roca posterior al depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración con cierta acidez pueden crear o acrecentar los espacios porosos al desplazarse a través de los canales de interconexión en las calizas. Además, los caparzones de pequeños crustáceos atrapados en el interior pueden disolverse y formar cavidades. (Schlumberger, 1989). Aunque, evidentemente, aguas de infiltración ricas en minerales pueden formar depósitos que sellen, parcial o totalmente, los poros y canales de la misma formación.

Por otro lado, se denomina *porosidad total* a la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca. Aunque también se considera como la suma de la porosidad primaria y la secundaria. Mientras que la *porosidad efectiva* corresponde a la relación de espacios vacíos interconectados entre el volumen total de la roca. Los valores de porosidad más altos encontrados en rocas sedimentarias oscilan alrededor de 40%, mientras que los menores se aproximan a cero (Arroyo, 2007).

La porosidad puede calcularse a partir de un registro sísmico, un registro de densidad o un registro neutrónico. No obstante, puede utilizarse una combinación de dos o más registros sensibles a la litología y la porosidad para definirla de mejor manera (Schlumberger, 1989). Cabe destacar que los registros de porosidad también son, en cierta medida, sensibles al tipo de fluido presente en los poros de la roca.

El cálculo de la porosidad con base al registro sísmico consiste en utilizar una relación empírica promedio ponderada por tiempo como se muestra a continuación y que se conoce como la *ecuación de Wyllie de tiempo promedio* (Schlumberger, 1989)

$$\phi = \frac{t - t_{ma}}{t_f - f_{ma}}$$

$t_f$ : tiempos de tránsito en los fluidos de la roca

$t_{ma}$ : tiempo de tránsito en la matriz de la roca.

Esta relación promediada en el tiempo funciona muy bien para formaciones limpias y compactas de porosidad inter granular con presencia de fluidos. Sin embargo, existe otra relación empírica restringida a las mismas condiciones que la relación anterior con la excepción de que puede emplearse para formaciones compactas y no compactas (Schlumberger, 1989).

$$\phi = (c) \frac{t - t_{ma}}{t}$$

Donde el valor aproximado de  $c$  es de 0.67

Por otra parte, la porosidad se puede calcular a partir de la densidad de formaciones limpias y totalmente saturadas de fluidos si se conoce la densidad de la matriz ( $\rho_{ma}$ ), y la densidad de los fluidos ( $\rho_f$ ) (Schlumberger, 1989).

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Por supuesto, la presencia de lutitas o gas en la formación dificultan la respuesta, sin embargo, esto puede compensarse utilizando una combinación de registros de porosidad.

De igual manera, puede calcularse la porosidad con base en el registro neutrónico ya que éste responde principalmente a la presencia de átomos de hidrógeno. Por lo tanto, si los poros de la formación están llenos de fluidos, entonces la respuesta es, esencialmente, una medición de porosidad. El registro, generalmente, se expresa en una escala de unidades de porosidad con base en una matriz de caliza o arenisca.

#### 3.4.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad de una formación es la medida de facilidad con que los fluidos pueden desplazarse a través de ella (Hilchie, 1978). La permeabilidad es relevante ya que los hidrocarburos deben fluir desde la formación hasta el pozo para poder ser extraídos. La unidad con que se mide la permeabilidad es el *milidarcy*. Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable (Schlumberger, 1989). Por lo que, normalmente, a mayor porosidad se tiene mayor permeabilidad. Sin embargo, puede ocurrir que, aun habiendo una alta porosidad, si los granos son demasiados pequeños, los caminos que permiten el paso de líquidos sean escasos, y, en consecuencia, la permeabilidad será baja. Por otro lado, en formaciones de caliza, puede haber fracturas o fisuras de gran extensión. De tal forma que, aunque la porosidad sea baja, la permeabilidad de una fractura puede ser grande.

Por otro lado, cuando solo hay un fluido en los poros de la roca, al buscar definir su permeabilidad, la denominamos como *absoluta*. Sin embargo, cuando existe más de un fluido, se le conoce como

*permeabilidad efectiva* (Hilchie, 1978). Y, la razón de la permeabilidad efectiva para un fluido en específico con respecto a la permeabilidad absoluta, se denomina como *permeabilidad relativa*.

### 3.4.2.2.3 Resistividad

La resistividad eléctrica de una sustancia es su capacidad para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma (Arroyo, 20007). La unidad utilizada en los registros es Ohm-metro ( $\Omega$ -m). Su recíproco es la conductividad eléctrica, y se expresa en milimhos por metro.

De acuerdo a lo publicado por Hilchie (1978), la resistividad eléctrica de cualquier material está relacionada con la resistencia por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{rA}{L}$$

Donde **L** es la longitud del material en metros  
**A** es el área por la cual fluye la corriente en metros  
**r** es la resistencia eléctrica en  $\Omega$   
**R** es la resistividad eléctrica en  $\Omega$ -m

En su mayoría, los hidrocarburos se acumulan en formaciones de rocas sedimentarias, las cuales se componen de rocas que estando secas tienden a no ser conductoras de corrientes eléctricas. Es decir, la resistividad de las matrices de las rocas tiende a ser muy alta. Por lo cual, una corriente eléctrica solo fluirá a través del agua intersticial que esté saturando los poros de la formación, siempre y cuando dicha agua contenga sales disueltas (Schlumberger, 1989). Por supuesto, mientras mayor sea la concentración salina, así como a mayor porosidad efectiva, la resistividad del agua de formación será menor, y, en consecuencia, también lo será la de la formación.

De manera experimental, se ha establecido que la resistividad de una formación limpia (poca cantidad de arcillas) que contiene sólo agua, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. A la constante de proporcionalidad se le conoce como *factor de formación* (Arroyo, 2007).

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Para una cierta porosidad, el valor del factor de formación permanece casi constante para todos los valores de  $R_w$  por debajo de un valor de 1 ohm-m. Sin embargo, en presencia de aguas con mayor resistividad, el valor de F puede disminuir a medida que aumenta el valor de  $R_w$ . Por otra parte, en el caso de un agua con una salinidad dada, a mayor porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación ( $R_o$ ), y, en consecuencia, también el factor de formación. Así, resulta

evidente que el factor de formación está relacionado de manera inversa a la porosidad. Por lo tanto, es una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros.

Empíricamente, Archie propuso una fórmula que relaciona la porosidad,  $\phi$ , y el factor de formación de la siguiente manera (Hilchie, 1978):

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde  $m$  es el exponente de cementación, el cual, al igual que el valor de  $a$ , se determinan de forma empírica.

Sin embargo, a través de los años, se ha llegado a aceptar, de manera generalizada, que los mejores valores para la relación factor-porosidad de formación para rocas carbonatadas es la siguiente (Schlumberger, 1989):

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

#### 3.4.2.2.4 Saturación

La saturación ( $S$ ) de una formación se refiere a la fracción de su volumen poroso ocupado por cierto fluido (Schlumberger, 1989). Debido a que los poros siempre están saturados por algún fluido, generalmente agua, aceite, o gas; la suma de todas las saturaciones en una formación debe ser igual a uno.

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

La saturación de agua de una formación puede variar en un rango desde el cien por ciento hasta un valor muy pequeño, sin embargo, difícilmente es nula. Independientemente de la cantidad de hidrocarburos en una roca, siempre habrá cierta cantidad de agua capilar que el petróleo no pueda desplazar. A dicha saturación de agua se le conoce como saturación de agua irreductible o connata (Schlumberger, 1989). Aun así, una formación con saturación de agua connata producirá hidrocarburos sin presencia de agua. Por supuesto, en un yacimiento que contenga agua en el fondo y petróleo en la parte superior, el límite entre ambos no necesariamente estará bien definido; ya que tiende a haber una transición gradual desde un cien por ciento de agua hasta la zona con mayor contenido de petróleo.

Debido a que los hidrocarburos son aislantes eléctricos, al inyectar una corriente eléctrica en una formación, esta únicamente será transmitida por las sales disueltas en el agua presente en dicha formación. Así, la resistividad de la formación no sólo estará en función del factor y de la resistividad del agua de formación, sino también de  $S_w$  (Hilchie, 1978). Experimentalmente, Archie determinó que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de la resistividad real como (Schlumberger, 1989):

$$S_w^n = \frac{FR_\omega}{R_t}$$

Donde  $n$  es el exponente de saturación, y  $R_t$  corresponde a la resistividad de la roca en ohm-m. No obstante, experimentalmente se ha determinado que el exponente de saturación tiende a ser dos,

a menos que se determine para un caso particular otro valor. Por tal motivo, la ecuación de saturación de agua de Archie quedaría de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_\omega}{R_t}}$$

La determinación de buenos valores de saturación de agua está, por tanto, ligada a la obtención de valores acertados de porosidad, del factor y resistividad del agua de formación, así como de la resistividad de la formación misma.

### 3.4.3 Sísmica de Reflexión

#### 3.4.3.1 Propagación ondulatoria

El método sísmico de reflexión está basado en la teoría de la elasticidad, y, en consecuencia, intenta deducir las propiedades elásticas de las rocas, como su impedancia acústica, a través de la medición de su respuesta a perturbaciones mecánicas llamadas ondas sísmicas (Onajite, 2014). Las ondas sísmicas pueden ser generadas mediante distintos mecanismos, a los que, de forma general, se les conoce como fuente. Una vez generadas, se propagan en el subsuelo hasta encontrar una interfaz entre dos capas de roca con propiedades distintas.

En este límite de capas, parte de la energía de la onda deja de propagarse, y, en su lugar, se refleja hacia la superficie donde es detectada por un receptor. Así se registra el tiempo que le tomó a la onda viajar de la fuente a la interfaz, y de la interfaz al sensor. Por supuesto, el tiempo que le toma a la onda volver a la superficie está directamente relacionado con la distancia a la que se encuentra el límite geológico en donde la onda fue reflejada (Onajite, 2014).

Para describir la trayectoria de la energía acústica resulta conveniente hacerlo mediante *rayos* dibujados perpendicularmente al frente de onda sísmico. Así, el principio sobre el cual se sustenta la sísmica de reflexión establece que el ángulo con el que incida un rayo sobre un límite entre capas, será igual al ángulo con el que se reflejará. Así mismo, la *ley de reflexión*, establece que el rayo incidente, el rayo reflejado, y la normal al punto de incidencia, yacen sobre el mismo plano.

Por lo tanto, para un reflector horizontal, el punto de reflexión se encuentra a la mitad de la distancia entre la fuente y el receptor. De hecho, en la industria, convencionalmente, la distancia máxima entre fuente y receptor (*offset*) es igual a la profundidad del reflector (Onajite, 2014) Aunque, el hecho de que los rayos se conceptualicen como si fueran rectos es por simplicidad, en la realidad no lo son y no se consideran así, tampoco, al procesar e interpretar la información sísmica.

La cantidad de energía de la onda que será reflejada, y, por ende, la intensidad de la señal que se registrará en superficie, está determinada por el coeficiente de reflexión de la interfaz entre los materiales. En su forma más simple, los coeficientes de reflexión (CR) están relacionados con los cambios en impedancia acústica. La impedancia acústica (Z), a su vez, está definida como el producto de la velocidad de propagación de onda P del material ( $V_p$ ), y la densidad aparente ( $\rho$ ).



$$CR = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

Coefficiente de reflexión

Evidentemente, no toda la energía de la onda es reflejada, lo cual implica que parte de ella se refracta a un cierto ángulo, el cual está determinado por la *Ley de Snell*. La *ley de refracción* o *Ley de Snell*, establece que la razón entre el seno del ángulo incidente ( $\theta_1$ ) y el seno del ángulo de refracción ( $\theta_2$ ), es igual a la razón entre los índices de refracción ( $n_1$  y  $n_2$ , respectivamente) de los materiales en contacto.

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{n_2}{n_1}$$

Ley de Snell

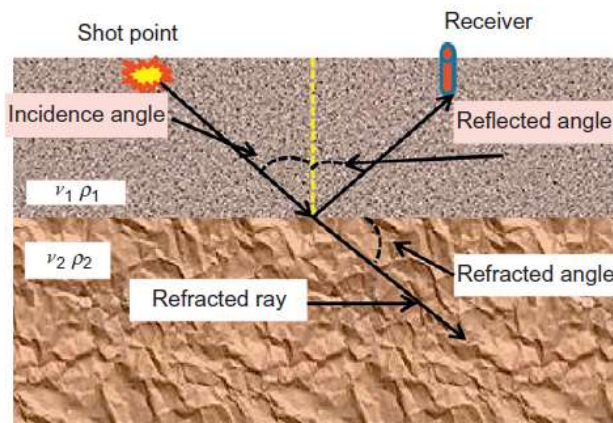


Figura 3.18- Representación esquemática de la *Ley de reflexión* y la *Ley de Snell* (Onajite, 2014)

### 3.4.3.2 Técnicas de adquisición

Los datos sísmicos se obtienen con fuentes y receptores acústicos. Para la sísmica terrestre las fuentes más comunes son explosivos y vibradores, mientras que para la sísmica marina se utilizan comúnmente pistolas de aire. Sin embargo, antes de que la adquisición de datos se realice, el área donde se llevarán a cabo las actividades de exploración debe ser prospectada, y, posteriormente, deben marcarse con precisión las líneas sísmicas. Estas líneas sirven como guías sobre la posición de los disparos y para el tendido de los cables con los que se registrarán los datos (Onajite, 2014). La dirección de las líneas sobre las que se realizan los disparos se conoce como dirección *inline*, y a la dirección perpendicular, como *crossline*.

Existen distintos tipos de geometría sísmica dependiendo de los requisitos del levantamiento y el lugar de operación. Por supuesto, el tamaño del levantamiento está determinado por la extensión de la zona objetivo que se quiera estudiar en el subsuelo, así como por el tamaño de apertura necesario para poder obtener una imagen sísmica adecuada de la zona de interés. Por lo mismo, el área del levantamiento tiende a ser mayor que la del objetivo

Una traza sísmica es el resultado de los datos registrados por un receptor, en una posición dada, producto de un disparo. Las trazas sísmicas son registradas en función del tiempo. Debido a que dicho tiempo representa el tiempo que le llevó a la energía acústica viajar a través de la tierra, reflejarse, y volver a la superficie, se le conoce como *tiempo de viaje doble* (*two way time*). El tiempo es medido en segundos o milisegundos.

Al conjunto de trazas registradas a partir de un mismo disparo se les conoce como *registro sísmico de campo*. El eje horizontal del registro de campo corresponde al número de receptor, que puede traducirse en unidades de distancia. Por su parte, la escala vertical corresponde al tiempo de viaje doble. Debido a la diferencia en la trayectoria de viaje, el tiempo de arribo de la reflexión desde las distintas interfases geológicas aumenta con el *offset* y, normalmente, la relación entre el tiempo de viaje y el offset es hiperbólica.

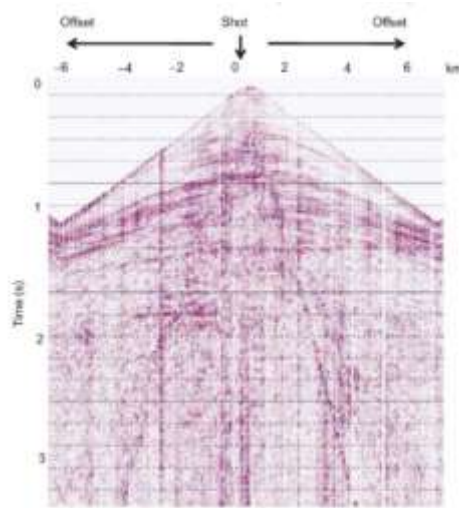


Figura 3.19- Ejemplo de un registro de campo sísmico (Onajite, 2014)

Independientemente de que el levantamiento sísmico sea en tierra o en mar, los datos necesarios para el análisis de amplitud sísmica normalmente requieren de un cierto número de trazas para cada punto en el subsuelo que provea mediciones efectivas a lo largo de un rango de ángulos de incidencia (Simm y Bacon, 2014).

Por tal motivo, una técnica ampliamente usada en la adquisición de datos sísmicos consiste en variar sistemáticamente la distancia entre fuente y receptor de tal forma que se puedan registrar distintos tiempos de viaje para puntos comunes en el subsuelo. Estos puntos comunes se conocen como *Common midpoints* (CMPs, por sus siglas en inglés). El propósito de lo anterior es tener un conjunto de trazas para un mismo CMP (a dicho conjunto se le conoce como *gather*) que, después de procesarse, puedan sumarse con la intención de reforzar la señal y minimizar el ruido.

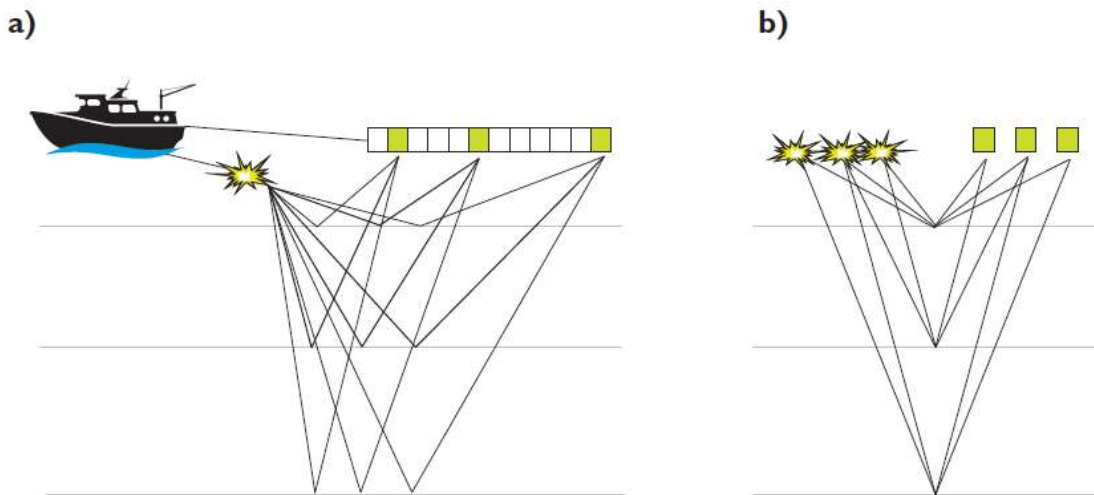


Figura 3.20- Esquema de cómo se lleva a cabo la adquisición de datos sísmicos. (a) Se muestra como cada disparo es registrado por diversos receptores dependiendo de la profundidad y el ángulo de reflexión. (b) Se bus ejemplifica el concepto de *punto medio común* (CMP). (Simm y Bacon, 2014)

En lo que respecta a los levantamientos sísmicos marinos son llevados a cabo por *streamers* (*cables remolcados que contienen a los sismo detectores*). Los *streamers* son colocados debajo de la superficie del agua y se colocan a una cierta distancia del buque que los remolca. Dentro de los *streamers* se colocan los equipos de medición, es decir, los hidrófonos. Con pistolas de aire se generan ondas acústicas que al ser reflejadas por los distintos estratos debajo del lecho marino, generan cambios de presión que son detectados por los hidrófonos.

Los hidrófonos se conectan entre sí en grupos dentro del *streamer* y pueden separarse hasta 6 m. Los filtros del *streamer* toman la señal de entrada de todo el grupo de hidrófonos y convierte el voltaje resultante en formato digital. Otro dispositivo fundamental dentro del *streamer* es el de posicionamiento, para hacer una correcta interpretación de los datos adquiridos es indispensable conocer la posición de cada hidrófono para cada disparo.

En levantamientos sísmicos 2D, las fuentes y los receptores se colocan sobre la misma línea para cada sección sísmica. Donde la separación entre una línea y otra puede ser de incluso varios kilómetros. Por otra parte, en un levantamiento sísmico 3D, los disparos se hacen dentro de una malla de múltiples líneas de receptores, donde las líneas de disparo son paralelas y con poco espaciamiento entre sí (decenas de metros). Es decir, un volumen sísmico 3D se genera disparando dentro de una malla compacta de líneas 2D e interpolando entre ellas, a manera de crear un volumen de datos, al cual, normalmente se le conoce como *cubo sísmico* (Onajite, 2014).

Existen diversas ventajas de los levantamientos 3D sobre los bidimensionales. Una de ellas es que el método sísmico tridimensional implica una mayor densidad de datos. Además, resuelve muchos de los problemas que se presentan en las secciones 2D, sobre todo como consecuencia de las reflexiones fuera del plano de la sección. Por otro lado, a diferencia de las secciones 2D, los datos sísmicos tridimensionales proveen de información detallada sobre la distribución de fallas y de la estructura del subsuelo. Finalmente, debido a que los datos sísmicos tridimensionales arrojan un cubo de datos que representan un volumen de la Tierra, permite que los datos sean analizados de muchas formas distintas.

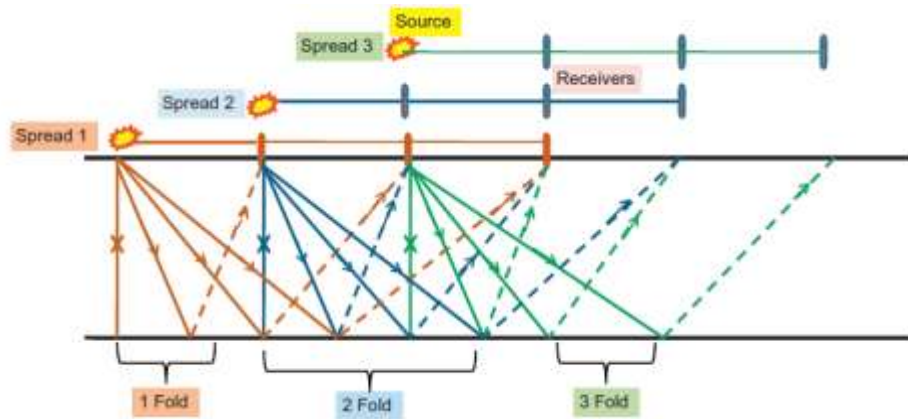


Figura 3.21- Esquema de la configuración para la adquisición de sísmica tridimensional. (Onajite, 2014)

### 3.4.3.3 Procesamiento sísmico

Los datos sísmicos obtenidos en campo no reflejan la estructura y morfología del interior de la Tierra. Por lo tanto, con base en la teoría de propagación de ondas y a la geometría de adquisición, el procesamiento de datos sísmicos proporciona una imagen significativa del subsuelo (Yilmaz, 2001).

Previo al procesamiento de los datos es necesario revisar y definir correctamente las coordenadas de cada una de las estaciones (fuentes y receptores), así como los distintos offsets con los que se adquirieron los datos. El procesamiento 'formal' de los datos comienza con la edición de los registros. Uno de los pasos iniciales en esta etapa del procesamiento consiste en eliminar las trazas o los trenes de onda que presenten valores fuera de rango como consecuencia de algún error durante la adquisición. De la misma manera, se debe realizar un cambio de polaridad a los datos (*reverse trace*) en caso de que hayan sufrido efectos de sitio o por algún error en las conexiones en los equipos de registro.

Además, deben eliminarse las refracciones para que éstas no se superpongan con las reflexiones. Por otra parte, también se aplican distintos filtros con el propósito de minimizar el ruido y resaltar los eventos de reflexión; así como para enfatizar ciertas frecuencias de interés. Así mismo, se deben realizar correcciones estáticas, es decir, se ajusta el tiempo de viaje al que se observaría si la fuente y los receptores estuvieran ubicados en el mismo plano. Por otro lado, se debe hacer una corrección de *ganancia*, la cual escala los datos registrados para compensar el fenómeno de atenuación al que están sujetas las ondas acústicas conforme se propagan.

Posteriormente, resulta fundamental deconvolucionar la traza sísmica. El propósito de lo anterior es el de comprimir las componentes de la fuente, dejando en la traza únicamente la serie de reflectividad de la Tierra. Así mismo, la deconvolución ayuda a limpiar el efecto que producen los múltiples. Existen dos tipos de deconvolución: predictiva e impulsiva. La *impulsiva* busca convertir la ondícula en un impulso mediante distintos métodos de filtrado. Por su parte, la *predictiva* saca ventaja del hecho de que los múltiples tienen periodicidad (La reflectividad de la Tierra se considera aleatoria), así que al predecir la longitud de onda de los múltiples se puede aplicar un filtro que los suprima.

Una vez realizado lo anterior, se agrupan las trazas que pertenecen a un mismo CMP con la intención de apilarlas. Sin embargo, la trayectoria hiperbólica de los eventos de reflexión debe ser transformada, en el eje del tiempo, en una línea horizontal (como si fuera de offset cero) de manera que todas las trazas estén en fase al momento de sumarlas. A este proceso se le conoce como corrección *normal move out (NMO)*. La manera de conseguir que las trazas se alineen es mediante la asignación de la velocidad de la trayectoria de reflexión. Para ello es indispensable hacer un análisis de velocidades.

Con los resultados del análisis de velocidades y una vez aplicadas las correcciones NMO, se procede a realizar el apilamiento de las trazas, es decir, sumarlas para enfatizar la señal y reducir el ruido, y así obtener una mejor sección sísmica. Una sección sísmica está formada por las trazas apiladas de todos los CMP y representa una imagen de los reflectores presentes en el subsuelo en un offset cero y en tiempo de viaje doble. Aunque, por supuesto, la sección obtenida en esta etapa no es la definitiva.

No obstante, es indispensable que la sección sísmica obtenida como resultado del apilamiento, sea sometida al proceso de *migración*. Este proceso consiste en desplazar los eventos sísmicos a su posición correcta en el espacio. La migración ayuda a lidiar y a corregir la suposición inicial de que todas las capas en el subsuelo son horizontales cuando en realidad casi nunca lo son. Así, la migración permite colocar los eventos de reflexión en su posición verdadera.

A manera de conclusión, las etapas principales del procesamiento sísmico son la deconvolución, el apilado, y la migración. Las demás técnicas de procesamiento pueden considerarse secundarias ya que su propósito es el de mejorar la efectividad de los procesos primarios. Por supuesto, todos los procesos aplicados a los datos adquiridos en campo tienen la finalidad de mejorar la imagen sísmica para facilitar en la mayor medida de lo posible la interpretación de la sección sísmica resultante.

#### 3.4.3.4 Sismogramas sintéticos

La función de los sismogramas sintéticos es calibrar la sísmica con los registros de pozo. Lo que se busca es marcar horizontes sobre los reflectores que correspondan a marcadores estratigráficos bien definidos en los registros de pozo. Aunque, por supuesto, también se utilizan para confirmar si los datos son de fase cero, y ayudar a ajustar la fase de ser necesario; así como para extraer la ondícula y poder llevar a cabo inversión sísmica o modelado. De hecho, la correlación entre los pozos y la sísmica es la oportunidad para el intérprete de experimentar y probar la conexión entre la geología y los datos sísmicos (Simm y Bacon, 2014)

Un sismograma sintético es una traza sísmica creada a partir del registro sísmico y del de densidad, utilizado para comparar los datos sísmicos originales registrados cerca de la ubicación del pozo. Como es bien sabido, el registro sísmico lo que hace es registrar los tiempos de tránsito de una onda acústica dentro del pozo, lo cual corresponde al recíproco de la velocidad. Por su parte, como su nombre lo indica, el registro de densidad nos permite conocer la densidad de las rocas que atraviesa el pozo. Ambos registros normalmente se realizan cada seis pulgadas, pero deben de estar alineados a la misma profundidad, de tal forma que tomen lecturas en los mismos puntos (Onajite, 2014).

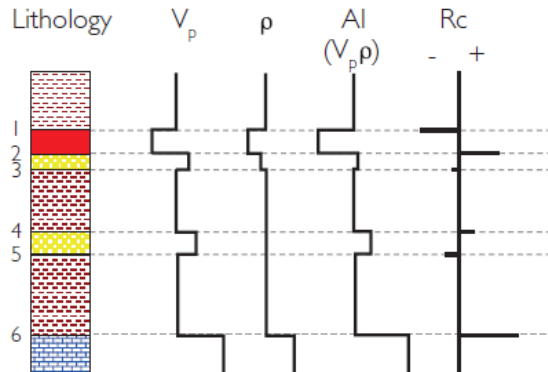


Figura 3.22- Esquema de la construcción de una serie de reflectividad con base en un registro de impedancia acústica construido a partir del registro sísmico y del de densidad (Simm y Bacon, 2014)

Así, multiplicando los datos registrados de ambos registros se calcula la impedancia acústica de cada interfaz atravesada por el pozo. A partir de la impedancia, es posible calcular los coeficientes de reflexión para cada una de las interfaces. De esta manera, se tiene un conjunto de coeficientes de reflexión idealizados para cada intervalo de profundidad dentro del pozo que deben ser convertidas al dominio del tiempo. Para ello, se hace la suposición de que el registro sísmico midió los intervalos de onda P cada seis pulgadas, y esto se usa para convertir las profundidades del pozo al dominio del tiempo. Sin embargo, en pocas ocasiones se toma el registro desde la superficie, por lo que una calibración absoluta de al menos un tiempo correlacionado con una cierta profundidad es necesario.

Posteriormente, se requiere información de la forma de un pulso sísmico con el cual convolucionar la serie de coeficientes de reflexión previamente calculada. De no conocerse la forma del pulso sísmico original, se puede usar una ondícula estándar con una fase y una frecuencia dada. Como se puede observar en la Figura 3.23, la traza sintética está constituida por la suma de las reflexiones individuales.

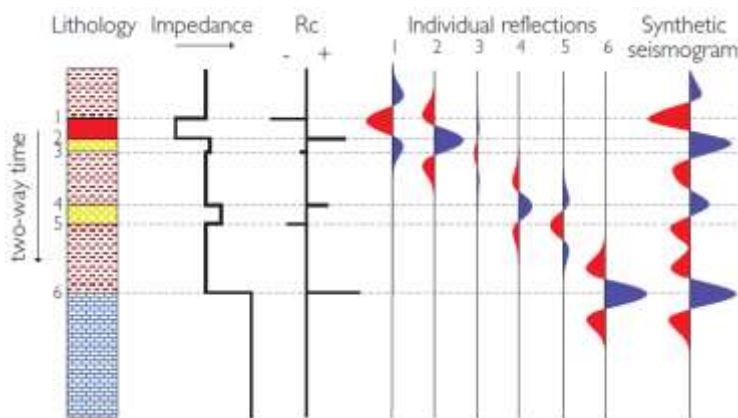


Figura 3.23- Sismograma sintético utilizando una ondícula causal con la polaridad estándar establecida por la SEG. Además, se ejemplifica la importancia de que los impulsos sean de fase cero, así el pico de cada impulso coincide con cada uno de los coeficientes de reflexión (Simm y Bacon, 2014)

En lo referente a la polaridad de las ondículas, normalmente se siguen las recomendaciones publicadas por el comité de la SEG (Sociedad de Geofísicos de Exploración, por sus siglas en inglés) en 1975. La SEG propuso que el movimiento de un geófono en dirección ascendente o un incremento en la presión de un hidrófono debe ser registrado como un número negativo y ser

representada como un *valle*. La implicación de esto es que una reflexión a partir de un coeficiente de reflexión positivo comenzará con un valle. Por lo tanto, una reflexión positiva sirve como referencia para el intérprete para describir la polaridad. La siguiente figura muestra la convención estándar de polaridad propuesta por la SEG.

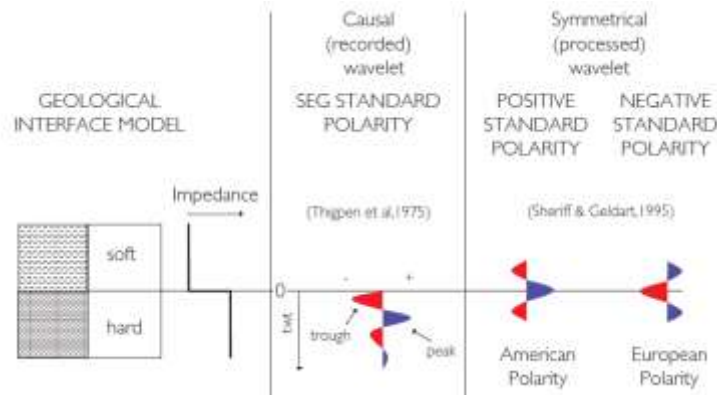


Figura 3. 24– Convenciones de polaridad sísmica. (Simm y Bacon, 2014)

Un problema de las ondículas causales es que existe un retraso en tiempo entre la posición del límite entre capas y la energía asociada con la reflexión en dicho límite, lo cual dificulta correlacionar la geología con la sísmica. Así, es requisito procesar la ondícula sísmica a una forma simétrica que concentre y alinee correctamente la energía con la posición geológica de las fronteras entre capas. Esto implica que la ondícula debe ser de fase cero. Esto simplifica sustancialmente la tarea de relacionar la traza sísmica con la estratificación en el subsuelo.

Las convenciones de polaridad para ondículas simétricas fueron definidas por Sheriff y Geldart en 1995, y lo hicieron con base en la reflexión positiva. Si la reflexión positiva es representada como un *pico* a esto se le conoce como *polaridad estándar positiva* o *americana*, de lo contrario, se le conoce como *polaridad estándar negativa* o  *europea*. En lo que respecta al color, es común que los *valles* sean de color rojo y los *picos* de color azul o negro.

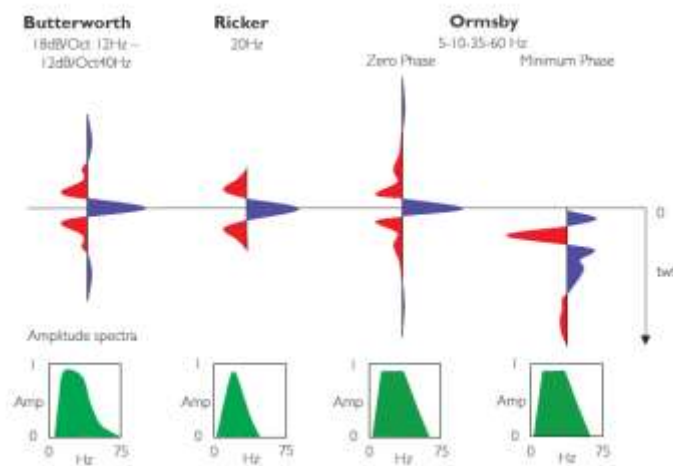


Figura 3.25- Ejemplos de distintas ondículas idealizadas (Simm y Bacon, 2014)

En la práctica existen diversos tipos de ondículas idealizadas, sobre todo para realizar sismogramas sintéticos cuando la ondícula real se desconoce. En cada uno de los casos, las ondículas pueden ser de fase cero, de fase constante o de fase mínima, y el contenido de frecuencias es determinado por el usuario.

La ondícula de Butterworth está definida por un pasa bandas de frecuencia inferior y superior, así como por pendientes de respuesta. Por su parte, la ondícula de Ormsby está definida por cuatro frecuencias: corte inferior, pasa bajas, pasa altas y corte superior. Ambas ondículas desarrollan lóbulos oscilatorios laterales si las pendientes de corte son demasiado pronunciadas. Por otro lado, la ondícula de Ricker está definida por una frecuencia central única y únicamente cuenta con dos lóbulos laterales. Sin embargo, por su simplicidad, la ondícula de Ricker es una herramienta útil para la generación de sismogramas sintéticos.

Una vez que ya se definió la ondícula que se utilizará, se procede a hacer la convolución entre la ondícula y la serie de reflectividad para generar así el sismograma sintético. Este debe compararse con la traza sísmica real para poder correlacionar de forma apropiada la sísmica con los datos de pozo. En caso de que exista una buena correlación entre la traza sintética y la traza sísmica real, se debe buscar extraer distintos atributos sísmicos para predecir propiedades de la roca y de los fluidos que contenga (Onajite, 2014).

#### 3.4.3.5 Interpretación sísmica

El objetivo de la interpretación de datos sísmicos es extraer toda la información disponible del subsuelo a partir de los datos sísmicos procesados. Esto incluye estructuras, estratigrafía, propiedades de las rocas en el subsuelo (velocidad de propagación principalmente), y de ser posible, el tipo de fluido en las rocas (Onajite, 2014). El proceso de interpretación requiere que la adquisición y el procesamiento de los datos haya sido el mejor posible, así como un conocimiento de la geología local del área de estudio. Por supuesto, el conocimiento de la historia geológica estudiada es importante para poder tomar decisiones acertadas durante la interpretación de los datos sísmicos.

La interpretación 2D se enfoca principalmente en la interpretación de horizontes sísmicos. Esta consiste, primeramente, en seleccionar y seguir lateralmente reflectores sísmicos consistentes con la finalidad de detectar acumulaciones de hidrocarburos, delinear su extensión y calcular su volumen. Existen una serie de pasos básicos en la interpretación de horizontes sísmicos, donde al primero se le conoce como *picado de horizontes*, el cual consiste en identificar y seguir el reflector sísmico (horizonte) que será mapeado. Después, es fundamental medir el tiempo de reflexión del *datum* al horizonte marcado. El siguiente paso consiste en transferir los tiempos de reflexión medidos (horizonte) a un mapa. Finalmente, se debe hacer una labor de contorno para mostrar la estructura, el relieve y el cierre estructural del horizonte marcado.

La generación de mapas a partir de horizontes sísmicos pretende seguir y mostrar estructuras geológicas y unidades estratigráficas consistentes, así como la arquitectura de algún yacimiento, en caso de que hubiera alguno presente. El mejor lugar para comenzar el mapeo de horizontes es en la cima de la sección, donde la definición de los reflectores tiende a ser mejor. Y después, comenzar a trabajar con reflectores a mayor profundidad, que representen horizontes significativos, hasta



alcanzar la zona donde la razón de ruido a señal se reduce y se comienza a perder la nitidez de los reflectores.

Sin embargo, los mapas generados están, en primera instancia, en el dominio del tiempo. Particularmente, en el de tiempo de viaje doble ya que es como se adquieren los datos sísmicos. Principalmente para la interpretación 3D, es indispensable realizar la conversión de tiempo a profundidad para transformar el mapa del subsuelo en tiempo (derivado de la interpretación de horizontes sísmicos) a un mapa en profundidad, en el cual, las posiciones horizontales y verticales, así como el tamaño de las estructuras del subsuelo, no estén alteradas y reflejen lo que verdaderamente subyace al área de estudio.

Para la conversión a profundidad se utilizan modelos de velocidad de intervalo porque pueden ser directamente relacionados con la estratigrafía. Para poder obtener un modelo de velocidades tridimensional es necesario integrar distintas fuentes de información sobre las velocidades en el subsuelo como la correlación entre la sísmica y los registros de pozo, tiros de verificación sísmica (*check shots*), así como perfiles sísmicos verticales (VSP, por sus siglas en inglés) (Onajite, 2014). Por otro lado, los valores de tiempo de viaje doble, exactamente en donde la sísmica se cruza con los pozos, se convierten al tiempo de viaje únicamente del reflector a la superficie.

Esta conversión permite producir mapas de profundidad y espesor que representan las capas del subsuelo con base en los datos de reflexión. La relevancia de estos mapas radica en que sobre ellos se lleva a cabo la identificación de prospectos para perforar. Además, estos mapas permiten llevar a cabo la evaluación volumétrica de gas y aceite en sitio, y, en consecuencia, la estimación de las reservas estimadas en el área de estudio.

#### *3.4.3.6 Extracción e interpretación de atributos sísmicos*

Los atributos sísmicos se introdujeron en la industria petrolera a principios de la década de los 70's. Desde entonces han ido evolucionando, aunque siempre han sido utilizados como herramientas para la caracterización de yacimientos y la identificación de ambientes de depósito (Martínez, 2015). Existen distintas definiciones de atributos sísmicos, sin embargo, una de las más completas es la propuesta por Chen y Sidney (1997) quienes establecieron lo siguiente:

*Los atributos sísmicos son medidas de las características geométricas, cinemáticas, dinámicas y estáticas de la información total contenida en los datos sísmicos. Dichas medidas están usualmente basadas en estimaciones de amplitud y frecuencia.*

Los atributos sísmicos son muy útiles debido a que se correlacionan con ciertas propiedades físicas de interés, bien sea de manera cualitativa o cuantitativa (Hart, 2002). En particular, los análisis cualitativos permiten encontrar estructuras que compartan características semejantes, ya que este tipo de análisis provee información de la geometría y de la distribución de las propiedades físicas de los estratos, tales como litología, porosidad, espesor de capa, entre otros (Martínez, 2015).

Actualmente existe una gran cantidad de atributos sísmicos, sin embargo, con la finalidad de facilitar su comprensión y aplicación, distintos autores se han dado a la tarea de clasificarlos. Taner et al. (1994) dividieron los atributos en dos categorías: geométricos y físicos. Los atributos geométricos

tienen la función de mejorar la visibilidad de la geometría, así como las características de los datos sísmicos, incluyendo: buzamiento, azimut, continuidad, etc. Por su parte, los atributos físicos son las mediciones sísmicas que relacionan directamente la propagación de la onda, litología y otros parámetros físicos como amplitud, fase, y frecuencia.

Chen y Sydeney (1997) propusieron una clasificación basada en la dinámica/ cinemática de la onda sísmica, y en las características geológicas del yacimiento. Barnes (1997), por otro lado, desarrolló una clasificación de atributos de traza compleja, normalmente conocidos como atributos instantáneos. Estos se calculan muestra a muestra (cada 2 o 4 ms) e indican variaciones instantáneas de varios parámetros en el dominio del tiempo y del espacio. Los atributos de traza compleja reconocen la amplitud y la fase como atributos fundamentales de los que se derivan todos los demás.

Liner et al. (2004) realizaron una clasificación general y una específica, además de definir una categoría a la que denominaron como *Atributos Compuestos*. En primera instancia, los atributos generales son medidas de geometría, cinemática, dinámica, o estadística derivadas directamente de los datos sísmicos. Estos incluyen la amplitud del reflector, el tiempo al reflector, el buzamiento del reflector y el azimut, los atributos generalizados de Hilbert, iluminación, AVO, y descomposición espectral. Los atributos generales, por tanto, están basados en el carácter físico o morfológicos de los datos, y, en consecuencia, pueden aplicarse en cualquier cuenca alrededor del mundo (Martínez, 2015).

Contrastantemente, los atributos específicos no están del todo sustentados en la física o en la geología del lugar. Si bien, un cierto atributo específico puede correlacionarse de buena forma con un rasgo geológico o a un yacimiento dentro de una cuenca dada, estas correlaciones pueden no funcionar en una cuenca distinta (Martínez, 2015). En cuanto a la categoría de *atributos compuestos*, está conformada por atributos específicos que se crearon a partir de la suma, producto u otras combinaciones de dos o más atributos generales. Los atributos compuestos pueden subdividirse en dos tipos: los que se utilizan para mostrar más de un atributo a la vez, y aquellos que se combinan utilizando geo estadística, redes neuronales o alguna otra técnica.

Por aparte, Brown (1996) clasificó los atributos utilizando una estructura de árbol donde las ramas principales definen el dominio en el que los atributos fueron obtenidos; ya sea en el del tiempo, amplitud, frecuencia o atenuación. Posteriormente, los atributos se catalogan de acuerdo a si los atributos fueron extraídos antes o después del apilamiento (ver Figura 3.26).

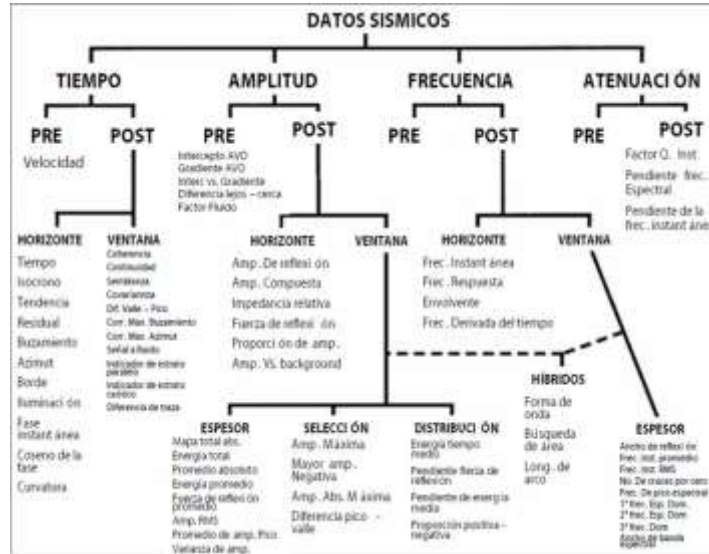


Figura 3.26- Diagrama de árbol con la clasificación de atributos sísmicos propuesta por Brown en 1996 (Martínez, 2015)

Algunos de los atributos sísmicos más populares son el de *Envoltura (Amplitud Instantánea)* y el de *Amplitud RMS*. El atributo de *envoltura* fue diseñado por Taner en 1979 y probablemente fue el primer atributo calculado con un análisis de traza compleja. La envoltura de la señal  $E(t)$  para un instante de tiempo dado se calcula como la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica (Taner, 1979),

$$E(t) = \sqrt{T^2(t) + H^2(t)}$$

$T(t)$ : traza sísmica  $H(t)$ : transformada de Hilbert de  $T(t)$

La envoltura se define como la energía instantánea total de la señal sísmica y es proporcional en su magnitud al coeficiente de reflexión. Además, tiene una apariencia de baja frecuencia y amplitudes positivas. Este atributo es útil para identificar puntos brillantes, acumulaciones de gas, límites de secuencias, discordancias, cambios litológicos, variaciones locales asociadas a fallas, etc. (Martínez, 2015).

Por otro lado, el atributo de *amplitud RMS* está basado en identificar anomalías de amplitud, características de las propiedades estratigráficas, y en diferenciar entre tipos de estratificación. Se calcula como la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las amplitudes dentro de una cierta ventana de tiempo de análisis. Este atributo se caracteriza por ser el que más enfatiza las anomalías, ya que el valor de la amplitud es elevado al cuadrado antes de calcular el promedio.

$$A_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n a_i^2}$$

$a$ : valor instantáneo de la amplitud  $N$ : número de muestras

Este atributo permite estimar la relación entre arena y arcilla, detectar cambios litológicos, descomponer en velocidad de grupo y de fase, conocer la envoltura de amplitud con variaciones y

calcular la variación de frecuencia con respecto al *offset*, así mismo puede ser indicador de buena porosidad.

#### 3.4.4 Cálculo de volúmenes de hidrocarburos

El volumen de hidrocarburos en sitio (OIIP, por sus siglas en inglés) se expresa como el producto de ciertos parámetros independientes entre sí. Entre ellos el área (A), el espesor de la unidad (h), su porosidad ( $\phi$ ), la saturación de hidrocarburos ( $1-S_w$ ), un factor de conversión (F) y un factor del volumen de aceite inicial en la formación ( $B_{oi}$ ).

La forma en que se relacionan dichos parámetros es mediante la siguiente fórmula (Foley, 2001),

$$OIIP = \frac{F(A)(h)(\phi)(1 - S_w)}{B_{oi}}$$

El factor  $B_{oi}$  toma en cuenta la compresión a la que están sometidos los hidrocarburos en el subsuelo, y permite estimar de mejor forma el volumen que este ocuparía en la superficie. El valor de este factor normalmente es determinado por el ingeniero de yacimientos y varía dependiendo si se trata de aceite pesado o ligero, y oscila entre 1.0 (aceite pesado) y 1.8 (aceite ligero y presencia abundante de gas) (Boyd, 2008). Por su parte, el factor de conversión (F) permite que el resultado del volumen en sitio sea en barriles. En este trabajo, como el área se manejó en  $\text{km}^2$ , el valor del factor de conversión,  $F$ , empleado en el cálculo será de 7758.

Sin embargo, debido a la incertidumbre en el valor de cada uno de los parámetros, el volumen de hidrocarburos puede representarse como una distribución. Esta distribución normalmente se asume de tipo normal logarítmica (*log normal*). Así, la distribución representa el rango de hidrocarburos recuperables que se esperan hallar una vez que se perfora un pozo, suponiendo, por supuesto, éxito geológico. Existen diversos métodos para obtener esta distribución de probabilidad, incluyendo la simulación Monte Carlo. No obstante, en el presente trabajo se utilizará una variante del método propuesto por E. J. Warren (1984).

El método de Warren, de forma generalizada, toma como valores de entrada de cada parámetro aquellos que correspondan al 5,50 y 95 por ciento de probabilidad de ocurrencia. A partir de estos rangos, se estima la media y la varianza de cada parámetro, las cuales, posteriormente, son combinadas para calcular la media y varianza de la distribución de las reservas resultante. Suponiendo una distribución log normal, la distribución de las reservas puede ser calculada a partir de la media y la varianza estimada (Otis y Schnediermann, 1997).

Indudablemente, la clave para obtener resultados acertados consiste en elegir correctamente los rangos de valores. A manera de guía, el valor correspondiente al 5% de ocurrencia (P5), es generalmente cercano al valor mínimo esperado, o lo que sería el escenario más pesimista. Por ejemplo, para la porosidad, el valor del 5% sería cercano al valor más pequeño de porosidad observado en los pozos cercanos. Y, en cuanto al área, el valor del 5% correspondería a aquella con inmejorables cualidades de roca almacén, donde mínimamente se esperaría hallar hidrocarburos almacenados.

De tal forma que para elegir el valor de 95% ( $P_{95}$ ), el criterio es opuesto. Es decir, se consideran los valores máximos esperados, o lo que es lo mismo, los más optimistas. Por su parte, el valor del 50% ( $P_{50}$ ) normalmente corresponde a la mediana del rango de valores esperados. Para elegirlo, se deben tomar en cuenta los datos asociados al *play* o tomar como referencia algún análogo apropiado. Así, una vez definidos los rangos para cada uno de los parámetros, se calcula la media y la varianza para la distribución de las reservas, así como el escenario más optimista (calculado con los valores de  $P_{95}$  de cada parámetro) y el más pesimista (calculado con los valores de  $P_{50}$ ) (Otis y Schneidermann, 1997).

Sin embargo, para este trabajo se utilizará una ligera variante del método de Warren siguiendo lo propuesto por William Foley (2001). Con base en que el rango de valores debe aproximar una distribución *log normal*, Foley sugirió que el valor *más probable* ( $M_{prob}$ ) de cada parámetro implicado en el cálculo volumétrico de hidrocarburos en sitio puede ser calculado a partir de sus valores correspondientes de  $P_5$  y  $P_{95}$  a través de la siguiente relación:

$$\frac{P_5}{M_{prob}} = \frac{P_{95}}{M_{prob}}$$

Esta es una suposición práctica que permite mantener la normalidad en las funciones de distribución de probabilidad. De tal forma que, a partir de los valores más probables de cada parámetro, puede estimarse el valor más probable del volumen de hidrocarburos en sitio.

No obstante, el volumen de hidrocarburos en sitio no corresponde al volumen de hidrocarburos que habrá de ser extraído. Existen distintos factores que limitan la cantidad de hidrocarburos que pueden ser llevados hacia la superficie. Por tal motivo, si se quiere evaluar el volumen de hidrocarburos que espera extraerse, se debe multiplicar el volumen original por un *factor de recuperación* (FR). Dicho factor está en función de la calidad del yacimiento, su profundidad, presión, temperatura, propiedades del fluido, mecanismos de empuje, e incluso de cómo se administre el yacimiento (Boyd, 2008).

De manera general, entre mejor sea el yacimiento, mayor será el factor de recuperación. Es decir, si se tiene un movimiento parejo de los fluidos, un buen tamaño de gargantas de poro, empuje de los hidrocarburos por parte de algún acuífero subyacente, o una buena efectividad en proyectos de recuperación secundaria y terciaria; entonces el factor de recuperación será alto. Como guía se tiene la siguiente tabla para determinar el valor del factor de recuperación,

<b>CALIDAD DE YACIMIENTO</b>	<b>FR</b>
<b>Yacimiento pobre</b> (baja porosidad y permeabilidad)	<b>&lt;10%</b>
<b>Porosidad dual</b> (baja calidad de la matriz del yacimiento)	<b>~ 20%</b>
<b>Buena porosidad y permeabilidad</b> (tanto primaria como secundaria)	<b>~ 30%</b>
<b>Excelente yacimiento</b> (soportado por algún acuífero subyacente)	<b>~ 40- 50%</b>
<b>Ideal</b> (Yacimiento de calidad, buena administración del mismo)	<b>~60- 70%</b>
<b>Arenas bituminosas</b>	<b>~ 100%</b>

Tabla 3.1- (Boyd, 2008)

### 3.4.5 Evaluación de riesgo

Durante el proceso de evaluación de los prospectos, el riesgo que se asocia con la probabilidad de éxito geológico, es decir, la probabilidad de que una acumulación de hidrocarburos exista (Otis y Schneidermann, 1997). El riesgo geológico se evalúa considerando la probabilidad de que los cuatro factores independientes que constituyen un *play* existan. Estos factores son: roca generadora ( $P_{gen}$ ), roca almacén ( $P_{al}$ ), trampa ( $P_{tr}$ ), y elementos dinámicos del *play* ( $P_{din}$ ). Este último factor contempla la sincronía entre la formación de la trampa y el proceso de generación y migración de los hidrocarburos desde la roca generadora hacia la roca almacén; así como la preservación de dichos hidrocarburos hasta el presente.

La probabilidad de éxito geológico ( $P_g$ ) se obtiene al multiplicar la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los cuatro factores anteriormente mencionados (Otis y Schneideramann, 1997).

$$P_g = (P_{gen}) * (P_{al}) * (P_{tr}) * P_{din}$$

Por supuesto, si la probabilidad de alguno de estos factores es cero, entonces la probabilidad geológica de éxito es nula.

Las probabilidades de que cualquiera de los factores de riesgo ocurran, se estiman, en primera instancia, analizando la información disponible. Tras evaluar las características de cada factor de riesgo, se deben clasificar bajo alguna de las siguientes categorías: desfavorable, cuestionable, neutral, alentador, y favorable. Y, por supuesto, dependiendo de cómo haya sido calificado cada factor, será la probabilidad de éxito que se le asignará.

#### A. Roca generadora

##### 1. Capacidad para cargarse de HC's

- Presencia y volumen de la roca
- Espesor, extensión, continuidad
- Riqueza orgánica
- Tipo de kerógeno, índice de hidrógeno

##### 2. Madurez

- Reflectancia de vitrinita, Tmax

#### C. Trampa

##### 1. Definición de la trampa (confianza en los datos)

- Número y ubicación de líneas sísmicas
- Calidad de los datos sísmicos (resolución)
- Integración con registros de pozo, o con levantamientos gravimétricos o magnéticos.

##### 2. Características de la trampa

- Tipo de trampa
- Cierre estructural
- Compartimentalización

##### 3. Roca sello

- Litología, espesor, continuidad, curvatura sobre la trampa, grado de fracturamiento o fallamiento

#### B. Roca almacén

##### 1. Presencia

- Litología, distribución
- Secuencia estratigráfica

##### 2. Calidad

- Continuidad lateral y extensión
- Espesor, heterogeneidad
- Rangos de porosidad y permeabilidad

#### D. Sincronía y migración

##### 1. Sincronía

- Sincronía entre la formación de la roca almacén, el sello y la trampa relativa a la generación y migración de los HC's
- Modelo de maduración, gradientes termales

##### 2. Caminos de migración

- Posición de la trampa con respecto al área de maduración.
- Cantidad de roca generadora dentro de la ventana de generación
- Tipo de migración (vertical/lateral), distancia migrada.
- Conductos de migración

##### 3. Preservación

- Tectonismo o fallamiento posterior al entrapamiento
- Biodegradación
- Desplazamiento de aceite por agua o gas

Figura 3.27- Elementos a considerar al evaluar los factores de riesgo. (Otis y Schneidermann, 1997)

En la Figura 3.27 se despliegan los elementos que deben considerarse al evaluar los factores de riesgo. Por su parte, la Figura 3.28 muestra una hoja de evaluación de riesgo. En ella se muestran los elementos a tomar en cuenta de forma más simplificada, así como el rango de probabilidades que se debería asignarles. Debe destacarse que la probabilidad de ocurrencia de cada factor estará determinada por la probabilidad menos favorable de todos sus elementos evaluados.



Figura 3.28- Guía para la evaluación del riesgo geológico de éxito. (Otis y Schneidermann, 1997)

Evidentemente, a los factores que tengan la misma probabilidad de resultados positivos como negativos se le asignará una probabilidad de ocurrencia de 0.5. Por otra parte, cuando alguno de los factores está sustentado únicamente por mediciones o datos indirectos, una calificación de *alentador* o *cuestionable* sería adecuada. Y es que, con mediciones o datos indirectos existe una mayor dependencia en el modelo propuesto, pues si bien las interpretaciones y los juicios emitidos pueden estar sustentados, no están confirmados por datos.

Algunos ejemplos de datos indirectos que permitan una evaluación de *alentadora* serían muestras de hidrocarburos en núcleos, chapopoteras, o alguna analogía directa entre el caso estudiado y algún otro ya comprobado. Mientras que algunos ejemplos de datos indirectos para una calificación de *cuestionable* serían la ausencia de muestras en pozos cercanos, yacimientos delgados o pobres, así como evidencia de algún evento de fallamiento reciente. De tal forma que, si los datos indirectos sustentan el modelo propuesto, la probabilidad de ocurrencia es *alentadora*, con valores entre 0.5 y 0.7. Sin embargo, si los datos indirectos no apoyan el modelo, la probabilidad de ocurrencia es *cuestionable*, con valores que oscilan entre 0.3 y 0.5.

Por otro lado, la evaluación de un factor de riesgo como *favorable* o *desfavorable* se basa en datos directos que permiten confirmar o desacreditar el modelo propuesto. Con datos directos se hace referencia principalmente a los resultados de pozos exploratorios perforados cerca del área de interés. De manera que, si existen datos directos que sustenten el modelo, la probabilidad de ocurrencia es *favorable*, con valores entre 0.7 y 0.99. No obstante, cuando los datos directos

contradicen el modelo propuesto, la probabilidad de ocurrencia debe calificarse como *desfavorable*, con valores entre 0.01 y 0.3.

Una vez determinadas la probabilidad de ocurrencia de cada factor, es posible calcular la probabilidad de éxito geológico. Dependiendo del resultado obtenido, el riesgo geológico puede clasificarse, de manera general, dentro de cinco categorías: riesgo muy alto, riesgo alto, riesgo moderado, riesgo bajo, riesgo muy bajo (ver Figura 3.29).

Delineation	Prospect	Play	Hydrocarbon System	
VERY LOW RISK	LOW RISK	MODERATE RISK	HIGH RISK	
			VERY HIGH RISK	
	1:2	1:4	1:8	
			1:16	
Avg. $P_g = 0.75$	Avg. $P_g = 0.375$	Avg. $P_g = 0.183$	Avg. $P_g = 0.092$	
$P_g = \text{Probability of Geological Success}$				

Figura 3.29- Categorización general del riesgo de acuerdo a la probabilidad geológica de éxito (Otis y Schneidermann, 1997)

Normalmente las áreas de bajo riesgo corresponden a áreas productoras, es decir, dentro de un mismo *play* pero en estructuras adyacentes o cercanas a las ya comprobadas. Donde, principalmente, se está buscando perforar un pozo delimitador. Por otra parte, el riesgo tiende a ser moderado cuando ya se tiene definido un prospecto. Así como en un *play* nuevo pero que es similar a otro ya conocido, o que sigue la misma tendencia de otro *play*. Y, de igual manera, el riesgo será moderado en un *play* viejo pero que sigue una nueva tendencia. Por lo que los riesgos más elevados corresponden a *plays* nuevos, cuencas nunca antes exploradas, o *plays* con datos negativos.



## 4. Desarrollo

En este apartado se presentan brevemente los fundamentos teóricos de algunos de los conceptos, técnicas, metodologías y prácticas que fueron utilizados durante el desarrollo de este trabajo.

### 4.1 Sistema petrolero propuesto

Como se mencionó anteriormente, un sistema petrolero se debe construir a partir de alguna manifestación de hidrocarburos. Por tal motivo, el que se propone para este trabajo se base en el gas y aceite producido del pozo 7128/4-1, así como en las trazas de hidrocarburos saturados encontradas en los núcleos extraídos del pozo 7128/6-1. De acuerdo a sus respectivos reportes de pozo, ambas muestras de hidrocarburos se hallaron en una unidad de calizas del Pérmico Superior con un alto contenido de espiculitas.

Con base a los resultados reportados del pozo 7128/4-1, tras una estimulación con ácido clorhídrico, el intervalo de calizas espiculíticas comprendido entre 1569 y 1590 m logró producir 320000 m<sup>3</sup>/d de gas, y 17 m<sup>3</sup>/d de aceite, y 70 m<sup>3</sup>/d de agua. Por otro lado, el aceite que emanaba de los núcleos extraídos del pozo 7128/6-1, a una profundidad de entre 1629 y 1640 m, tenían un color amarillento semejante al diésel. De hecho, la muestra de aceite fue descrita como una mancha de moderada a pesada, entre irregular y uniforme, con fluorescencia directa brillante y un corte de fluorescencia de moderado a brillante. Además, en ese mismo intervalo se obtuvieron lecturas de gas en un rango entre 0.01 y 0.15 por ciento, abarcando componentes desde metano hasta isobutano.

Sin embargo, al intentar hacer fluir al pozo 7128/6-1 en el intervalo de las calizas espiculíticas, únicamente se extrajo agua. Se hicieron tres intentos para hacer fluir al pozo, y, en total, se produjeron 17.3 m<sup>3</sup> de agua, sin presencia alguna de hidrocarburos. Esto permite suponer que los hidrocarburos observados en los núcleos son remanentes. Es decir, al atravesar esta formación durante su migración, no se dieron las condiciones para evitar que los hidrocarburos se escaparan.

De hecho, la unidad de calizas espiculíticas fue el objetivo principal al perforar ambos pozos. En ambos casos se esperaba encontrar montículos o bancos carbonatados sobre altos estructurales preexistentes, sin embargo, únicamente el pozo 7128/-1 atravesó uno. Y es que, además de la facilidad de entrapamiento que ofrecen los bancos carbonatados, de acuerdo a lo ocurrido en áreas similares alrededor del mundo, se ha demostrado que las propiedades de roca almacén en unidades como ésta mejoran si un banco carbonatado ha sido expuesto de forma sub aérea y ha sufrido lixiviación por aguas meteóricas en el pasado geológico, lo cual presuntamente sucedió con esta unidad (Doré,1995).

#### 4.1.1 Roca almacén

Por lo anterior, se decidió considerar a la unidad de calizas espiculíticas del Pérmico Superior como la roca almacén de un posible sistema petrolero. Y es que, de acuerdo a los reportes de pozo esta unidad posee una alta porosidad. En particular, el reporte del pozo 7128/6-1 establece que, tras haber realizado la evaluación petrofísica, se calculó un valor de porosidad promedio de 21% y una saturación promedio de agua ( $S_w$ ) de 64.5% para dicha unidad.

Si bien no existen reglas formales para la interpretación de los registros de pozo, si existen algunas guías o lineamientos que ayudan a hacerlo. Por ejemplo, en formaciones carbonatadas las porosidades son usualmente menores del 40%, sin embargo, para que se considere como posible almacén de hidrocarburos, debe tener una porosidad de al menos 4%. Y, aunque normalmente el corte de  $S_w$  es del 50%, algunos carbonatos pueden ser productores con una saturación de agua de incluso mayor del 70% (Arroyo, 2007).

Además, esta propuesta de roca almacén se verá consolidada al identificar, con ayuda de los datos sísmicos, los montículos o bancos carbonatados dentro de esta unidad que habrían facilitado la acumulación, y, sobre todo, el entrapamiento de hidrocarburos.

Esta unidad, la más joven del Pérmico, está conformada en su mayoría de una caliza de tipo *mudstone* gris, en partes dolomitizada con intercalaciones de pedernal, y una pequeña lamina de lutita entre grisácea y verdosa. Los nódulos, así como los horizontes, de pedernal son duros, amorfos y van desde un color grisáceo a un blanco traslúcido. Además, hay una gran presencia bioclastos en la unidad como braquiópodos, pero, sobre todo, espiculitas. De hecho, la porosidad que proveen las espiculitas es donde se alojaba el aceite amarillo y ligero encontrado en los núcleos. Adicionalmente, existe porosidad secundaria relacionada a micro fracturas sub verticales, sin embargo, están rellenas en su mayoría por calcita o pedernal.

Si bien hubo algunos otros núcleos con presencia de hidrocarburos dentro del Pérmico, la mayoría fueron muestras pobres que se describieron en el reporte del pozo, de manera general, con una fluorescencia directa de casi nula a poco brillante, con un corte de fluorescencia débil. Mientras que las lecturas de gas en estas mismas formaciones fueron erráticas en un rango entre 0.005 y 0.01%.

A diferencia de otras regiones en el mar de Barents, en esta zona no se encontró ninguna evidencia de hidrocarburos en el Triásico. En el pozo 7229/11-1 tampoco se encontró manifestación alguna de hidrocarburos. Sin embargo, esto puede explicarse con el hecho de que la formación que mostró presencia de aceite en los otros dos pozos, las calizas espiculíticas, se encuentran a una profundidad mayor, y, en consecuencia, una porosidad reducida, lo cual, a su vez, impide la acumulación de hidrocarburos.

#### 4.1.2 Roca generadora

De acuerdo a Koeverden (2010), quien estudió 27 núcleos de los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1 (así como el aceite impregnado en algunos de ellos), las arcillas carbonosas y el carbón dentro de la unidad Viseense, correspondientes al Carbonífero, son una posible roca generadora del aceite encontrado en los estratos carbonatados del Pérmico Superior. Y, con base en la descripción estratigráfica presente en los reportes de los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1, la unidad arcillosa Viseense es una secuencia combinada de lutitas, limolitas, carbón y areniscas, con un espesor de entre 160 y 220 m.

Algo típico de esta unidad son los ciclos donde los clastos disminuyen progresivamente de tamaño de forma ascendente, pasando de areniscas a lutitas en intervalos de uno a cinco metros. Estos ciclos estratigráficos generalmente están cubiertos por lentes arcillosos, así como por capas de carbón. No obstante, la materia carbonosa es omnipresente, mientras que los horizontes de carbón

van desde unos pocos centímetros hasta dos metros de espesor. Por su parte, las areniscas están en parte cementadas por sílice y en parte por calcita. Y, de manera general, la porosidad en la unidad es baja.

Koeverden (2010) plantea que se requiere un volumen de entre el 10 y un 20 por ciento (en materia libre de minerales) de liptinita para la generación de hidrocarburos líquidos. Y, sucede que las muestras de ambos pozos poseen entre un 17 y 80 por ciento. Además, las muestras tienen un índice de oxígeno bajo (valor máximo de 53 mg CO<sub>2</sub>/g TOC), e índices de hidrógeno de hasta 367 mg HC/g TOC, lo cual, según él, sugiere un buen potencial para generar volúmenes comerciales de hidrocarburos líquidos.

No obstante, con base en el mismo artículo de Koeverden (2010), las muestras de la unidad arcillosa Viseense en los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1 presentan una reflectancia de vitrinita (R<sub>o</sub>) que oscila entre 0.75 y 85 por ciento, lo cual las coloca en la parte inferior de la ventana de generación de aceite a partir de carbón (R<sub>o</sub>= 0.8- 1.75% y un T<sub>max</sub>= 444- 453 °C). Y es que, en comparación con lutitas o carbonatos que fungen como rocas generadoras (R<sub>o</sub>= 0.6-1.3%), para el carbón se requiere una mayor saturación de los espacios porosos con hidrocarburos previo a la expulsión de los mismos, lo cual implica que el hidrocarburo debe ser más maduro (Koeverden, 2010).

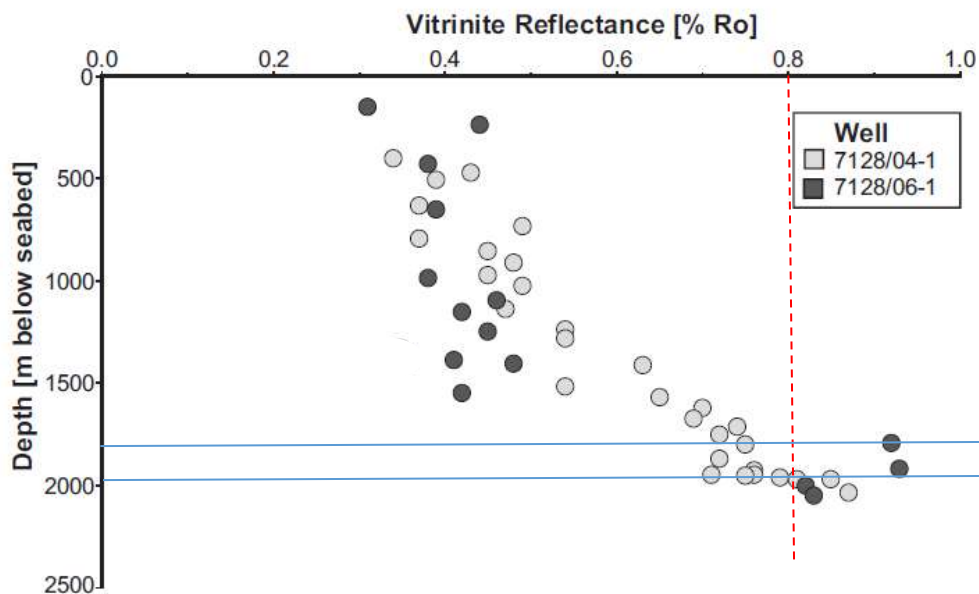


Figura 4.1- Gráfica de la reflectancia de vitrinita (R<sub>o</sub>) contra profundidad (debajo del fondo marino). Las líneas continuas muestran la profundidad a la que se encuentra la unidad arcillosa Viseense, mientras que la línea punteada muestra el valor de R<sub>o</sub> a partir del cual comienza la generación de aceite. (Koeverden, 2010)

Por tal motivo, Koeverden (2010) concluyó que los estratos carbonosos estudiados son, en su mayoría, inmaduros con respecto a la expulsión de hidrocarburos líquidos. Y, en consecuencia, el aceite encontrado en las calizas espiculíticas debió originarse en un área donde la unidad arcillosa Viseense haya alcanzado una mayor madurez, posiblemente hacia el norte, donde dicha unidad se encuentra a una mayor profundidad (aprox. 2 km más profundo hacia el norte del área de estudio).

Por otra parte, se ha documentado la destrucción del sistema de micro poros del carbón una vez que se genera una cantidad sustancial de hidrocarburos, lo cual limita la capacidad del carbón para retenerlos. Además, Koeverden (2010) también establece que la absorción y adsorción de aceite dentro de la estructura del carbón sucede independientemente del espesor del estrato de carbón. Por ende, los estratos delgados de carbón intercalados con intervalos clásticos, como los que se observan en la unidad Viseense, facilitan la expulsión del aceite.

Sin embargo, para determinar el tipo de aceite que puede esperarse resulta necesario conocer el tipo de kerógeno presente en la roca generadora. Para tales efectos, Koeverden (2010) realizó un análisis de los índices de hidrógeno contra la temperatura a la que se evaporaron todos los componentes orgánicos de las muestras analizadas ( $T_{max}$ ). Fue así que logró determinar que el kerógeno presente en la roca generadora es una mezcla entre el tipo II y III primordialmente. Lo cual permite suponer que los productos generados sean aceite y gas.

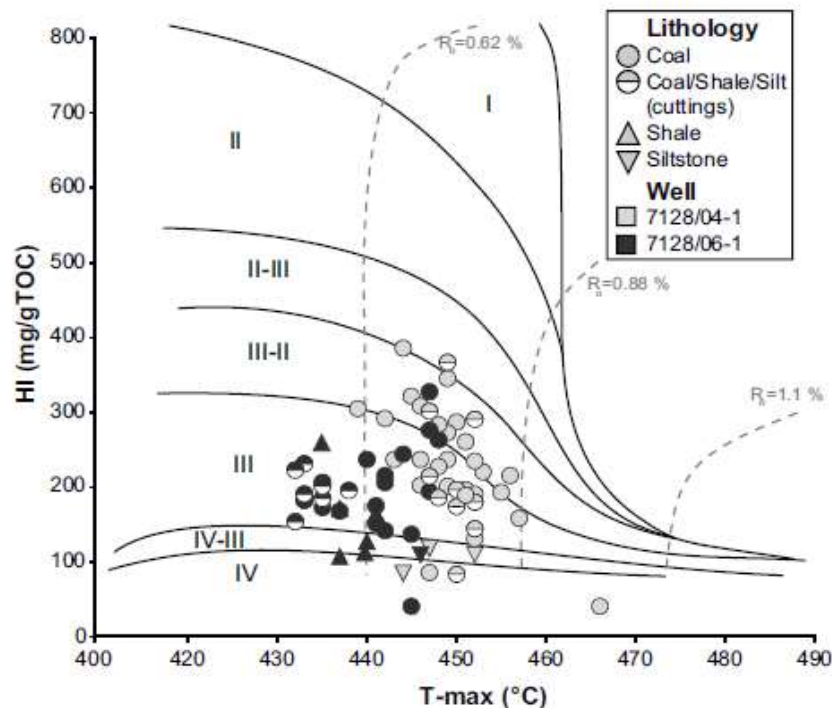


Figura 4.2- Gráfico del índice de hidrógeno (HI) contra  $T_{max}$ . Las muestras del pozo 7128/4-1 muestran una mayor maduración que aquellas correspondientes al pozo 7128/6-1 a pesar de encontrarse a una profundidad y posición geográfica similar. (Koeverden, 2010)

#### 4.1.3 Roca sello

Tras haber planteado que las calizas espiculíticas del Pérmico Superior funcionan como roca almacén del aceite encontrado en los núcleos de pozo, y que el carbón de la unidad arcillosa Viseense fue la roca que lo generó, es necesario definir a la roca sello que habría evitado el escape de los hidrocarburos. La formación que sobreyace a las calizas espiculíticas, y que habría actuado como sello, corresponde al Triásico Inferior y se conoce como la formación *Havert*. Nuevamente, con

fundamento en los registros de los pozos, se sabe que, hacia su base, esta formación está conformada por intercalaciones de lutitas y limolitas. Las lutitas fueron descritas con un color entre gris verdoso y café rojizo, bien compactas, con presencia de algunas micas y cementadas por sílice. Por su parte, las limolitas van de gris oscuro a un gris verdoso, ocasionalmente laminadas de color café, con algunas micas, muy carbonosas, con pirita diseminada, y no calcáreas.

#### 4.1.4 Trampa

Como se observará más adelante en la sísmica, la trampa para el sistema petrolero propuesto en este trabajo es de tipo estratigráfica. Esto debido a que los hidrocarburos se habrían acumulado en los bancos carbonatados presentes en la roca almacén, los cuales por su geometría sobresalen del estrato, quedando así *sellados* tanto lateral como verticalmente por la roca sello. Por lo tanto, se concluye que la formación de la trampa comenzó conforme se fue depositando la roca sello.

#### 4.1.5 Sincronía y migración

Además de contar con una roca generadora, almacén, y sello, es necesario tener en cuenta la migración de los hidrocarburos, la formación de una trampa, así como la sincronía de todos los elementos anteriores para tener un sistema petrolero completo.

En lo que respecta a la migración, se piensa que se dio a través de fracturas, ya que en la sísmica no se observan fallas que permitan suponer que por ahí se hayan desplazado los hidrocarburos. Además, se propone que la migración comenzó a ocurrir a finales del Mesozoico, momento en el cual la roca generadora ya podría haber estado sepultada a una profundidad que le habría permitido alcanzar las condiciones de presión y temperatura propicias para la generación, y posterior expulsión, de hidrocarburos.

Así mismo, para este tiempo las trampas asociadas al desarrollo de bancos carbonatados espiculíticos ya se habían formado. De esta forma, todos los elementos del sistema petrolero habrían tenido lugar de tal forma que se puedan esperar acumulaciones de hidrocarburos entrampadas dentro de las calizas espiculíticas del Pérmico Superior (ver Figura 4.3).



Figura 4.3- Sistema petrolero propuesto.

Por otra parte, tal y como se mencionó en el apartado de *Fundamentos del Sistema Petrolero*, es indispensable delimitar el tamaño y la extensión geográfica del sistema petrolero propuesto. Sin embargo, esto se evaluará más adelante tras realizar el análisis y la interpretación de la sísmica.

## 4.2 Análisis de los registros de pozo y evaluación petrofísica

Como se mencionó previamente, para el presente trabajo se contó con tres registros de pozo, dos en la parte suroeste del área de estudio, y uno al norte (ver Figura 2.2). A pesar de que se cuenta con los reportes de terminación de los tres pozos, se considera pertinente realizar un análisis propio de los registros de pozo, de tal forma que pueda compararse y complementarse con lo documentado en los reportes. Sin embargo, se delimitará el intervalo de interés (la roca almacén propuesta) en los registros para su análisis con base en la columna estratigráfica presentada en el reporte correspondiente. Ya que éstas fueron construidas de acuerdo a los núcleos extraídos, por lo cual, se consideran sumamente confiables.

En primera instancia se analizarán cualitativamente los registros del pozo 7128/6-1. Como se puede apreciar en la Figura 4.4, el intervalo de interés (calizas espiculíticas), está delimitado por las líneas punteadas de color rojo a una profundidad entre 1569 y 1657 m. Precisamente, en esta área del registro se observa una caída abrupta en los valores del registro de rayos gamma, lo cual nos sugiere que pasamos de un intervalo arcilloso, que se correlaciona muy bien con la descripción de la roca sello, a un intervalo que carece de arcillas (Arroyo, 2007). Esto es una cualidad deseable para nuestra roca almacén, y que corresponde perfectamente con el inicio de la secuencia de rocas carbonatadas del Pérmico.

En lo que respecta al registro de resistividad de doble inducción (DIL por sus siglas en inglés), se desplegó el registro de resistividad profunda (en escala logarítmica), pues es el que mide (o al menos pretende medir) más allá de la zona invadida. En él se puede observar una disminución en los valores de resistividad, lo cual puede asociarse a la mayor presencia del agua de formación debido a la buena porosidad de la unidad. Pues, como se mencionó anteriormente, al intentar hacer fluir el pozo únicamente se produjo agua.

En lo referente al registro acústico, observamos una caída en los valores dentro del intervalo correspondiente a las calizas espiculíticas. Recordando que el registro sónico lo que muestra es el tiempo de tránsito de una onda acústica dentro del pozo, las unidades de este registro son recíprocas a las de la velocidad ( $\mu\text{s}/\text{m}$ ). Esto implica que los valores más altos en este registro corresponden a rocas con una velocidad de propagación de onda P bajos (Schlumberger, 1989).

Por lo cual, el desplome de los valores del registro sónico observados en el intervalo de las calizas espiculíticas es consistente con lo que sabemos de la columna estratigráfica, pues sobre ellas yace lo que se propuso como roca sello, una roca clástica de grano fino (intercalación de lutitas y limolitas) que tiende a ser menos compacta que las calizas, y, en consecuencia, su velocidad de propagación debe ser menor. Sin embargo, debido a la buena porosidad que suponemos para nuestra roca almacén, los valores en el registro sónico no son tan bajos como los de las calizas más compactas que se encuentran por debajo.

Por otro lado, en lo concerniente al registro de densidad, resulta evidente la reducción de los valores dentro del intervalo de las calizas espiculíticas en contraste con los valores observados por debajo y por encima de éste. Ello puede interpretarse como consecuencia a la buena porosidad de la roca

almacén, lo cual, se confirma con el registro neutrónico desplegado en color verde. Donde coincide el incremento en los valores del registro de neutrón con la disminución de los valores en el registro de densidad. Esto es consistente con lo que sabemos con certeza de este pozo, que el decremento en la densidad no está asociado con la presencia de hidrocarburos.

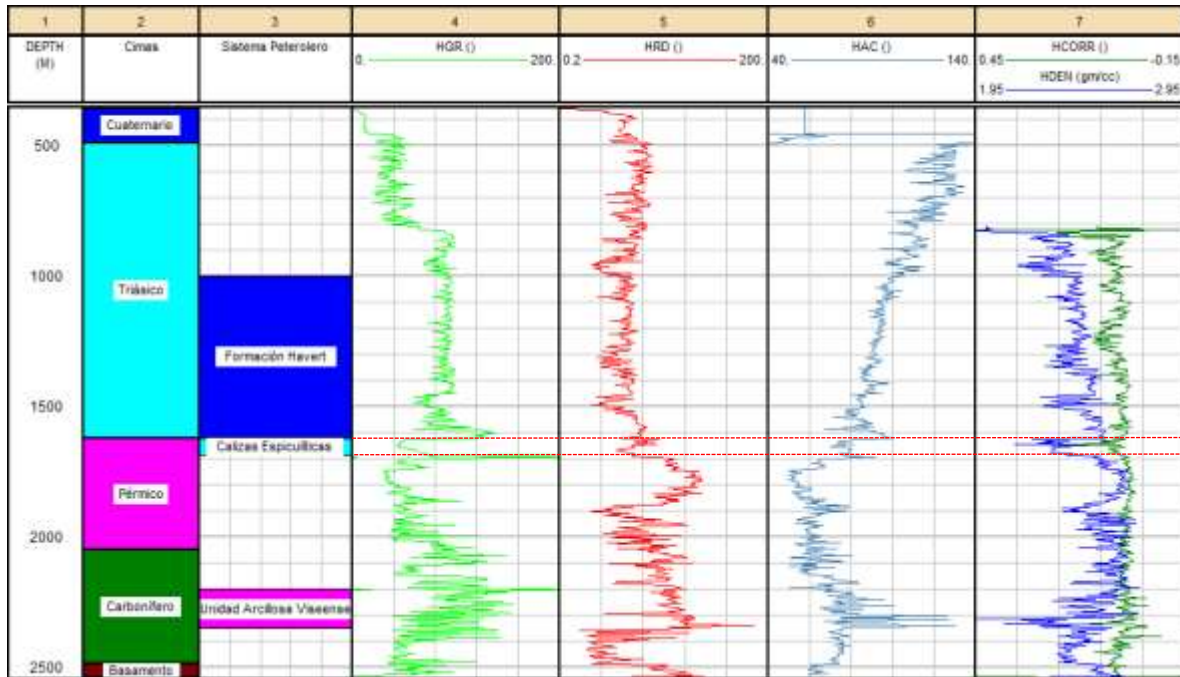


Figura 4.4- Registros del pozo 7128/6-1. En el extremo izquierdo en color verde se despliega el registro de rayos gamma seguida por la profundidad. En el centro se encuentra el registro de resistividad profunda en color rojo, seguida del registro sísmico. Finalmente, en el extremo derecho se despliega, en azul, el registro de densidad, y, en verde, el registro de porosidad-neutrón.

En cuanto a los registros del pozo 7128/4-1, el comportamiento de los registros de rayos gamma y acústico dentro del intervalo correspondiente a las calizas espiculíticas es muy semejante al observado en los del pozo 7128/6-1 por lo que la interpretación es la misma, sobre todo por su relativa proximidad (ver Figura 4.5). Sin embargo, difieren considerablemente en el registro de resistividad, en el de densidad y en el de neutrón.

Indudablemente, existe un incremento considerable en los valores de resistividad en el intervalo de las calizas espiculíticas, el cual puede asociarse a la presencia de hidrocarburos. Hay que recordar que de este pozo se logró hacer fluir una buena cantidad de gas y cierto volumen de aceite hacia la superficie. No obstante, en el registro de densidad únicamente observamos valores congruentes con la presencia de hidrocarburos (valores pequeños) en la parte superior del registro, donde además se tienen los valores más altos de porosidad de acuerdo al registro neutrónico. De hecho, este intervalo en la parte superior de las calizas espiculíticas corresponde, precisamente, al intervalo de donde se extrajo el gas y aceite previamente mencionados.

Esto implica que, por debajo, donde tenemos el aumento de densidad, está saturado con agua. Y, en consecuencia, el aumento en los valores de resistividad dentro del intervalo está directamente

relacionado con el cambio de litología, pues las arcillas que sobre yacen a las calizas del Pérmico son mucho más conductivas.

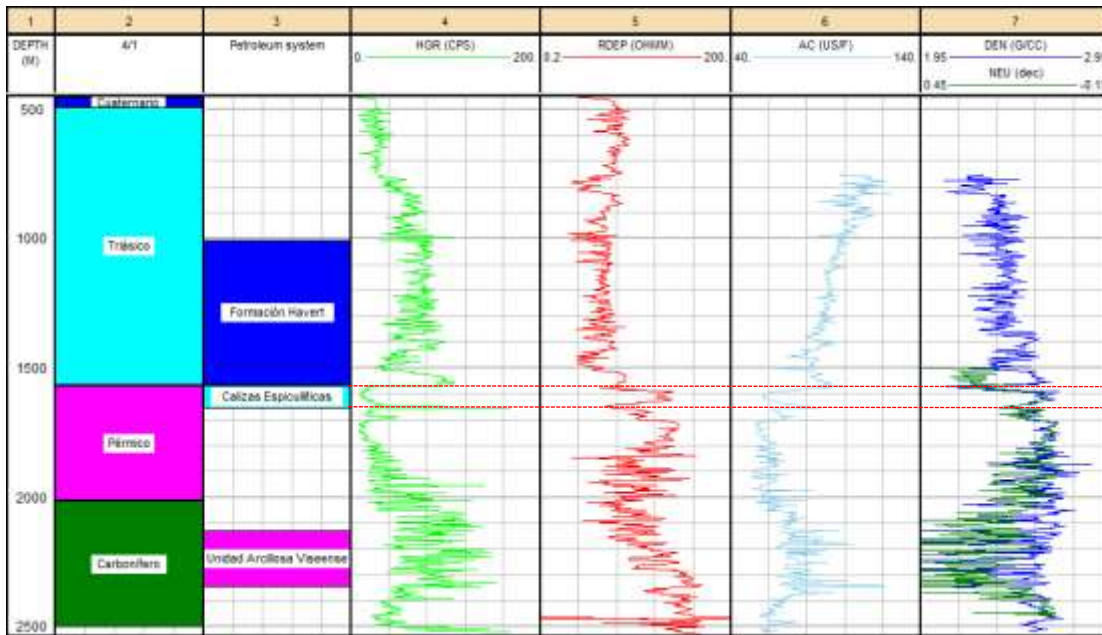


Figura 4.5- Registros del pozo 7128/4-1. En el extremo izquierdo en color verde se despliega el registro de rayos gamma seguido por la profundidad. En el centro se encuentra el registro de resistividad profunda en color rojo, seguida del registro sónico. Finalmente, en el extremo derecho se despliega, en azul, el registro de densidad, y, en verde, el registro de porosidad-neutrón.

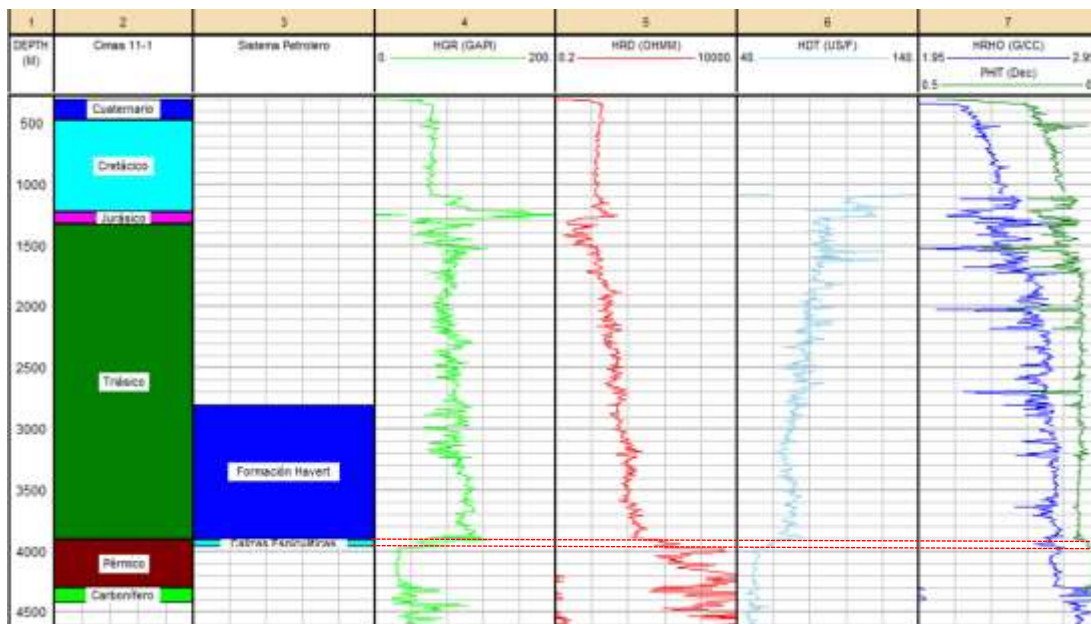


Figura 4.6- Registros del pozo 7229/11-1. En el extremo izquierdo en color verde se despliega el registro de rayos gamma seguido por la profundidad. En el centro se encuentra el registro de resistividad profunda en color rojo, seguida del registro sónico. Finalmente, en el extremo derecho se despliega, en azul, el registro de densidad y en verde un registro de porosidad calculado a partir de los demás registros.



Por su parte, los registros del pozo 7229/11-1 (Figura 4.6), en el intervalo que corresponde a las calizas espiculíticas, muestran respuestas notablemente distintas a los pozos anteriores. Esto puede justificarse con el hecho de que la unidad de interés se encuentra a una profundidad mucho mayor. Hacia la zona sur del área de estudio, donde se encuentran los otros dos pozos, las calizas espiculíticas están a una profundidad aproximada de 1600 m, mientras que, en la ubicación del pozo en cuestión, se encuentra a casi 4000 m de profundidad. Esta diferencia repercute principalmente en la porosidad de la roca, pues a mayor sobrecarga, la roca sufre una mayor compactación, y, en consecuencia, la porosidad se ve reducida como se puede observar en color verde en el extremo derecho de la Figura 4.6.

Así, el registro de resistividad muestra valores muy altos debido a la naturaleza de las calizas, y como la porosidad es mínima, existe muy poca agua de formación por donde pueda fluir la corriente eléctrica. Por la misma razón, en el registro acústico observamos valores muy bajos en el intervalo de las calizas espiculíticas que no se diferencian de las calizas subyacentes como en los otros dos pozos. Así mismo, los valores en el registro de densidad dentro del intervalo de interés son altos en comparación con los otros dos pozos. Esto a pesar de que existe una disminución en los valores en este intervalo con respecto a los que lo delimitan. Sin embargo, el registro de rayos gamma, al no ser sensible a la porosidad, volvió a mostrar una respuesta cuasi idéntica a los otros dos pozos.

Finalmente, tras haber analizado cualitativamente los registros de cada pozo, es fundamental estimar los parámetros petrofísicos más relevantes de la roca almacén propuesta. Es decir, la porosidad y la saturación de agua de las calizas espiculíticas en la posición de cada uno de los pozos. Para lograrlo, en primera instancia, se creó un registro del gradiente de temperatura de cada pozo con base en su respectivo reporte. La Tabla 4.1 muestra el gradiente de cada pozo.

<b>Pozo 7128/4-1</b>	<b>Pozo 7128/6-1</b>	<b>Pozo 7229/11-1</b>
3.88 °C / 100 m	31.7 °C / 100 m	3.15 °C / 100 m

Tabla 4.1- Gradientes de temperatura para cada pozo.

Posteriormente, se calculó el volumen de arcilla en cada pozo con base en los registros de rayos gamma, resistividad, y neutrón (salvo para el pozo 7229/11-1); así como con una combinación de registros: densidad-neutrón, densidad-sónico, y sónico-neutrón. De esta manera, se obtuvieron distintos registros de la arcillosidad en cada pozo. Sin embargo, el que se tomó como referencia fue el que se creó a partir del promedio de todos los demás.

Finalmente, con base en los registros de densidad, neutrón, resistividad profunda, y sónico; así como al de volumen de arcilla y gradiente de temperatura, se pudieron calcular valores de porosidad y saturación de agua (ver Figura 4.7). La ecuación empleada para el cálculo, por simplicidad, fue la de Archie.

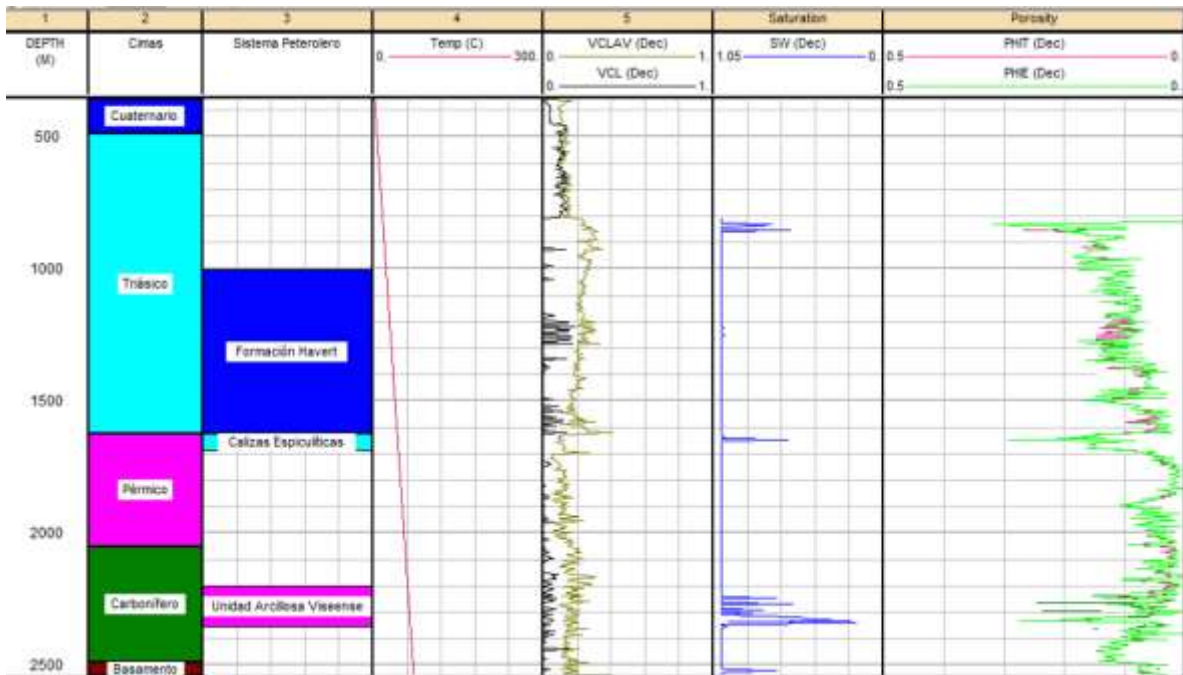


Figura 4.7- Registro con los parámetros petrofísicos calculados para el pozo 7128/6-1: Gradiente de temperatura, volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad (total y efectiva)

Una vez generados los registros de porosidad y saturación, se procedió a conocer los valores particulares de la unidad de interés, es decir, de las calizas espiculíticas. La Figura 4.8 muestra la estadística de los valores del volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua, de las calizas espiculíticas en el pozo 7128/6-1.

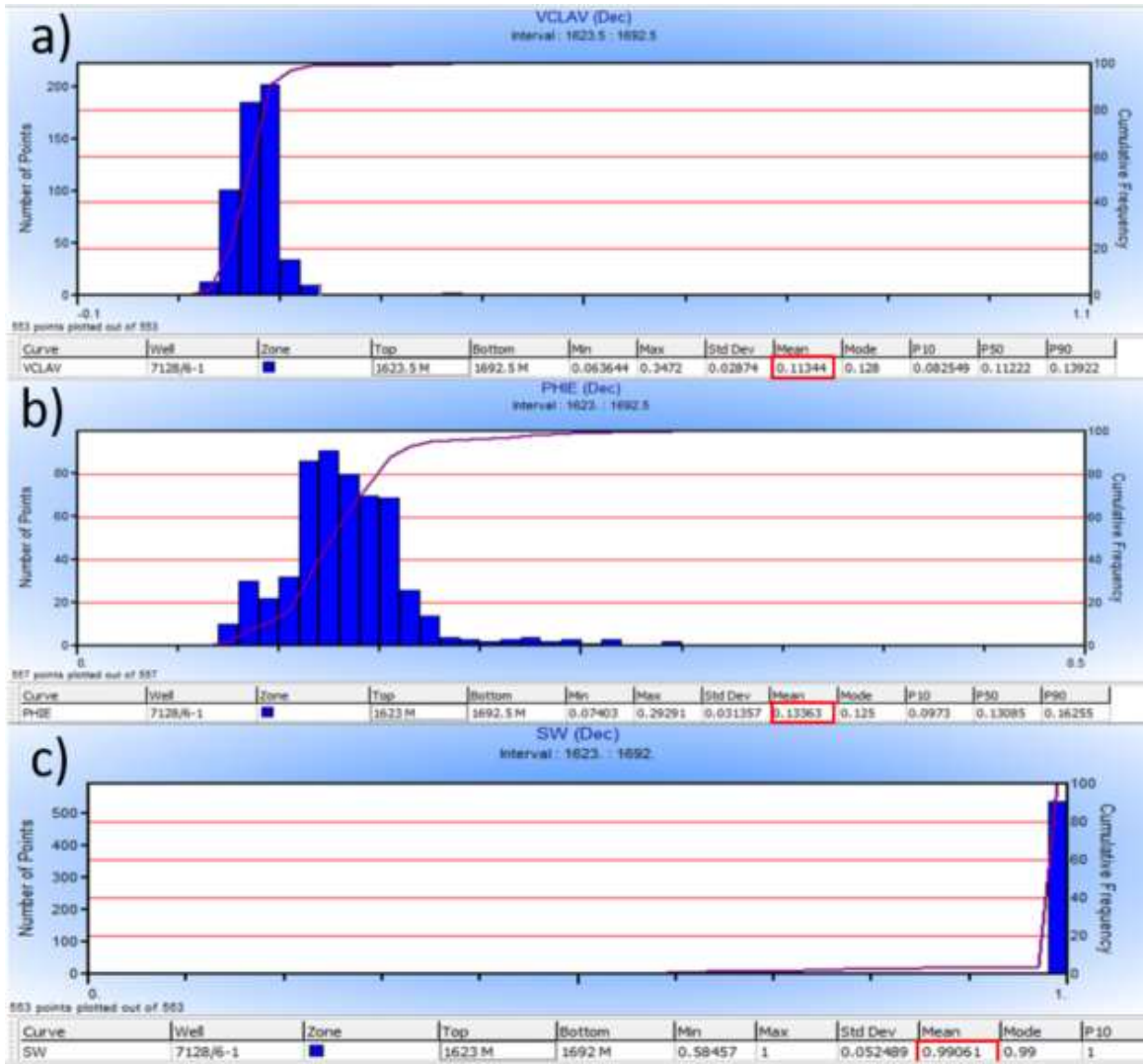


Figura 4.8- Estadística de distintas propiedades petrofísicas de las calizas espículas en el pozo 7128/6-1. (a) Volumen de arcillas promedio con base en los distintos registros con los que se calculó. (b) Porosidad efectiva (c) Saturación de agua.

Lo anterior se realizó para los tres pozos. La Tabla 4.2 muestra los valores promedio calculados de volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua en las calizas espículas en cada pozo.

	Pozo 7128/4-1	Pozo 7128/6-1	Pozo 7229/11-1
Volumen de arcillas	9.6%	8%	11.3%
Porosidad efectiva	13.2%	10.1%	1.6%
Saturación de agua	81.3%	99.1%	91%

Tabla 4.2- Promedio de distintos parámetros petrofísicos correspondientes a las calizas espículas

Recordando lo que se mencionó anteriormente, en formaciones carbonatadas las porosidades son usualmente menores del 40%, sin embargo, para que se considere como posible almacén de hidrocarburos, debe tener una porosidad de al menos 4% (Arroyo, 2007). No obstante, para este trabajo se considera una porosidad efectiva aceptable a partir del 5% y un contenido de arcilla menor al 40%. Con base en estos valores de corte para las calizas espiculíticas, es posible calcular la relación neto/bruto o *net/gross*. Es decir, el porcentaje de la unidad de las calizas espiculíticas que posee las características mínimas para almacenar hidrocarburos.

La Tabla 4.3 esencialmente muestra que, por ejemplo, de los 88 m de espesor de las calizas espiculíticas en la posición del pozo 7128/4-1, únicamente 79 m cumplen con los valores de corte establecidos de porosidad y contenido de arcillas.

	Pozo 7128/4-1	Pozo 7128/6-1	Pozo 7229/11-1
Espesor bruto (m)	88 m	69 m	64 m
Neto/Bruto (%)	89.7%	99.6%	0
Espesor neto (m)	79 m	68.7 m	0

Tabla 4.3- *Neto/bruto* para cada uno de los pozos.

Por otro lado, aunque normalmente el corte de  $S_w$  es del 50%, algunos carbonatos pueden ser productores con una saturación de agua aún mayor. No obstante, para este caso, ya se sabía que la saturación de agua era casi total en los pozos 7229/11-1 y 7128/6-1 debido a que solo se extrajo agua de formación al hacerlos fluir.

Por tal motivo, el valor de porosidad y el contenido de arcillas son lo más relevante ya que nos indican que la roca tiene la capacidad de almacenar fluidos. Si bien, solo en uno de los pozos se lograron entrapar hidrocarburos, bastará buscar en la sísmica los bancos carbonatados propuestos inicialmente en donde se supone que existen mejores condiciones para la acumulación y retención de los mismos.

Finalmente, se llevó a cabo la correlación de los pozos con base en las cimas de los principales marcadores estratigráficos, así como de los registros de resistividad profunda, sónico, y rayos gamma. De esta manera, fue posible corroborar la continuidad y la equivalencia de la unidad de interés, al menos de norte a sur, en el área de estudio. Además, al hacer la correlación (ver Figura 4.9) se logró apreciar claramente como aumenta la profundidad a la que se encuentran las calizas del Pérmico y las rocas del Carbonífero hacia el norte, es decir, hacia donde se encuentra el pozo 7229/11-1.

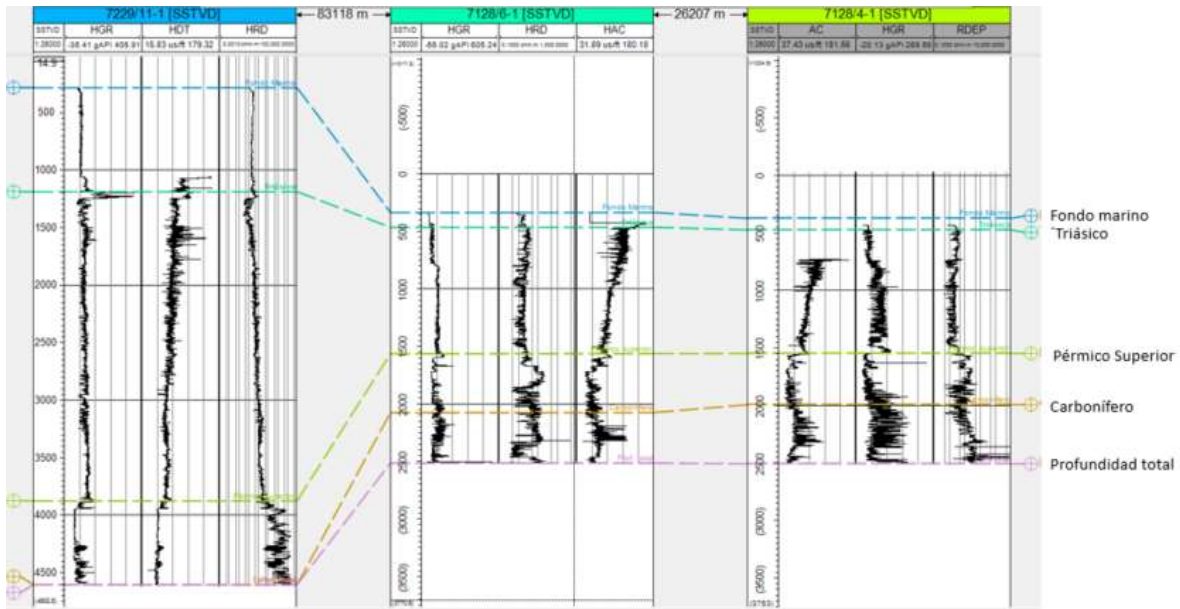


Figura 4.9- Correlación de los principales marcadores estratigráficos en los tres pozos estudiados.

### 4.3 Interpretación sísmica 2D

#### 4.3.1 Sismogramas sintéticos

Para la generación de los sismogramas sintéticos, en primera instancia, se cargaron los pozos junto con la sísmica para desplegarlos simultáneamente y así poder marcar los horizontes principales sobre los reflectores sísmicos correspondientes. Sin embargo, para poder hacerlo, se tuvieron que cargar los tiros de verificación sísmica (*check shots*) para hacer la conversión de los registros del dominio de la profundidad al del tiempo, ya que es indispensable que estén en el mismo dominio para poder correlacionarlos. Posteriormente, fue necesario calibrar el registro sónico con dichos *check shots*, debido a que estos últimos se consideran como una medición más directa. A continuación, la Figura 4.10 muestra el resultado de dicha calibración.

De manera general, el efecto de la calibración del registro sónico se tradujo en una reducción en los tiempos de tránsito a lo largo de todo el registro. Con base en la columna del *drift*, la mayor discrepancia entre el registro sónico y su versión calibrada se dio entre los 400 m y los 1600 m de profundidad. No obstante, las velocidades de intervalo entre ambas versiones se vieron mayormente afectadas después de los 1600 m de profundidad. Aunque, independientemente de la calibración, entre los 1800 m y los 2300 m de profundidad, las velocidades de intervalo disminuyen, contrario a lo que habría de esperarse. Ya que, en general, las velocidades tienden a incrementar conforme aumenta la profundidad. Como era de esperarse, las velocidades promedio aumentaron progresivamente con respecto a la profundidad.

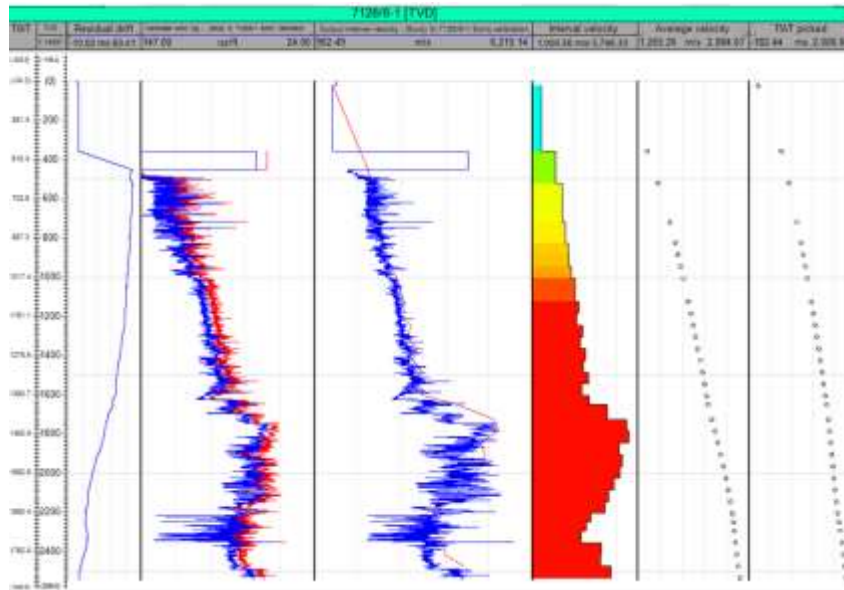


Figura 4.10- Calibración de registro sónico del pozo 7128/6-1. De izquierda a derecha se muestra lo siguiente: Drift, registro sónico (rojo) vs registro sónico calibrado (azul), velocidades de intervalo en el registro sónico antes (rojo) y después (azul) de la calibración, velocidades de intervalo, velocidades promedio, velocidades picadas en tiempo de viaje doble.

Una vez realizada la calibración, fue posible proceder con la generación de los sismogramas sintéticos. En primera instancia, se eligió una ondícula con la cual convolucionar la serie de reflectividades que habría de generarse como producto del registro sónico y el de densidad. Por convención, se eligió una ondícula Ricker de fase cero, con una frecuencia central de 25 Hz, y duración de 128 ms.

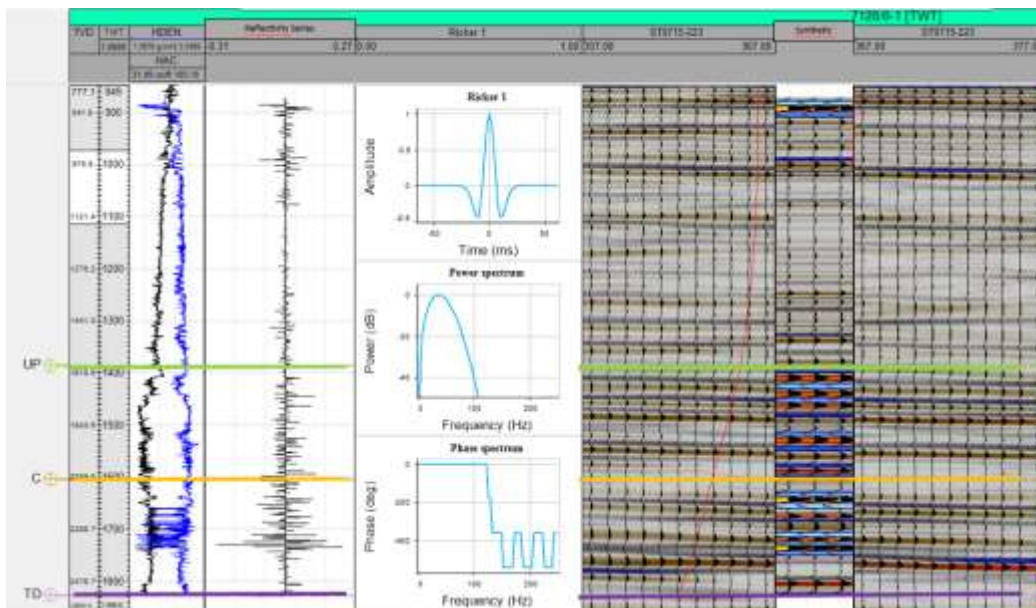


Figura 4.11- De izquierda a derecha: Registro de densidad (azul) y registro sónico (negro), ondícula empleada junto con su espectro de poder y de fase, sismograma sintético en medio de la línea sísmica ST9715-223 para su comparación. En verde se marca la cima del Pérmico, en amarillo la cima del Carbonífero, y en morado se muestra la profundidad total del pozo.

En la Figura 4.11 se observa como el sismograma sintético creado para el pozo 7128/6-1 afectado por un ligero corrimiento, se correlaciona con la sísmica. Los primeros reflectores que resaltan en el sismograma sintético están retrasados en tiempo. Por lo que, aparentemente, las velocidades de intervalo a profundidades someras fueron menores de lo debido. No obstante, a partir de 1400 m y hasta la cima del Carbonífero, es evidente que los reflectores comienzan a adelantarse a los eventos registrados en la sísmica. Esto se nota principalmente en los reflectores que se encuentran justo por debajo de la línea que marca la cima del Pérmico. Sin embargo, por debajo de la cima del Carbonífero, los reflectores comienzan a retrasarse nuevamente con respecto a la sísmica. Esto está asociado a la disminución de velocidades de intervalo mencionada previamente.

Los sismogramas sintéticos para los otros dos pozos tuvieron un desfase considerable con la sísmica ya que probablemente hubo errores en la adquisición de sus respectivos *check shots*. Esto fue evidente al analizar las velocidades de intervalo, ya que había velocidades excesivamente altas (alrededor de 11000 m/s) y velocidades cercanas a las del agua (1500 m/s) en la columna sedimentaria, lo cual, físicamente, no tiene sentido.

Para lograr el ajuste de los eventos sísmicos entre los sismogramas sintético y la sísmica real se hubieran tenido que modificar de manera arbitraria las velocidades derivadas del *check shot* y con esto los tiempos de arribo, cosa que no se hizo.

#### 4.3.2 Descripción de horizontes

Para comenzar a marcar los horizontes fue imperante conocer la convención de polaridad con la que se construyeron las líneas sísmicas. En este caso la convención de polaridad es de tipo *europa*. La forma en que se determinó fue observando el reflector correspondiente al fondo marino. Es evidente que en este horizonte estamos pasando de una superficie 'suave' a una 'dura', ya que, pasamos de agua a roca. Esto implica que la reflexión es positiva, y observando el reflector, está en color rojo, el cual por convención representa un valle. Así sabemos que se empleó una polaridad estándar negativa o *europa*.

Una vez analizado lo anterior, el primer paso en la creación de los horizontes fue identificarlos en la sísmica al correlacionarla con los registros de pozo. Fue así que se corrieron los marcadores estratigráficos principales. Los horizontes que se corrieron fueron el fondo marino, así como las cimas del Triásico, de la unidad de Calizas Espiculíticas, y del Carbonífero. Como recordatorio, la cima de la unidad de interés, la de las calizas espiculíticas, se encuentra solo unos cuantos milisegundos por debajo de la cima del Pérmico.

El pozo 7128/4-1 sirvió para marcar los horizontes en la línea ST9715-233 (ver Figura 4.12), por su parte, el pozo 7128/6-1 se utilizó para marcar los horizontes en la línea ST9715-223 (ver Figura 4.13), y, por último, el pozo 7229/11-1 se usó como referencia para seleccionar los horizontes en la línea ST9715-301 (ver Figura 4.14).

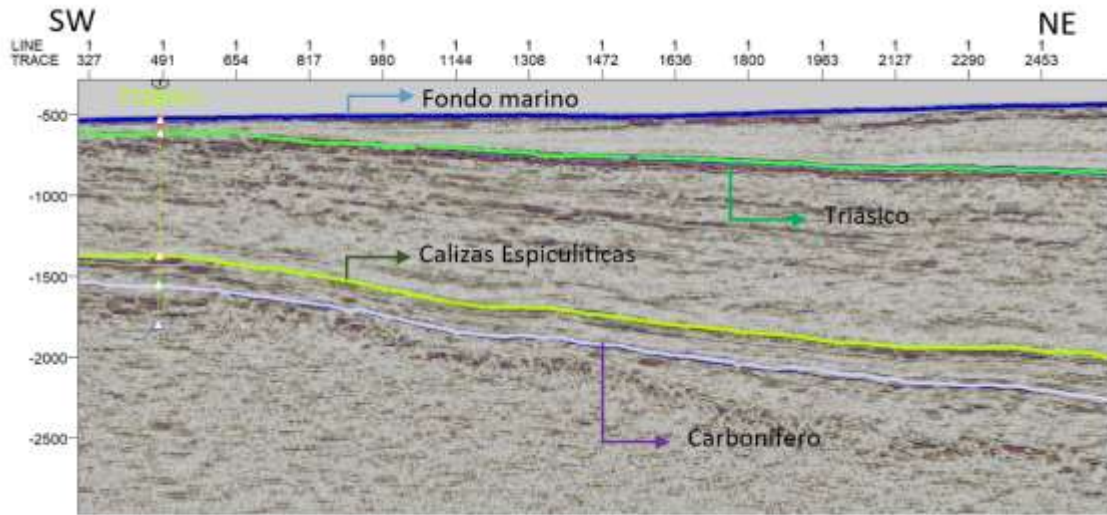


Figura 4.12- Horizontes marcados con base en las cimas previamente identificadas en el pozo 7128/4-1 sobre la línea STG1975-233

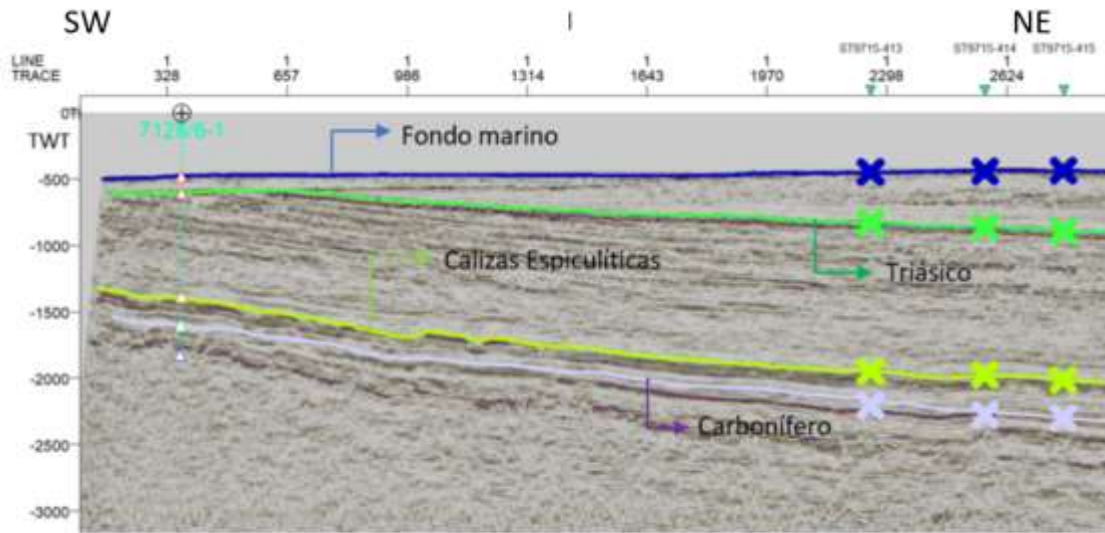


Figura 4.13- Horizontes marcados con base en las cimas previamente identificadas en el pozo 7128/6-1 sobre la línea STG1975-223

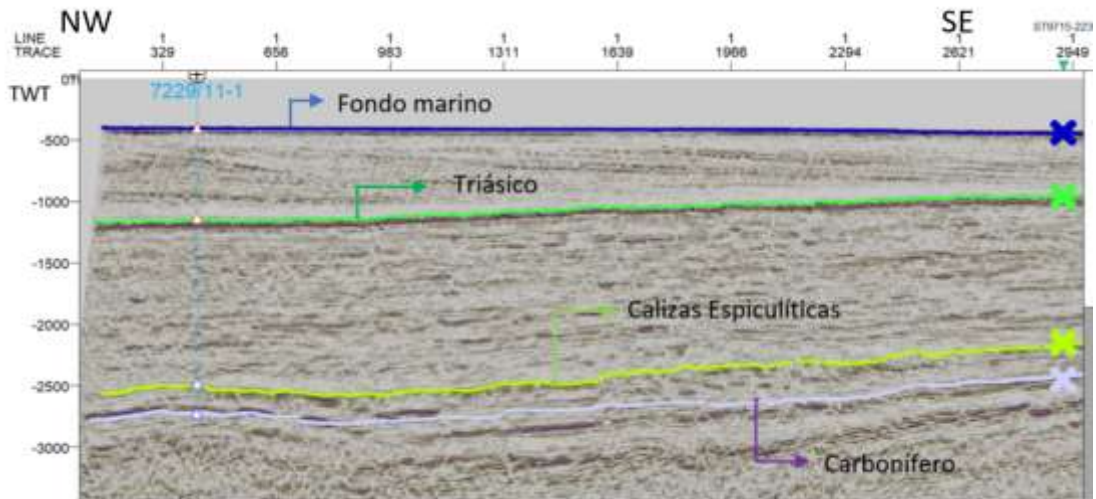


Figura 4.14- Horizontes marcados con base en las cimas previamente identificadas en el pozo 7229/11-1 sobre la línea STG1975-301



Una vez marcados los horizontes sobre las tres líneas sísmicas que cruzaban con los pozos, se extendieron a lo largo de todas las líneas 2D. El software facilita la tarea al señalar con cruces donde se intersectan los horizontes en aquellas líneas que se crucen perpendicularmente como se observa en las Figuras 4.13 y 4.14.

El comportamiento de los horizontes es consistente a lo largo de todas las líneas sísmicas. De manera general, es notorio que los horizontes buzanan hacia el norte, lo que evidencia que hubo un basculamiento posterior al Triásico. Consecuentemente, el espesor entre los horizontes disminuye progresivamente hacia el sur.

Por otro lado, es evidente que los horizontes son continuos en su mayoría, salvo por algunas discontinuidades debido a fallas principalmente en el Triásico. Además, el horizonte del Triásico corresponde a una discordancia significativa, la cual se vuelve más evidente hacia la parte sudeste del área de estudio como se puede observar en la Figura 4.15. Lo anterior es consistente con lo que se sabe respecto a los levantamientos y la fuerte erosión a la que estuvo sometida esta zona durante el Cenozoico (Doré, 1995). Sin embargo, para hacer una interpretación más significativa fue necesario generar superficies a partir de los horizontes marcados.

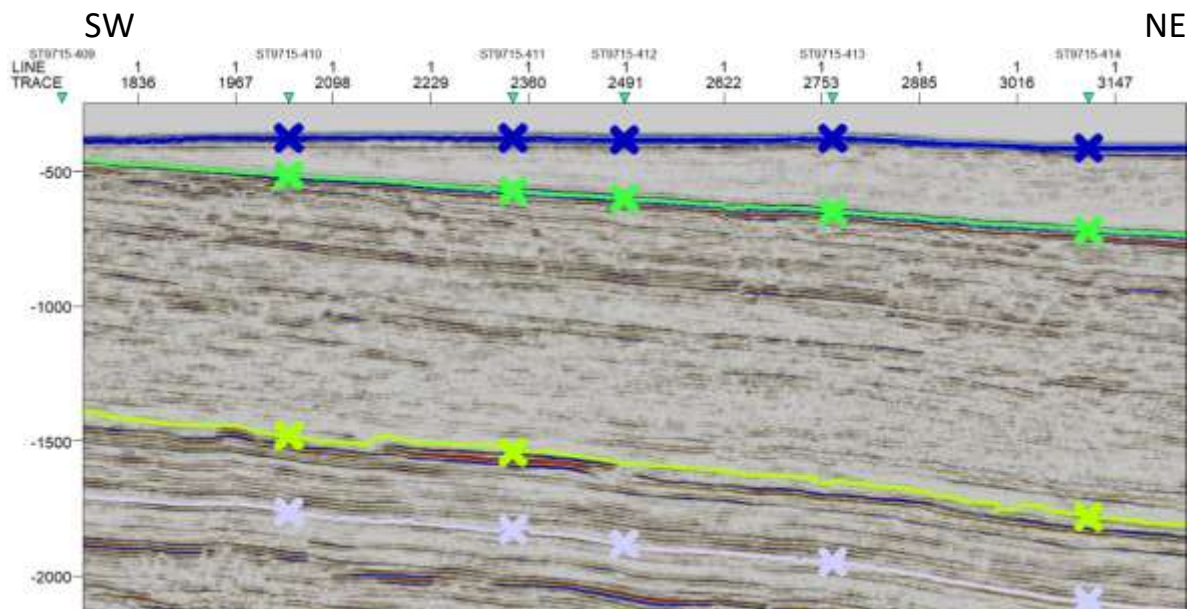


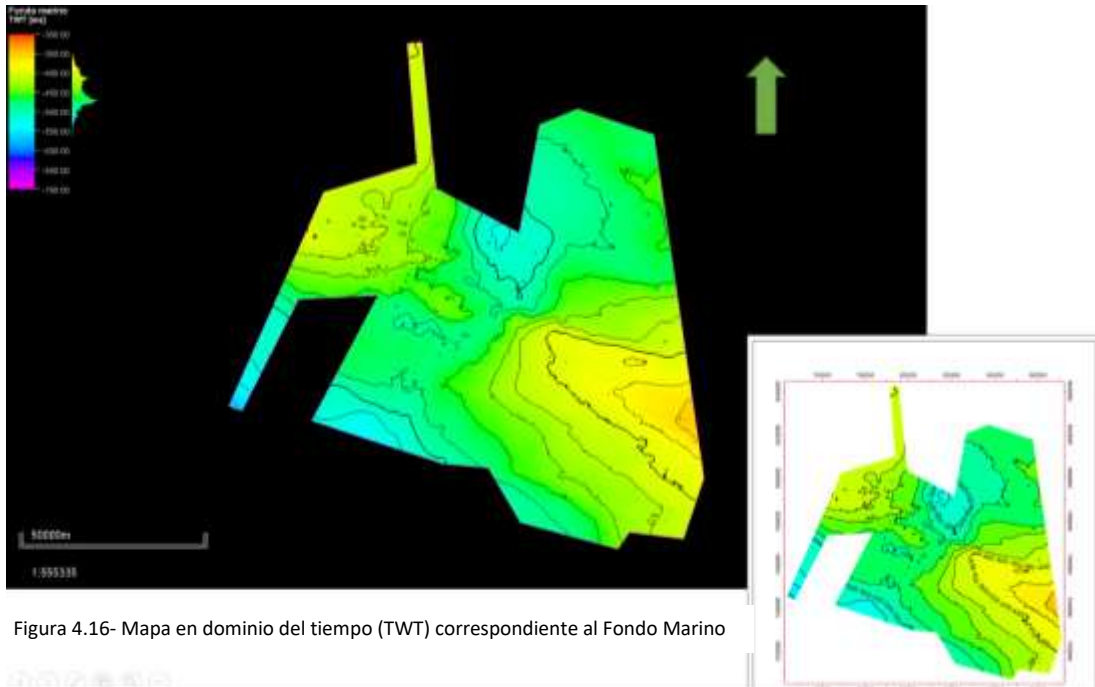
Figura 4.15 – Línea ST9715-409 207 correspondiente a la parte sudeste del área de estudio. Busca ejemplificar la clara discordancia correspondiente al Triásico.

#### 4.3.3 Descripción de mapas

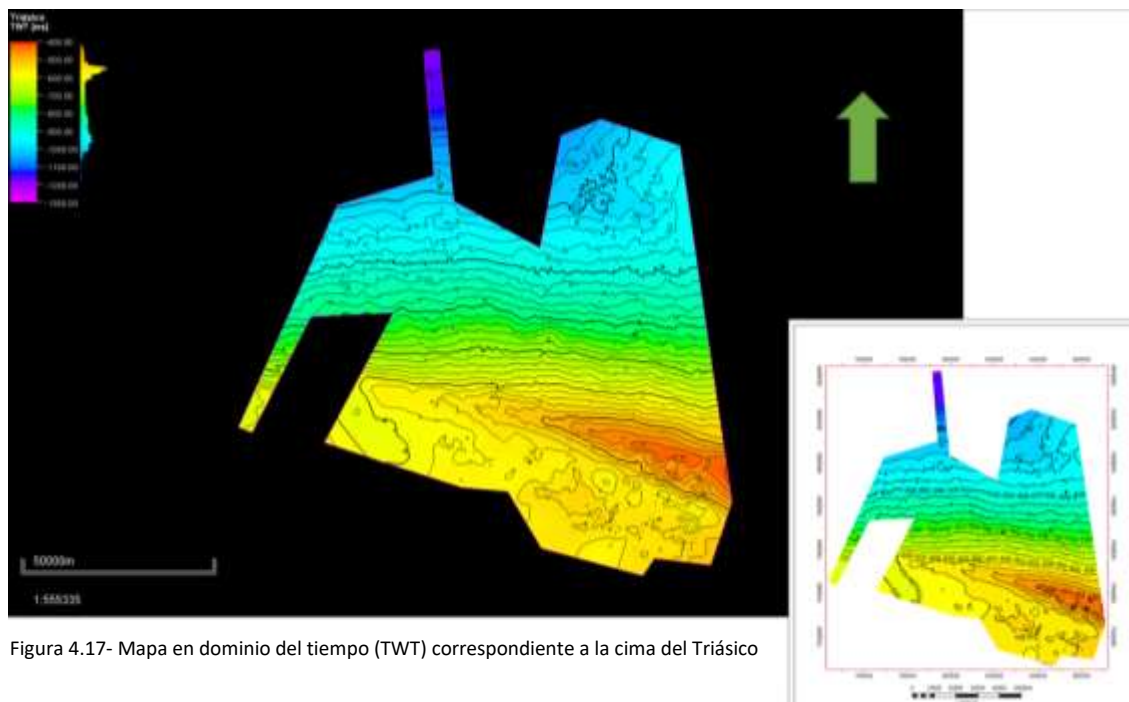
Tras haber marcado los horizontes sobre todas las líneas 2D se interpolaron y se obtuvo una superficie a partir de cada horizonte. Por supuesto, están en el dominio del tiempo de viaje doble (TWT, por sus siglas en inglés). Todas las líneas de contorno desplegadas en las superficies generadas representan un incremento de 20 ms y todas están referenciadas al nivel medio del mar.

En primera instancia, la superficie correspondiente al fondo marino, ver Figura 4.16, presenta un relieve con pocas variaciones dentro del área estudiada. El tiempo máximo de reflejo al que se encuentra esta superficie es de 565 ms, el mínimo es de 350 ms, y la media oscila alrededor de los

450 ms. Las regiones más someras evidentemente se encuentran en la parte suroriental y noroccidental de la zona de estudio. Sin embargo, la topografía no presenta cambios abruptos, por el contrario, las variaciones laterales se dan de manera progresiva.



Por su parte, la superficie que corresponde a la cima del Triásico (ver Figura 4.17) muestra una tendencia a aumentar sus valores de tiempo de reflejo de manera progresiva hacia el norte. En la región sur se logran apreciar algunas estructuras, sin embargo, son muy grandes ya que las líneas de contorno están ampliamente separadas y las variaciones laterales se dan gradualmente. No obstante, la parte más somera, en color rojo, corresponde a la zona en donde la discordancia entre el Triásico y el Cuaternario es más notoria (ver Figura 4.18).



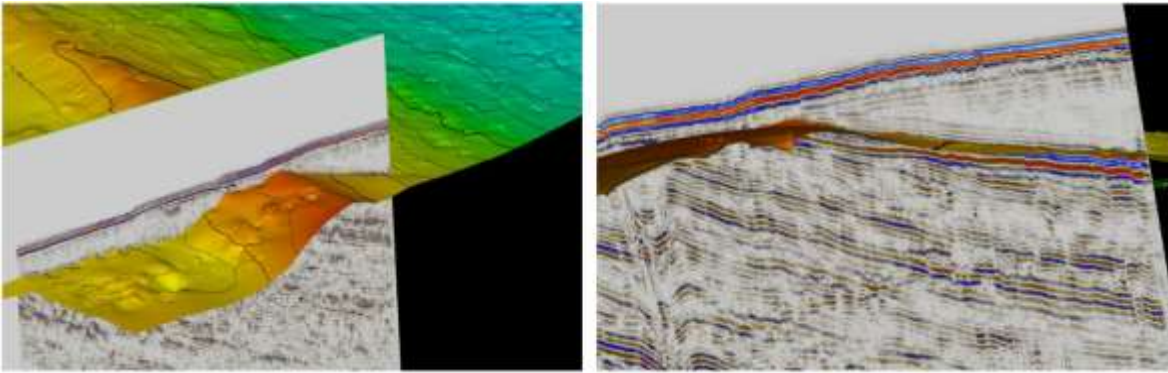


Figura 4.18- Se muestra como la parte más somera de la superficie que corresponde a la cima del Triásico representa la marcada discordancia que tiene con el Cuaternario

En lo que respecta a la cima del Carbonífero el comportamiento es similar al de la superficie del Triásico (ver Figura 4.19). No obstante, el gradiente de profundidad es mucho mayor en este caso. En el extremo sur, la superficie en cuestión se encuentra a un tiempo de reflejo de cerca de 1000 ms, mientras que hacia el norte alcanza tiempos de reflejo de poco más de 3000 ms. Además, presenta una mayor topografía, sobre todo en la parte central y nororiental, que la superficie correspondiente a la cima del Triásico.

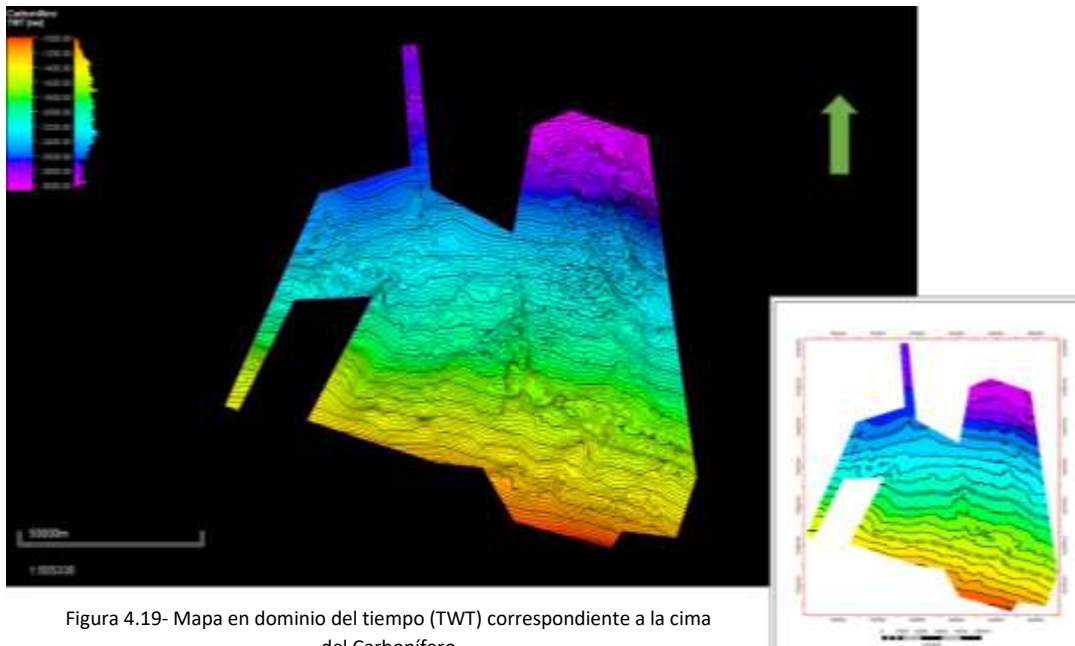


Figura 4.19- Mapa en dominio del tiempo (TWT) correspondiente a la cima del Carbonífero

Finalmente, el mapa de interés (ver Figura 4.20), en este caso las líneas de contorno representan un incremento de 10 ms) es donde se despliega la superficie correspondiente a la cima de las calizas espiculíticas. En este mapa se puede observar claramente a la unidad de calizas espiculíticas como un monoclinas que se inclina hacia el norte, es decir, su profundidad aumenta progresivamente en esa dirección. Sin embargo, esta tendencia se ve interrumpida por distintas crestas. Puntualmente, en la parte sur, sobre todo en la parte oriental, se pueden apreciar dichas crestas. Es decir, relieves más altos que sobresalen del plano principal de la superficie, y que corresponden a rasgos estructurales o paleo topográficos.

Como es bien sabido, esta superficie corresponde a calizas del Pérmico, por lo cual estos altos estructurales se interpretan como bancos carbonatados con arreglos en forma de atolones, precisamente lo que se buscaba. En la Figura 4.21 destacan dos crestas, sobre todo porque presentan, lo que parece ser, un buen cierre estructural. Afortunadamente, estos bancos carbonatados de interés se encuentran dentro del área donde se hizo el levantamiento del volumen sísmico. Por tal motivo, se examinarán con mayor detalle y precisión durante el análisis e interpretación de la sísmica 3D.

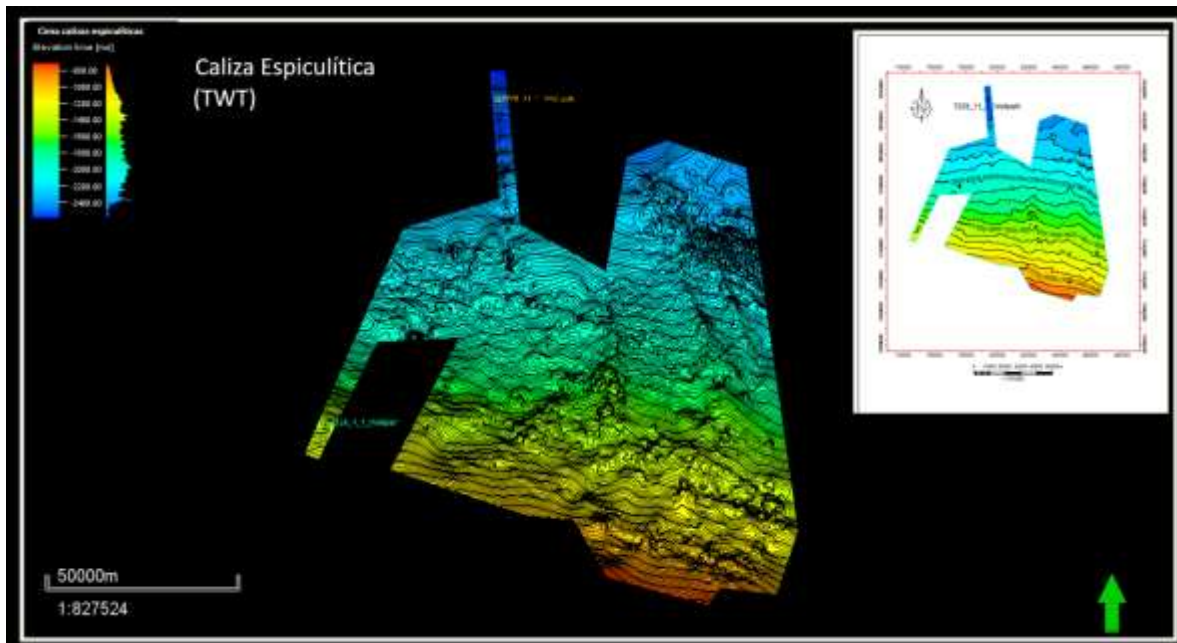


Figura 4.20- Mapa en dominio del tiempo (TWT) del horizonte de interés que corresponde a las calizas espiculíticas

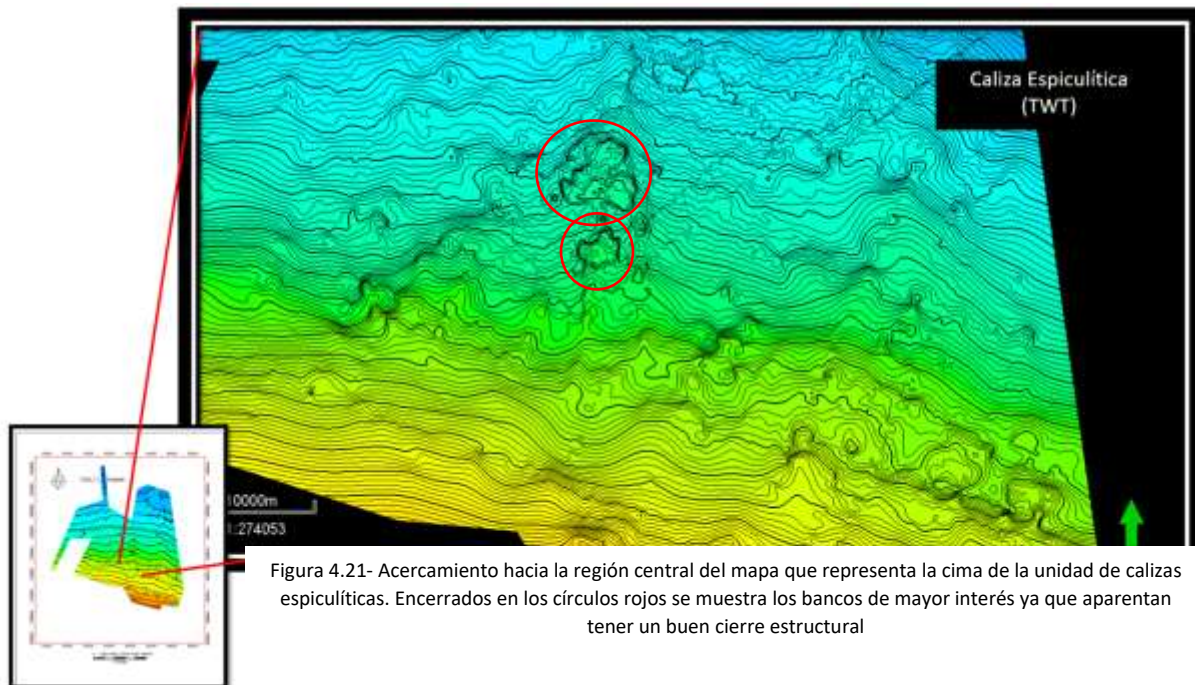


Figura 4.21- Acercamiento hacia la región central del mapa que representa la cima de la unidad de calizas espiculíticas. Encerrados en los círculos rojos se muestra los bancos de mayor interés ya que aparentan tener un buen cierre estructural

En las dos líneas sísmicas que atraviesan estos bancos puede apreciarse la estructura de ambos bancos carbonatados. Ambas líneas se despliegan a continuación.

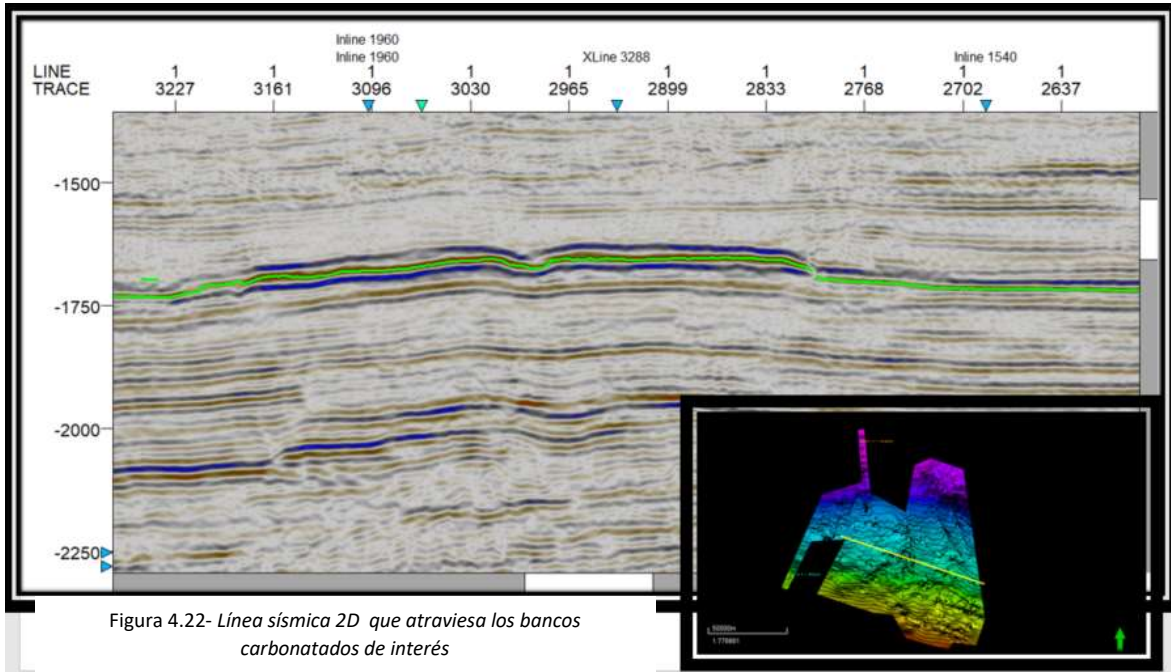


Figura 4.22- Línea sísmica 2D que atraviesa los bancos carbonatados de interés

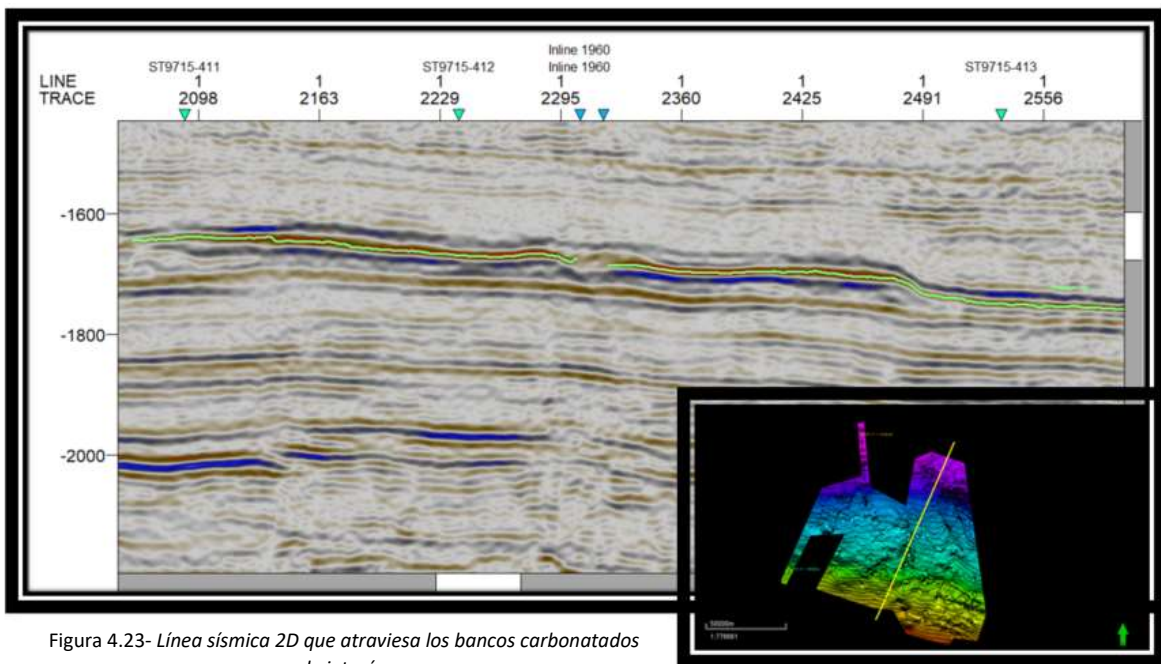


Figura 4.23- Línea sísmica 2D que atraviesa los bancos carbonatados de interés.

#### 4.3.4 Modelo de velocidad y conversión a profundidad

La generación de mapas a partir de horizontes sísmicos permitió seguir y mostrar estructuras geológicas y unidades estratigráficas consistentes. Sin embargo, los mapas generados estaban en el dominio del tiempo. Y, para poder llevar a cabo una interpretación acertada, es fundamental realizar la conversión de los mapas al dominio de la profundidad. De tal forma que, como se mencionó anteriormente, las posiciones horizontales y verticales, así como el tamaño de las estructuras del subsuelo, no estén alteradas y reflejen lo que verdaderamente se encuentra en el subsuelo.

Para realizar la conversión de los mapas fue indispensable crear, primeramente, un modelo de velocidades. Para su generación se tomó como referencia el nivel medio del mar, y se utilizaron las superficies previamente analizadas. Por supuesto, el modelo de velocidades implica determinar la velocidad de cada uno de los intervalos delimitados por cada una de las superficies (ver Figura 4.24).

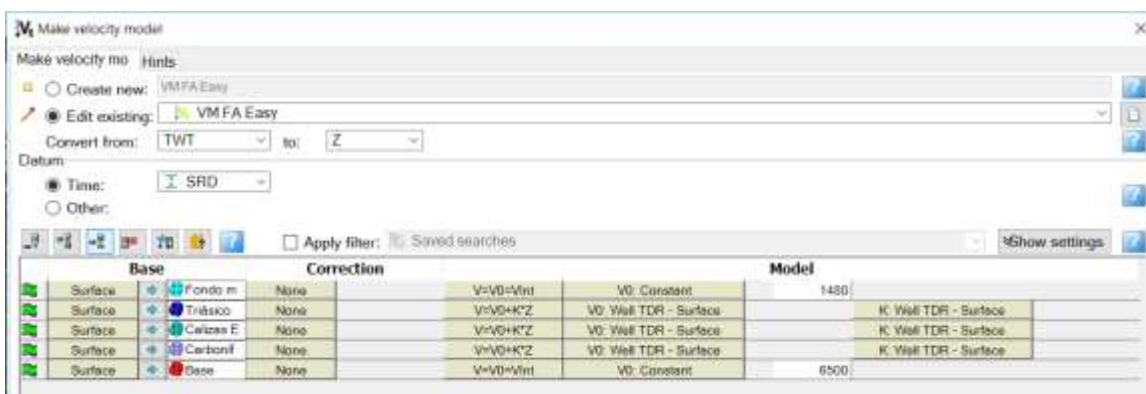


Figura 4.24- Se muestra como se realizó el modelo de velocidades

El primer intervalo está comprendido entre el *datum* (nivel medio del mar) y la superficie que representa al fondo marino. Para dicho intervalo se asignó una velocidad de 1480 m/s, que corresponde, evidentemente, a la velocidad del agua marina. Para el resto de los intervalos, es decir aquellos delimitados por las cimas del Triásico, de las calizas espiculíticas, y del Carbonífero, la velocidad se calculó con la ecuación:  $v = v_0 + (k)z$

Donde los valores de  $v_0$  y  $k$  para cada intervalo se calcularon a partir de la relación tiempo profundidad (TDR, por sus siglas en inglés) dada por los *check shots* de cada pozo e interpolado para generar una superficie que describa la variación de los valores a lo largo del modelo. Además de las superficies interpretadas, para tener un modelo geométrico completo fue necesario crear una superficie constante que fungiera como base.

Por tal motivo, se creó una superficie paralela al Carbonífero y se colocó 500 ms por debajo de ella. A este último intervalo se le asignó una velocidad constante de 6500 ms, la cual se estimó a partir de la tendencia con que aumentaban las velocidades de intervalo con respecto a la profundidad observada en los tres pozos. Sin embargo, la certidumbre del valor para este último intervalo no es tan relevante, pues no hay interés en algún horizonte por debajo de la cima del Carbonífero.

Una vez generado el modelo de velocidades fue posible realizar la conversión a profundidad de las superficies, así como del volumen sísmico (ver Figura 4.25). De esta forma se pudo conocer la *posición real* de las distintas superficies, aunque obviamente, de forma cualitativa, el relieve de cada una de ellas se conservó. La Tabla 4.4 muestra los valores más significativos de la profundidad a la que se encuentra cada superficie. Por otro lado, como ejemplo, la Figura 4.26 muestra el mapa de la superficie correspondiente a las calizas espiculíticas en profundidad.

	Profundidad mínima (m)	Profundidad máxima (m)	Profundidad media (m)
<i>Fondo marino</i>	260	420	330
<i>Cima Triásico</i>	310	1265	615
<i>Cima Calizas Espiculíticas</i>	685	4280	2395
<i>Cima Carbonifero</i>	1150	5770	2960

Tabla 4.4

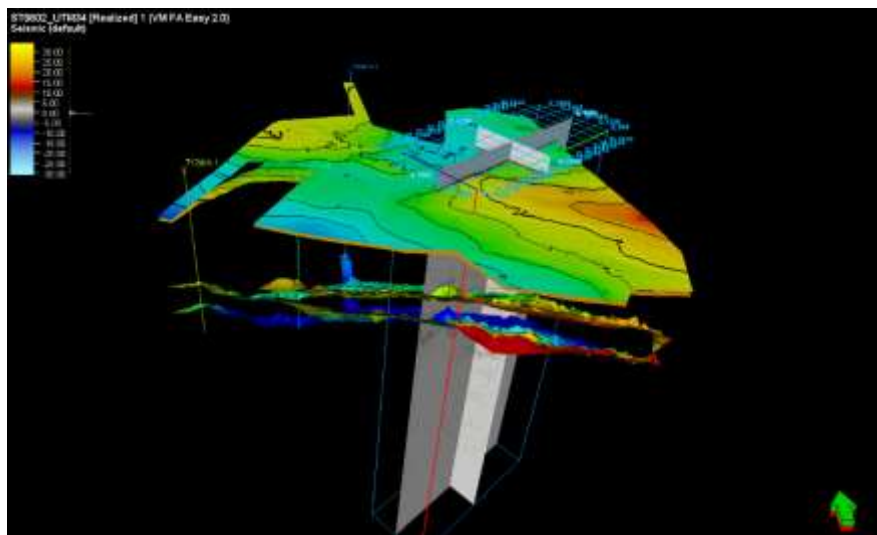


Figura 4.25- Superficies y volumen sísmico transformados al dominio de la profundidad

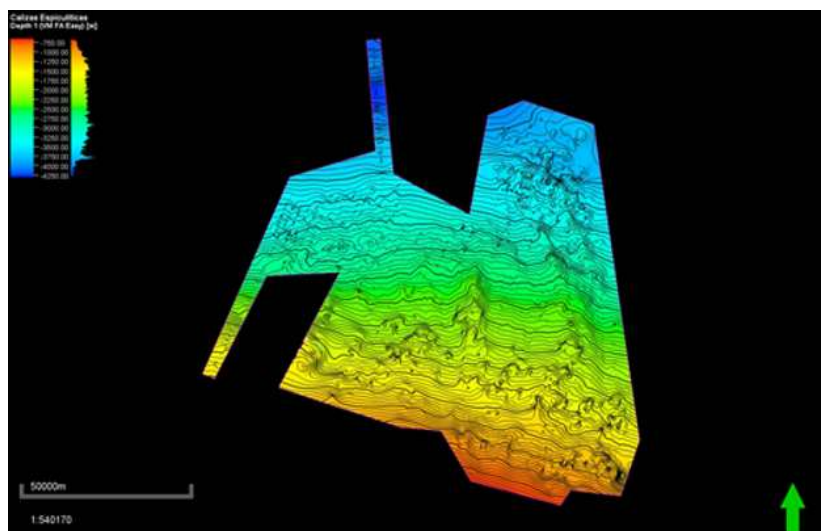


Figura 4.26- Superficie que representa la cima de las calizas espiculíticas en el dominio de la profundidad

## 4.4 Interpretación sísmica 3D

### 4.4.1 Descripción de horizontes

Con base en el horizonte marcado en la sísmica 2D que señalaba la cima de las calizas espiculíticas, se pudo identificar el reflector correspondiente dentro del volumen sísmico. De esta manera se siguió el horizonte a lo largo de toda la sísmica 3D para poder crear una superficie que, después, con el mismo modelo de velocidades, fue convertida del dominio del tiempo al de la profundidad. Debido a que únicamente había interés en las calizas espiculíticas y con la intención de ser práctico, se decidió no extender el resto de los horizontes hacia el volumen sísmico.

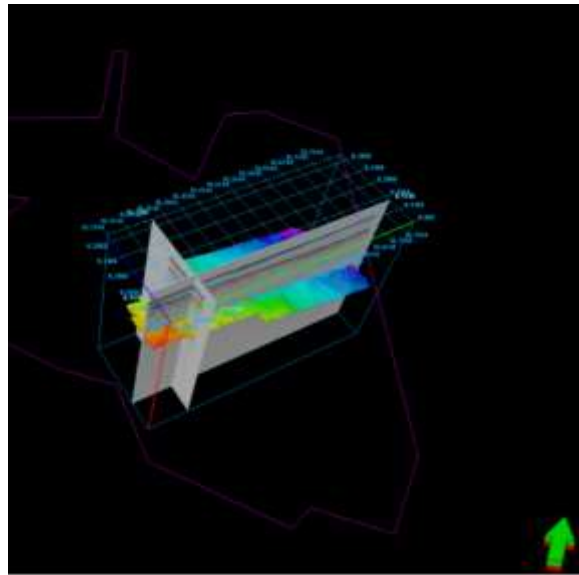


Figura 4.27 – En colores se muestra el horizonte seguido a lo largo de todo el volumen sísmico

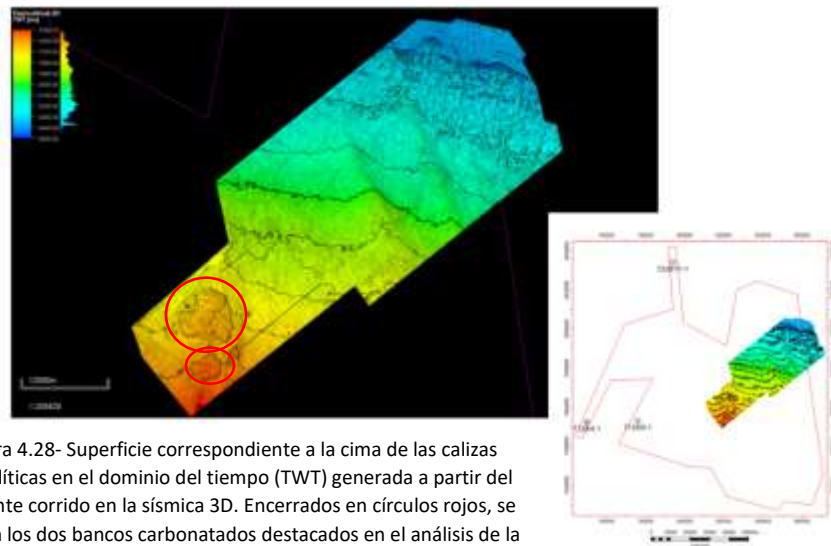


Figura 4.28- Superficie correspondiente a la cima de las calizas espiculíticas en el dominio del tiempo (TWT) generada a partir del horizonte corrido en la sísmica 3D. Encerrados en círculos rojos, se señalan los dos bancos carbonatados destacados en el análisis de la sísmica 2D



La superficie generada en el volumen sísmico presenta características similares a la obtenida con los datos 2D. Existe un monoclinas que se profundiza hacia el norte y que se ve interrumpido por un par de altos estructurales que se interpretan, con mayor claridad, como bancos carbonatados en forma de atolones.

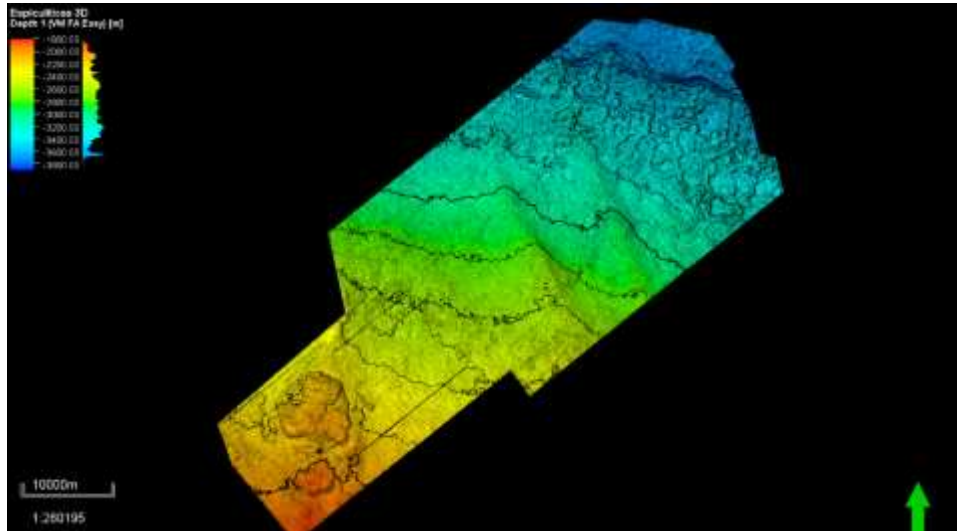


Figura 4.29- Cima de las calizas espiculíticas en el dominio de la profundidad (m) a partir del horizonte que se corrió en el volumen sísmico

Aunque, tras observar las Figuras 4.28 y 4.29, resulta evidente que los bancos carbonatados están mucho mejor definidos en el volumen sísmico que en la sísmica 2D tanto en el dominio del tiempo como en el de la profundidad. De hecho, con los mapas de la sísmica tridimensional se logra apreciar que el banco de mayor tamaño, el que se localiza más hacia el norte, puede ser subdividido en tres regiones, como se verá más adelante. La relevancia de este mapa es que permitirá llevar a cabo la evaluación volumétrica de hidrocarburos en sitio, y, en consecuencia, la estimación del recurso prospectivo.

#### 4.4.2 Extracción e interpretación de atributos sísmicos

La extracción de atributos sísmicos se llevó a cabo con el propósito de resaltar y enfatizar ciertas propiedades de la sísmica dentro del horizonte de las calizas espiculíticas que pudieran ayudar a definir e identificar las regiones con mejores cualidades de roca almacén. En concreto, se realizó la extracción de tres atributos sísmicos: el de *amplitud rms* (raíz cuadrática media, por sus siglas en inglés), el de envolvente o fuerza de reflexión, y el de varianza (también conocido como *edge*). Con el propósito de compensar cualquier error realizado durante la interpretación al seguir el horizonte correspondiente a las calizas espiculíticas, los atributos sísmicos fueron calculados con ventanas de al menos 10 ms.

La *envolvente* se extrajo primero sobre todo el volumen sísmico, y, posteriormente, se extrajeron los valores correspondientes a la superficie que representa la cima de las calizas espiculíticas. La Figura 4.30 se obtuvo como resultado de una ventana de muestreo de 20 ms por debajo de la

superficie de las calizas espiculíticas. Por su parte la Figura 4.31 fue el resultado de una ventana de 20 ms centrada en la superficie. Evidentemente, el muestreo de 20 ms centrada en la superficie delimitó de mejor forma.

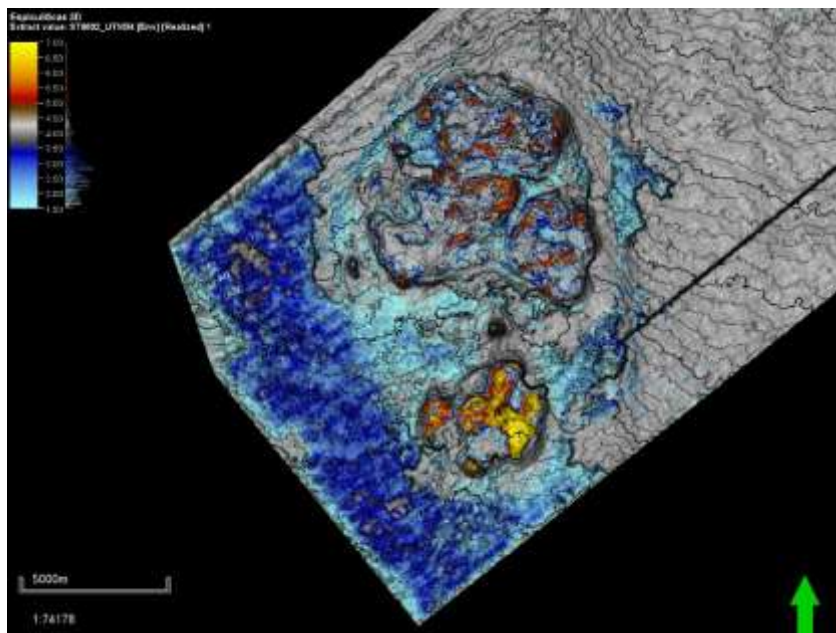


Figura 4.30- Mapa obtenido tras extraer el atributo de la envolvente con una de 20 ms por debajo de la cima de las calizas espiculíticas

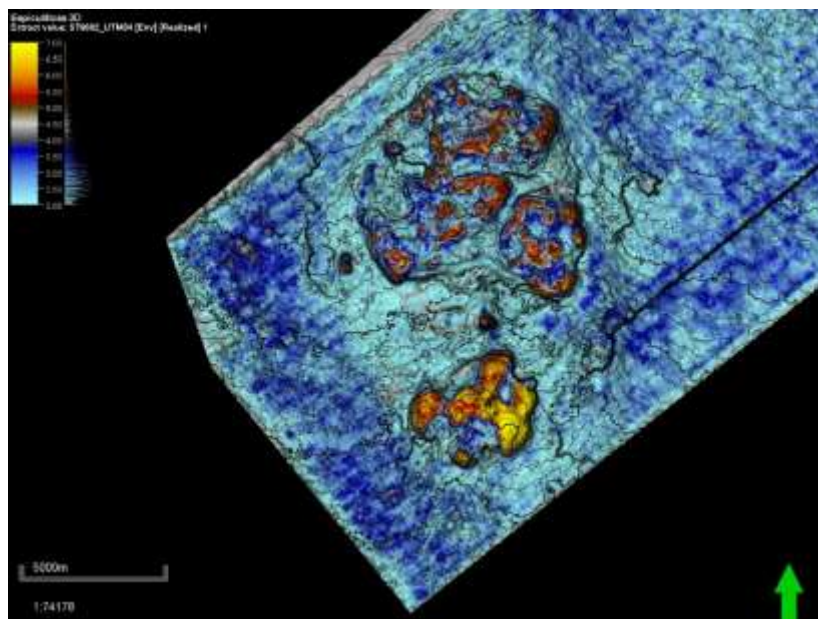


Figura 4.31- Mapa generado tras la extracción del atributo de la envolvente con una ventana de 20 ms centrada en el horizonte

Como se mencionó anteriormente, la envolvente corresponde a la energía instantánea total de la señal sísmica y su magnitud es proporcional al coeficiente de reflexión. Así, las Figura 4.30 y 4.31 muestran en color anaranjado y amarillo las regiones en donde hay una anomalía producto de un mayor contraste de impedancias. Si bien no se sabe si el contraste fue positivo o negativo, se propone la hipótesis de que las anomalías están presentes como consecuencia de una mayor porosidad en la roca en estas regiones.

El atributo de *amplitud rms* arroja información semejante al de la envolvente, sin embargo, se obtuvieron resultados más claros y concluyentes debido a que fue posible calcular el atributo directamente sobre la superficie. Este atributo se calculó usando dos ventanas de muestreo distintas, una de 20 ms (ver Figura 4.32) y otra de 10 ms (ver Figura 4.33), ambas centradas en la cima de las calizas espiculíticas. No obstante, debido a que la ventana de muestreo fue mayor, se observan anomalías mejor definidas en la Figura 4.32.

De hecho, es en el mapa de la Figura 4.32, donde es posible observar con claridad que existe una coincidencia entre las anomalías de amplitud y los altos estructurales. De la misma forma que con el atributo de la envolvente, se hace la suposición de que las zonas en donde se localizan las anomalías representan las regiones donde la unidad de calizas espiculíticas presenta mejores cualidades de roca almacén. Ya que un incremento en la porosidad y la posible presencia de hidrocarburos asociadas a dichas zonas provocaría un mayor contraste de impedancias, lo que a su vez se traduce en una mayor amplitud de la señal reflejada, precisamente lo que se observa en el mapa.

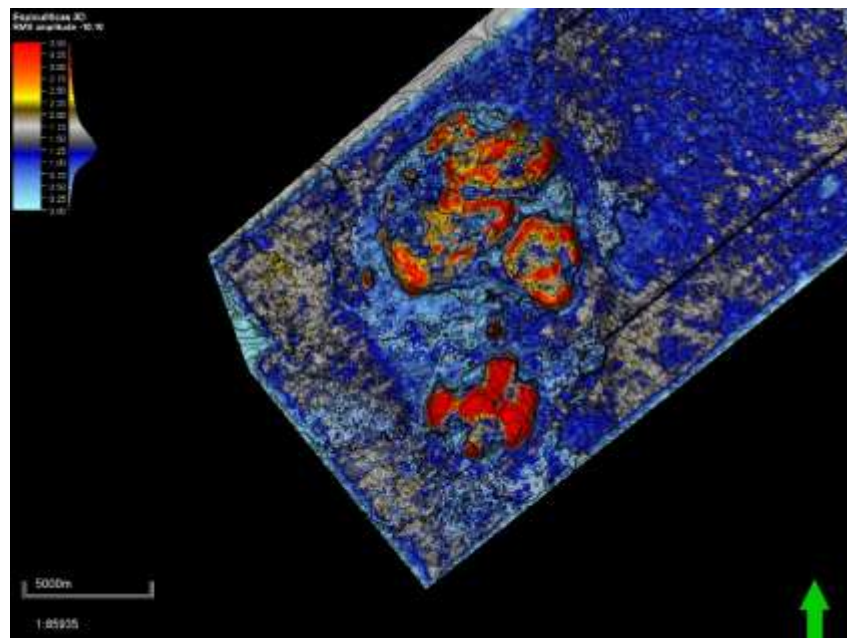


Figura 4.32- Mapa generado tras la extracción del atributo de *amplitud rms* con una ventana de 20 ms centrada en la cima de las calizas espiculíticas

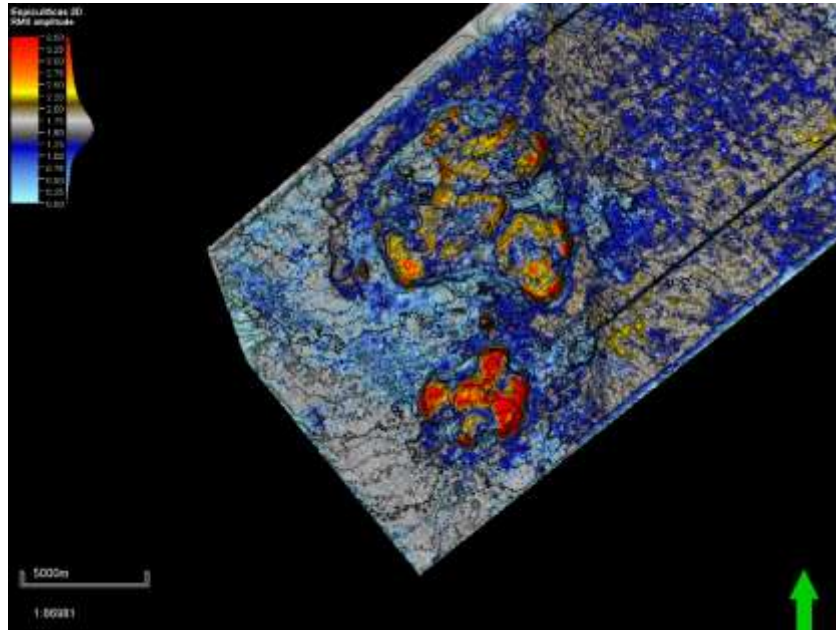


Figura 4.33- Mapa generado tras la extracción del atributo de *amplitud rms* con una ventana de 10 ms centrada en la cima de las calizas espiculíticas

De manera complementaria se decidió aplicar el atributo de *varianza* con la finalidad de tener más elementos para delinear y resaltar los bordes de los arreglos de bancos carbonatados en forma de atolones (ver Figura 4.34). En sí, el atributo sísmico de *varianza* da un resultado equiparable al de aplicar la segunda derivada, es decir, enfatiza las zonas en donde existen variaciones abruptas en la continuidad de los eventos y en su pendiente. Esto permitió delimitar con mayor facilidad a los bancos carbonatados.

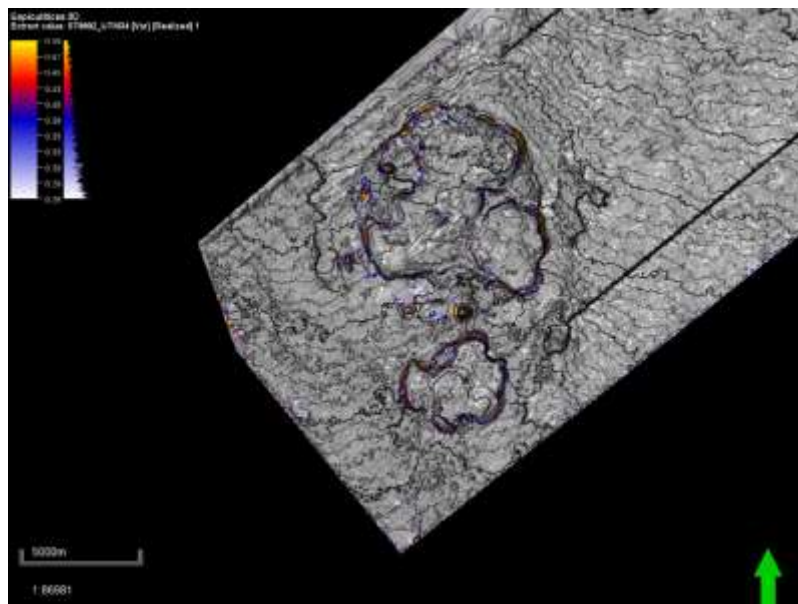


Figura 4.34- Mapa obtenido tras extraer el atributo de *varianza* con una ventana de muestreo 20 ms centrada en la cima de las calizas espiculíticas

Así, con base en los atributos sísmicos de *amplitud rms* y *varianza*, principalmente, se delimitaron las regiones de mayor interés y se identificaron dos prospectos. De manera generalizada, el atributo de *varianza* sirvió para delimitar los bancos carbonatados, mientras que el atributo de *amplitud rms* y *envolvente* contribuyeron a identificar las regiones dentro de los bancos carbonatados con mejores cualidades. En la Figura 4.35 se pueden observar ambos prospectos y la forma en que fueron delimitados.

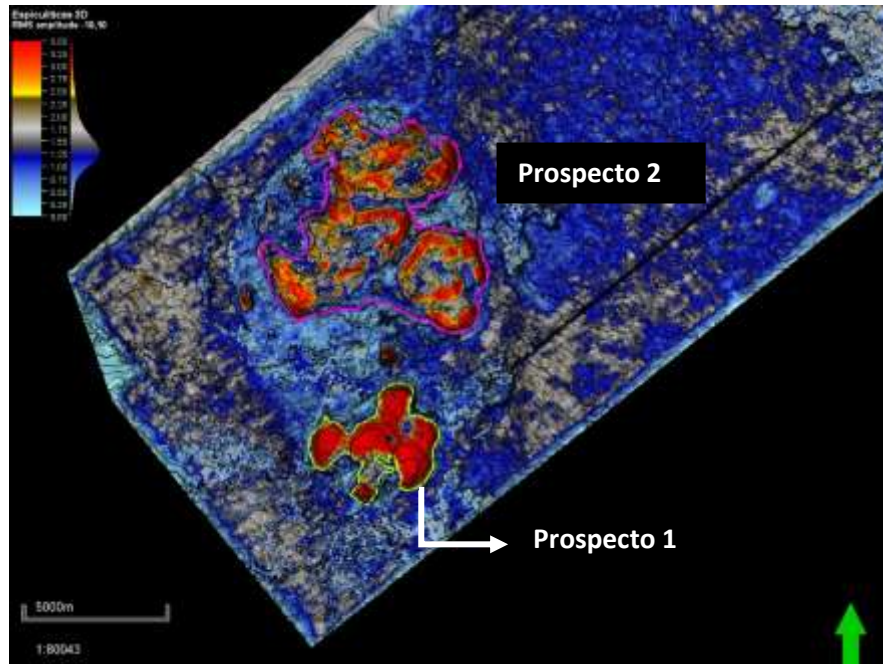


Figura 4.35- Delimitación del *Prospecto 1* en color verde y del *Prospecto 2* en color rosa el mapa del atributo sísmico de *amplitud rms* generado con una ventana de muestreo de 20 ms centrada en la cima de las calizas espículas

A pesar de ser más pequeño, el banco carbonatado ubicado hacia el sureste fue designado como el *Prospecto 1*, ya que presenta las anomalías de mayor magnitud. En consecuencia, el arreglo de bancos carbonatados más extenso, ubicado hacia al noroeste, fue designado como el *Prospecto 2*. Cabe señalar que en la región oriental del *Prospecto 1* es donde se tienen las anomalías más pronunciadas como se señala en la Figura 4.35. Y, por la interpretación que se hizo de las anomalías, su intensidad está directamente relacionada con la aptitud de la roca para fungir como almacén de hidrocarburos.

#### 4.5 Evaluación volumétrica

Después de haber identificado las regiones en donde la unidad de calizas espículas posee una mejor calidad como roca almacén, fue preciso estimar la cantidad de hidrocarburos que podrían estar almacenados, es decir, el volumen original o en sitio de hidrocarburos para cada prospecto. Como se mencionó en el apartado de *Fundamentos Teóricos*, el cálculo del volumen en sitio de hidrocarburos considera distintos parámetros, entre ellos, el área, el espesor neto de la capa, la

porosidad, la saturación de hidrocarburos, etc. Los cuales, recordando, se relacionan mediante la siguiente fórmula,

$$N = \frac{F(A)(h)(\phi)(1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Sin embargo, aun con base en el análisis e interpretación de los registros de pozo y la sísmica, existe un rango de valores para cada uno de las variables implicadas en el cálculo volumétrico. De tal forma que, si se eligen los valores más favorables dentro del rango de valores de cada parámetro, la evaluación del volumen de hidrocarburos en sitio correspondería al máximo que podría esperarse. Sin embargo, no sería adecuado hacer el cálculo con los parámetros más optimistas, pues evidentemente son poco probables.

Por lo tanto, para hacer la estimación volumétrica de hidrocarburos en sitio de ambos prospectos se consideraron tres escenarios posibles. Para el primer escenario se consideraron los valores más deseables de cada variable, a partir de las cuales se estimó el volumen en sitio y los recursos máximos posibles. Por el contrario, para el segundo se supusieron los valores más conservadores para cada parámetro, y con ellos se calculó el volumen en sitio mínimo que podría esperarse. Finalmente, a partir de los dos casos anteriores, se obtuvo el escenario más probable.

Por supuesto, debido a que ambos prospectos forman parte del mismo sistema petrolero y son relativamente cercanos, los valores de los parámetros empleados en los tres escenarios fueron los mismos salvo por el del área. Evidentemente, el *Prospecto 2* es mucho más extenso que el *Prospecto 1*. Sin embargo, dentro de cada prospecto existen zonas en donde las anomalías son más marcadas. Y, como se ha reiterado en un par de ocasiones, las mayores anomalías se interpretaron como un reflejo de una calidad superior en las propiedades de roca almacén. Por lo tanto, las regiones donde las anomalías son menos pronunciadas tienen una menor probabilidad de contener hidrocarburos almacenados.

Así, las fronteras de cada uno de los prospectos delimitan el *área máxima*, o la más optimista, en donde se podrían esperar hidrocarburos atrapados. Sin embargo, para el escenario más precario de cada prospecto, se delimitó el área donde se encontraban las anomalías más destacadas. Pues estas evidencian las regiones donde se tienen las cualidades más sobresalientes de roca almacén. Y, en consecuencia, donde mínimamente se esperaría hallar hidrocarburos almacenados. Por supuesto, por la exigencia de delimitar únicamente las anomalías más pronunciadas, el área encerrada es pequeña y se le conoce como *área mínima*.

Para el *Prospecto 1*, las anomalías más marcadas se encuentran en su región oriental como se señala en la Figura 4.36, salvo por una pequeña ubicada hacia el sur. Por su parte, las anomalías más significativas del *Prospecto 2* se encuentran más dispersas como se observa en la Figura 4.37, por lo que se delimitaron por separado, aunque al final sus áreas fueron sumadas (ver Tabla 4.5).

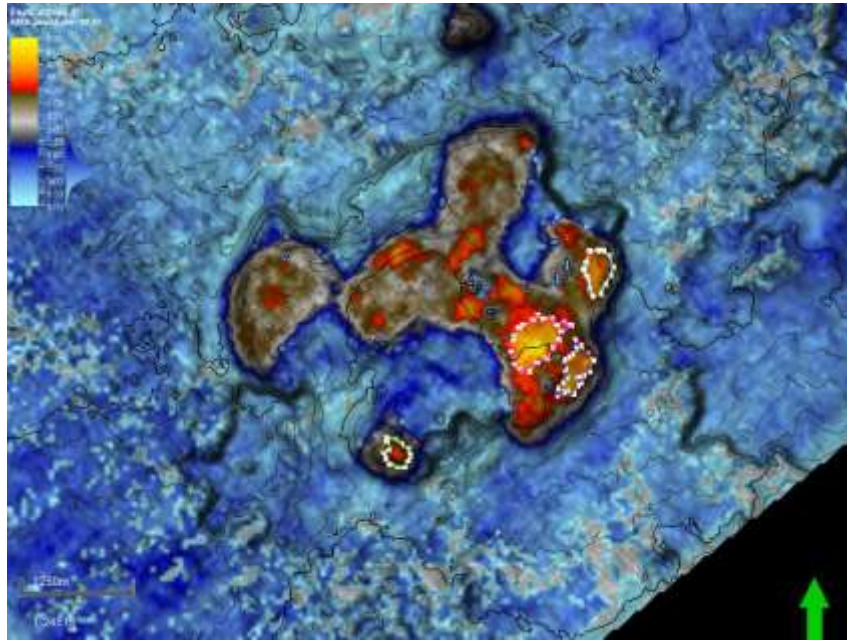


Figura 4.36- Delimitación del *área mínima* en el *Prospecto 1*.

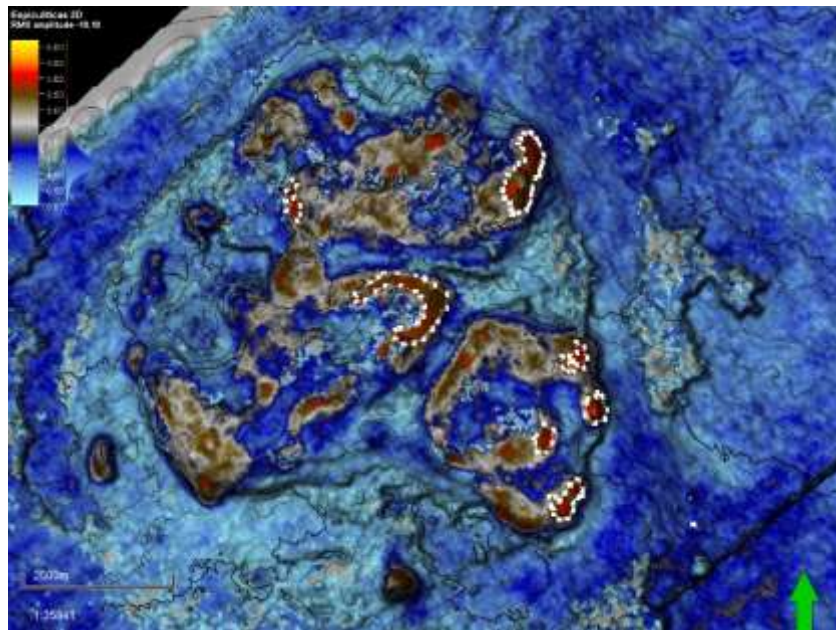


Figura 4.37- Delimitación del *área mínima* en el *Prospecto 2*.

	<b><i>Prospecto 1</i></b>	<b><i>Prospecto 2</i></b>
<b>Área mínima</b>	0.49 km <sup>2</sup>	1.59 km <sup>2</sup>
<b>Área máxima</b>	8.74 km <sup>2</sup>	34.86 km <sup>2</sup>

Tabla 4.5

#### 4.5.1 Volumen en sitio máximo

Para el escenario más deseable de ambos prospectos, se utilizaron los valores más altos de porosidad y espesor neto de los observados en los tres pozos con los que se trabajó, es decir, de 0.13 y 79 m, respectivamente. No obstante, para el valor de saturación de agua se supuso un valor de 0.5; si bien es un valor optimista ya que es menor a cualquiera de los valores observados en los pozos, incluido el pozo 7128/4-1 en el cual fluyó una cantidad considerable de gas y aceite, es un valor razonable y factible.

Además, para este caso del cálculo volumétrico se utilizaron los valores de *área máxima* de cada prospecto. Así mismo, se eligió un valor relativamente bajo de  $B_{oi}$  (factor de expansión asociado a la presión confinante a la que están sometidos los hidrocarburos en el subsuelo), suponiendo poca presencia de gas, de tal forma que los hidrocarburos serían poco compresibles, y, por tanto, el volumen de hidrocarburos en sitio estimado fuera mayor.

Utilizando los valores previamente mencionados para todas las variables implicadas en el cálculo volumétrico de hidrocarburos en sitio, se estimó para el *Prospecto 1* un volumen original de alrededor de 235 mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente), y para el *Prospecto 2* de aproximadamente 937 mmbpce.

Si bien este es el escenario optimista, se optó por la medida al momento de calcular el volumen de petróleo que podría ser extraído, principalmente porque se desconoce la permeabilidad de la roca, así como si está soportado por algún acuífero subyacente. Por tal motivo, se empleó un *factor de recuperación* del 15 por ciento. De esta forma, el recurso estimado para el *Prospecto 1* es de 35.2 mmbpce, y para el *Prospecto 2* es de 140.5 mmbpce.

#### 4.5.2 Volumen en sitio mínimo

Contrario a lo que se hizo en el caso anterior, para el escenario más precario se empleó el valor más pequeño de espesor neto (69 m) de los registrados en los tres pozos en el intervalo correspondiente a las calizas espiculíticas. Sin embargo, para el valor de saturación de agua, se calculó el promedio de los tres pozos (0.9), ya que el valor más pequeño (observado en el pozo 7128-6-1) era casi nulo.

Por otra parte, se eligió el valor de porosidad efectiva menor de los observados entre los dos pozos ubicados al sur, es decir, de 0.1 (registrado en el pozo 7128/6-1). Para este parámetro únicamente se consideraron esos dos pozos debido a que se encuentran a una posición relativa similar dentro del área de estudio, es decir, hacia el sur. Como es sabido, la baja porosidad observada en el pozo descartado (7129/11-1) está asociada a su posición en profundidad. Este pozo se encuentra hacia el extremo norte del área estudiada, donde la unidad de interés se encuentra a una profundidad mucho mayor, y, por ende, está sometida a una mayor compactación, lo que repercute en una porosidad reducida. Así, se decidió que la porosidad observada en el pozo del norte debía excluirse ya que este parámetro está influenciado por las condiciones a las que está sometida la roca, y evidentemente, entre el área de interés y el pozo excluido, son muy distintas.

Por supuesto, para este escenario, se emplearon los valores calculados de *área mínima* de cada prospecto. Finalmente, en cuanto al valor de  $B_{oi}$ , se eligió un valor de 1.4, el cual es un poco más



alto que en el caso anterior. Evidentemente, este valor supone una mayor presencia de hidrocarburos ligeros, los cuales, al ser más compresibles, hacen que la estimación del volumen de hidrocarburos en sitio sea menor.

Así, bajo las consideraciones anteriores, se logró calcular el escenario donde el volumen de hidrocarburos en sitio estimado es el más escaso. Para el *Prospecto 1* se estimó un volumen original de 1.5 mmbpce, y para el *Prospecto 2* de casi 5 mmbpce. Para el cálculo del recurso que podría extraerse, se mantuvo el mismo factor de recuperación de 0.15. De tal manera que el recurso estimado para el *Prospecto 1* fue de aproximadamente 228 mmbpce, y del *Prospecto 2* de 738 mmbpce.

#### 4.5.3 Volumen en sitio más probable

El escenario más probable está regido por una distribución de probabilidad normal logarítmica (*log normal*). Así, una forma de calcular los valores *más probables* (*mprob*) de manera que tiendan a la normalidad logarítmica es con la raíz cuadrada del producto de los valores mínimo y máximo de cada parámetro (Foley, 2016).

$$mprob = \sqrt{(\min)(\max)}$$

De esta manera, a partir de los valores más probables de cada parámetro se calculó un volumen de hidrocarburos en sitio de casi 19 mmbpce para el *Prospecto 1*, y de cerca de 68 mmbpce para el *Prospecto 2*. Nuevamente, se utilizó un *factor de recuperación* del 15 por ciento, de tal forma que el recurso estimado para el *Prospecto 1* y el *Prospecto 2* fue de 2.8 mmbpce y 10.2 mmbpce, respectivamente.

En las Tablas 4.6 y 4.7, se observan los parámetros empleados (en SMD, sistema métrico decimal), así como las estimaciones para los tres escenarios previstos de cada prospecto.

Prospecto 1			
Parámetros	Máximo (SMD)	Más probable (SMD)	Mínimo (SMD)
A	8.74	2.07	0.49
h(neto)	79	73.83	69
φ	0.13	0.11	0.1
SW	0.5	0.67	0.9
Boi	1.2	1.30	1.4
Factor recuperación	0.15	0.15	0.15
OOIP (N)	234,972,763	18,881,686	1,517,274
Recursos	35,245,914	2,832,253	227,591

Tabla 4.6

Prospecto 2			
Parámetros	Máximo (SMD)	Más probable (SMD)	Mínimo (SMD)
A	34.86	7.44	1.59
h(neto)	79	73.83	69
φ	0.13	0.11	0.1
SW	0.5	0.67	0.9
Boi	1.2	1.30	1.4
Factor recuperación	0.15	0.15	0.15
OOIP (N)	937,202,576	67,928,069	4,923,399
Recursos	140,580,386	10,189,210	738,510

Tabla 4.7

#### 4.6 Evaluación de riesgo

A pesar de la evidencia sobre la que se sustentó cada uno de los factores que componen al sistema petrolero propuesto, existe cierta incertidumbre con respecto a la viabilidad de su existencia. Por tal motivo, fue indispensable llevar a cabo una evaluación del riesgo a partir de la probabilidad de éxito geológico ( $P_g$ ).

Como se mencionó en el apartado de *Fundamentos Teóricos (3.4.5)*, esta probabilidad se obtiene al multiplicar la probabilidad de ocurrencia de la roca generadora ( $P_{gen}$ ), la roca almacén ( $P_{al}$ ), la trampa ( $P_{tr}$ ), y los elementos dinámicos del *play* ( $P_{din}$ ). Sin embargo, vale la pena recordar que, para facilitar la asignación de las probabilidades de ocurrencia, primero se debe clasificar a los factores bajo alguna de las siguientes categorías: *desfavorable, cuestionable, neutral, alentador, y favorable*. De manera que, para poder llevar a cabo la clasificación recientemente mencionada, fue necesario analizar la certidumbre que se tenía de los elementos que componen y sustentan a cada factor.

Por supuesto, como los dos prospectos presentados se encuentran en la misma unidad, y ambos forman parte del mismo sistema petrolero, el cálculo de la probabilidad de éxito geológico de los prospectos diferirá únicamente al asignar la probabilidad de ocurrencia del factor de roca almacén. Pues, durante la interpretación de los atributos sísmicos extraídos, fue evidente que el *Prospecto 1* posee las mejores cualidades de roca almacén.

Comenzando con el análisis de la unidad Viseense, su condición de roca generadora puede catalogarse como *favorable*. En primera instancia, los tres pozos confirman su existencia, y la correlación de los mismos corroboran su continuidad lateral con un espesor aceptable, se estima que oscila entre 160 y 220 m. Por lo que puede decirse que tiene una buena distribución espacial. Y, con base en los reportes de los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1, se sabe que a pesar de la intercalación de horizontes de carbón con areniscas y lutitas, la materia carbonosa es omnipresente en toda la unidad Viseense.

Lo anterior fue comprobado por los estudios geoquímicos realizados por Koeverden (2010) en los dos pozos previamente mencionados, pues determinó que el contenido orgánico total (TOC, por sus siglas en inglés) en la unidad es alto. Así mismo, planteó que existe un buen potencial para la generación de volúmenes comerciales de hidrocarburos líquidos debido a los altos índices de hidrógeno observados en las muestras de ambos pozos.

Además, con base en la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) y un análisis de  $T_{max}$  de las muestras que Koeverden (2010) estudió de los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1, se sabe que aún en la región en donde la unidad Viseense es más somera, es decir, hacia el sur del área de estudio, la roca generadora ya se encuentra dentro de la ventana de generación. Y, debido a que hacia el norte se encuentra a una profundidad mucho mayor (cerca de 2 km más profundo), se infirió que alcanzó las condiciones de generación y migración hacia finales del Mesozoico, tiempo en el que se estima que ocurrió el *momento crítico*.

Con la evidencia anteriormente descrita, y debido a que se obtuvo de primera mano, es decir, de núcleos extraídos de los pozos; se sustenta la idea de que el factor de roca generadora debe catalogarse como *favorable*. Y, por tanto, se le asigna una probabilidad de ocurrencia del 80%.

En lo concerniente a la evaluación de la roca almacén propuesta, la unidad de calizas espiculíticas, es fundamental destacar que en esta unidad se hallaron manifestaciones de hidrocarburos en los pozos 7128/4-1 y 7128/6-1. En el primero, se logró hacer fluir una cantidad considerable de gas y cerca de 100 barriles de aceite. Mientras que del pozo 7128/6-1, en el intervalo correspondiente a las calizas espiculíticas, se extrajeron núcleos impregnados de aceite.

Además, con base en la descripción de los núcleos extraídos en los reportes de pozo, así como del análisis petrofísico, los registros de pozo, y la extracción de atributos sísmicos, se estableció que la unidad posee varias regiones con una alta porosidad. Una cualidad indispensable para que una roca pueda fungir apropiadamente como almacén de hidrocarburos. Por otra parte, la correlación de los tres pozos muestra que la unidad es continua lateralmente y que mantiene un espesor relativamente uniforme.

Así, con base en lo recientemente mencionado, se decidió calificar a la roca almacén propuesta, en general, como *favorable*. Sin embargo, la extracción de atributos sísmicos de forma particular, evidenció que el *Prospecto 1* posee las mejores condiciones de roca almacén. Por tal motivo, al *Prospecto 1* se le asignó una probabilidad de ocurrencia de 85%, y al *Prospecto 2* de 75%.

Por otra parte, para evaluar la trampa es importante comenzar con el análisis de la roca sello. La Formación Havert es la que sobre yace a las calizas espiculíticas, y es la que habría evitado que los hidrocarburos escapasen. Ya que, de acuerdo a los reportes de pozo, está conformada por una intercalación de lutitas y limolitas; y las lutitas fueron descritas como bien compactas, lo que justifica que la roca sea considerada como un buen sello. Además de que posee un gran espesor a lo largo de toda el área de estudio.

A la trampa como tal, se le consideró de tipo estratigráfico debido a que se espera que los hidrocarburos se hayan acumulado en los bancos carbonatados con arreglos en forma de atolones observados en la sísmica. Debido a que el área de interés principal yace dentro de la sísmica 2D y 3D, se pudo conjuntar la información aportada por ambos levantamientos. Además de que toda la sísmica se calibró e integró con los registros de pozo. Por lo que la calidad y confiabilidad de los datos sísmicos es alta. De forma que se puede confiar en el buen cierre estructural de los bancos carbonatados que se observa en los mapas generados a partir de la sísmica

Un último elemento a considerar fue la compartimentalización. Se tienen distintos bancos carbonatados en forma de atolones, los cuales se forman y desarrollan de manera independiente. No obstante que, en particular para el *Prospecto 2*, la compartimentalización es alta. Con base en toda la evidencia anterior, se concluye que la trampa propuesta es robusta, por lo que se le considera *favorable*. En consecuencia, se le asignó una probabilidad de ocurrencia de 85%.

Finalmente, para poder calcular la probabilidad de éxito geológico, se evaluaron los elementos dinámicos del sistema petrolero. En primera instancia, no hay certeza sobre el proceso de migración debido a que no se observan fallas en la roca generadora, ni en las rocas que la separan de la roca almacén. Por tal motivo, se planteó que la migración se dio a través de fracturas. Sin embargo, por la resolución de la sísmica, no hay forma de visualizarlas. Aunque, las manifestaciones de hidrocarburos observadas en dos de los pozos estudiados dentro del intervalo que corresponde a las calizas espiculíticas, ayudan a sustentar esta propuesta.

Así mismo, con base en lo observado en la columna estratigráfica local, se propuso que el proceso de migración habría iniciado hacia finales del Mesozoico. Se hizo la suposición de que, para ese entonces, la roca generadora ya habría estado sepultada lo suficiente para alcanzar las condiciones de presión y temperatura propicias para la generación, y posterior expulsión, de hidrocarburos. Y, aunque tampoco existe certidumbre al respecto, esto supondría una buena sincronía, ya que para ese tiempo las trampas ya se habrían formado.

A pesar de la evidencia sobre la que se apoyaron los elementos dinámicos propuestos, existe una incertidumbre considerable, especialmente con respecto al proceso de migración. Por tal motivo, se calificó su condición como alentadora. Y, siguiendo la guía propuesta por Otis y Schneidermann (1997), se determinó que su probabilidad de ocurrencia es del 70%.

Una vez asignadas las probabilidades de ocurrencia de cada factor, fue posible calcular la probabilidad de éxito geológico. De forma resumida, la Tabla 4.8 muestra las probabilidades de ocurrencia de cada factor para cada prospecto, así como su respectiva probabilidad de éxito geológico.

	Roca generadora	Roca almacén	Trampa	Elementos dinámicos	Éxito geológico	Éxito geológico (%)
Prospecto 1	0.80	0.85	0.85	0.70	.405	40.5
Prospecto 2	0.80	0.75	0.85	0.70	.357	35.7

Tabla 4.8-

De acuerdo a la categorización general del riesgo geológico basada en la probabilidad de éxito geológico desarrollada por Otis y Schneidermann (1997), los prospectos se encuentran cerca del límite entre riesgo bajo y riesgo moderado. A pesar de que la diferencia en la probabilidad de éxito geológico con respecto al *Prospecto 1* es mínima, el *Prospecto 2* se considera de *riesgo moderado*. Mientras que, por sus mejores cualidades de roca almacén, la mayor probabilidad de éxito geológico del *Prospecto 1*, lo colocan en la categoría de *bajo riesgo*.

## 5. Resultados

Una vez analizados e interpretados los datos a los que se tuvo acceso, es pertinente revisar y conjuntar los resultados obtenidos a lo largo del flujo de trabajo que se siguió para desarrollar este escrito. Esto permitirá, posteriormente, llegar a conclusiones acertadas y congruentes con la información extraída.

A partir de las manifestaciones de hidrocarburos registradas en los reportes de los pozos estudiados, así como en algunas de las publicaciones consultadas, se planteó la posibilidad de que la unidad de calizas espiculíticas del Pérmico Superior pudiera tener las condiciones necesarias para albergar volúmenes significativos de gas o aceite; pues todas las muestras de hidrocarburos reportadas fueron extraídas de esta unidad. Esta premisa dio lugar a la búsqueda de los elementos mínimos necesarios que pudieran justificarla. Una vez que se encontraron fue posible proponer y sustentar un sistema petrolero completo. Y, con ello, se sentaron las bases que permitieron buscar, identificar, y evaluar prospectos exploratorios dentro de la unidad de calizas espiculíticas.

Gracias a los registros de pozo se sabía que el verdadero potencial de las calizas espiculíticas para acumular hidrocarburos residía en los bancos carbonatados a los que está asociados; pues, por su geometría y por la roca que los sella, permiten que los hidrocarburos se entrapen. Por tal motivo, gran parte del esfuerzo realizado durante el análisis e interpretación de los datos sísmicos fue dirigido a identificar y delimitar dichos bancos carbonatados.

Así que, después de calibrar la sísmica con los registros de pozo, y correr el horizonte correspondiente a la unidad de calizas espiculíticas a lo largo de todas las líneas sísmicas, se generó una superficie en donde se aprecia con claridad una serie de bancos carbonatados con arreglos en forma de atolones que interrumpen la tendencia general de la unidad a incrementar su profundidad hacia el norte (ver Figura 5.1).

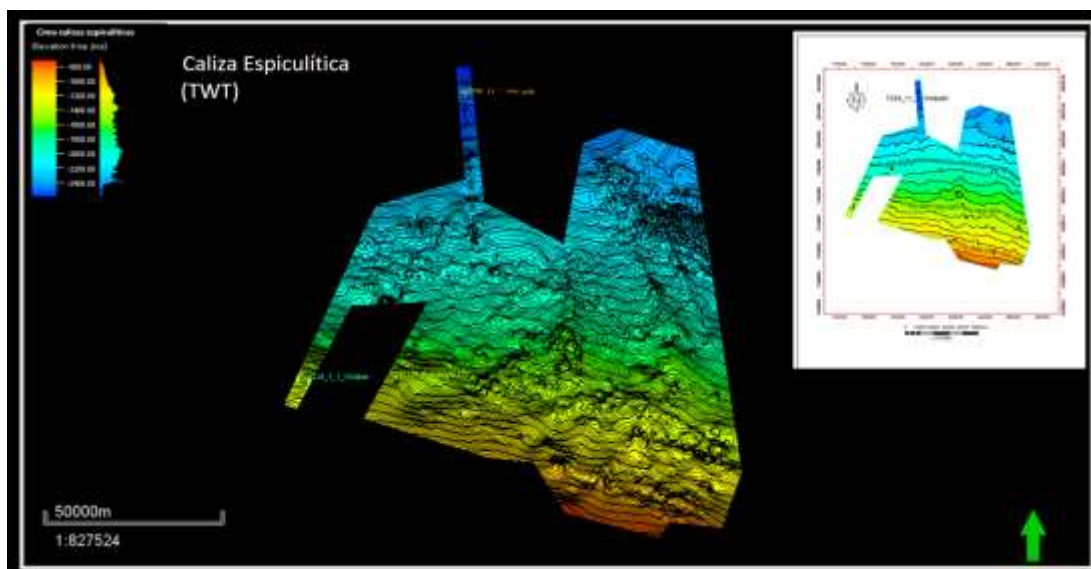


Figura 5.1- Mapa en el dominio del tiempo (TWT) correspondiente a la cima de la unidad de calizas espiculíticas

Al analizar con mayor detalle el mapa mostrado en la Figura 5.1, se distinguieron dos bancos carbonatados con un buen cierre estructural. Precisamente lo que se deseaba encontrar desde un inicio. La Figura 5.2 muestra un acercamiento a ambos bancos carbonatados.

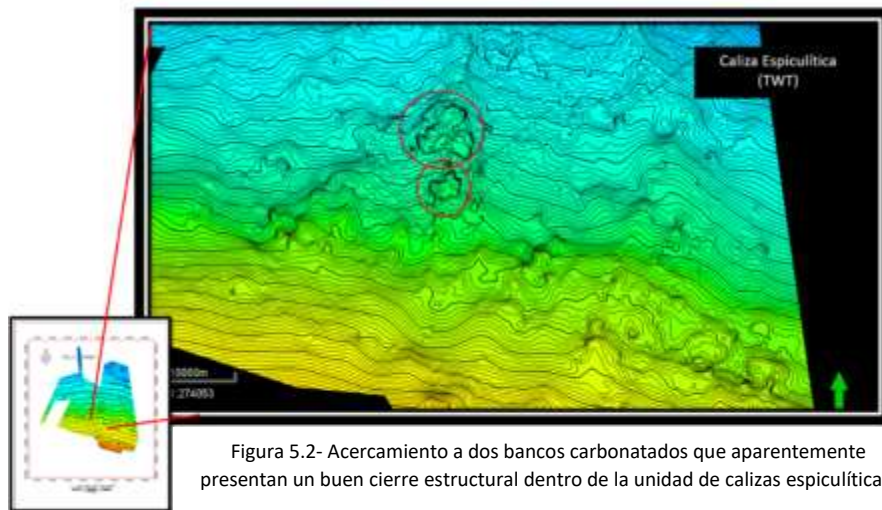


Figura 5.2- Acercamiento a dos bancos carbonatados que aparentemente presentan un buen cierre estructural dentro de la unidad de calizas espiculíticas.

Por fortuna, el volumen sísmico también cubre el área donde se localizan los dos bancos carbonatados de interés. Esto permitió profundizar en el análisis y evaluación de ambos bancos carbonatados. Lo que, por supuesto, fue posible después de correr el horizonte correspondiente a la cima de las calizas espiculíticas a lo largo de toda la sísmica 3D y, posteriormente, crear un modelo de velocidades a partir del cual se realizó la conversión del volumen sísmico del dominio temporal al espacial. Lo que, de entrada, permitió conocer que el tirante de agua aproximado en donde se encuentran ambos bancos carbonatados es de aproximadamente 310 m.

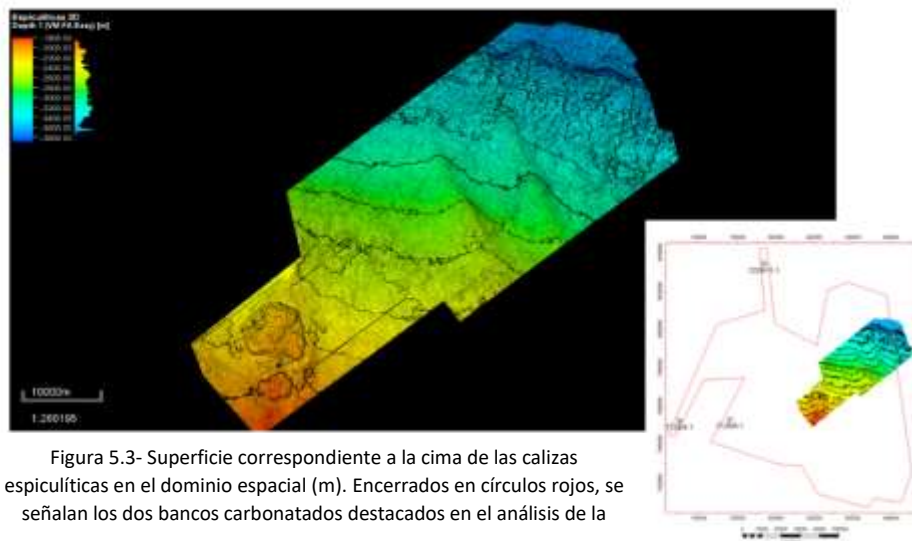


Figura 5.3- Superficie correspondiente a la cima de las calizas espiculíticas en el dominio espacial (m). Encerrados en círculos rojos, se señalan los dos bancos carbonatados destacados en el análisis de la

Así, también, fue como se generó el mapa de la unidad de las calizas espiculíticas en profundidad desplegado en la Figura 5.3. A partir de ese mapa, se supo que la profundidad a la que se encuentran ambos bancos carbonatados es de alrededor de dos mil metros. Aunque, el rango de profundidad a la que se encuentra la cima de la unidad oscila entre los 685 m, hacia el sur del área de estudio, y los 4280 m, hacia el extremo opuesto. Y, de forma muy semejante al mapa generado con la sísmica 2D, solo que mejor definidos, se observa a los bancos carbonatados en forma de atolones interrumpiendo la tendencia general de la unidad de las calizas espiculíticas a profundizar hacia el norte.

Sin embargo, a pesar de que desde un inicio se planteó que la mayor probabilidad de hallar hidrocarburos dentro de la unidad de las calizas espiculíticas se encontraba en este tipo de estructuras, se sabía también, gracias a la información extraída y analizada de los pozos estudiados, que la calidad de esta unidad como roca almacén no es uniforme a lo largo del área de estudio.

Si bien la correlación de los registros de pozo demostró que la unidad era lateralmente continua, y mantenía un espesor relativamente uniforme, los parámetros petrofísicos estimados para cada pozo fueron muy dispares. La porosidad efectiva estimada para las calizas espiculíticas en el pozo 7129/11-1 (al norte del área de estudio) fue muy baja, aproximadamente de 1.5%. Mientras que, en la misma unidad, para los dos pozos hacia el sur, la porosidad efectiva promedio se estimó por encima del 10%.

Pero, a pesar de ello, entre estos dos últimos pozos, los valores de saturación de agua calculados fueron muy distintos. Para el pozo 7128/4-1, que se sabe logró producir cierta cantidad de gas y aceite, se calculó una saturación de agua de 81%. Mientras que, para el pozo 7128/6-1 se estimó una saturación de agua prácticamente absoluta. Lo cual es consistente con el hecho de que de este pozo únicamente se logró extraer agua de formación.

Por estas diferencias en las propiedades de la unidad de las calizas espiculíticas, fue indispensable distinguir las zonas en donde la roca, como tal, posee las características necesarias para permitir la acumulación de hidrocarburos. Para hacerlo, se llevó a cabo la extracción de tres atributos sísmicos.

Con el atributo de *varianza* se resaltaron los bordes de los arreglos de bancos carbonatados en forma de atolones (ver Figura 5.4), pues lo que hace el atributo es enfatizar las zonas en donde existen variaciones abruptas en continuidad que en este caso coincide con los bordes de los bancos asociados con pendientes pronunciadas. Sin embargo, fue a partir de los mapas generados con la extracción de los atributos de *envolvente* y *amplitud rms* con los que se identificaron las regiones dentro de los propios bancos carbonatados con mejores cualidades de roca almacén. Es decir, las regiones donde se presentaron las mayores anomalías de amplitud. Curiosamente, se observó una coincidencia entre las anomalías de amplitud más pronunciadas y los principales altos estructurales. Esta condición es considerada en la industria petrolera como un indicador directo de hidrocarburos (DHI, por sus siglas en inglés).

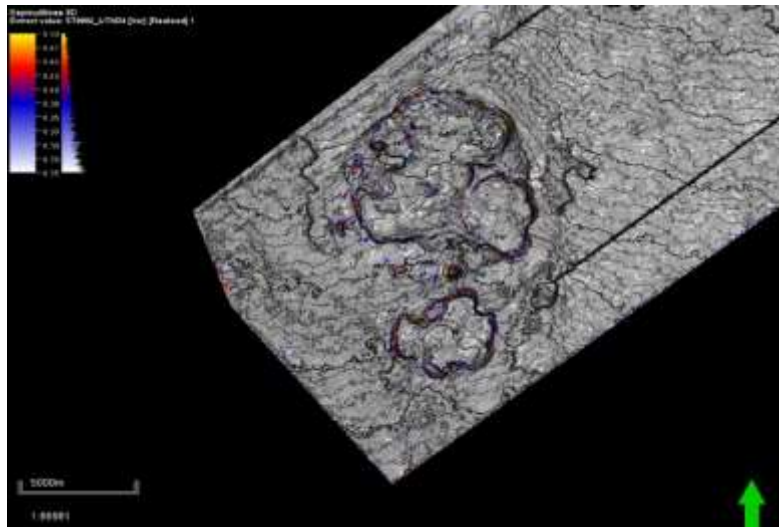


Figura 5.4- Mapa obtenido tras extraer el atributo de *varianza* con una ventana de muestro 20 ms centrada en la cima de las calizas espiculíticas

Al conjuntar los resultados de los distintos mapas generados fue posible delimitar las regiones con mejores cualidades, y, por ende, de mayor interés. Esto, a su vez, derivó en la definición de dos prospectos. Como se puede observar en la Figura 5.5, al que se denominó como *Prospecto 1*, presenta las anomalías de amplitud de mayor magnitud y se encuentra hacia el sureste del volumen sísmico. Por su parte, el *Prospecto 2* tiene una extensión considerablemente superior, pero con anomalías de amplitud menos destacadas. Y, por la interpretación que se hizo de las anomalías, su intensidad está directamente relacionada con la aptitud de la roca para fungir como almacén de hidrocarburos.

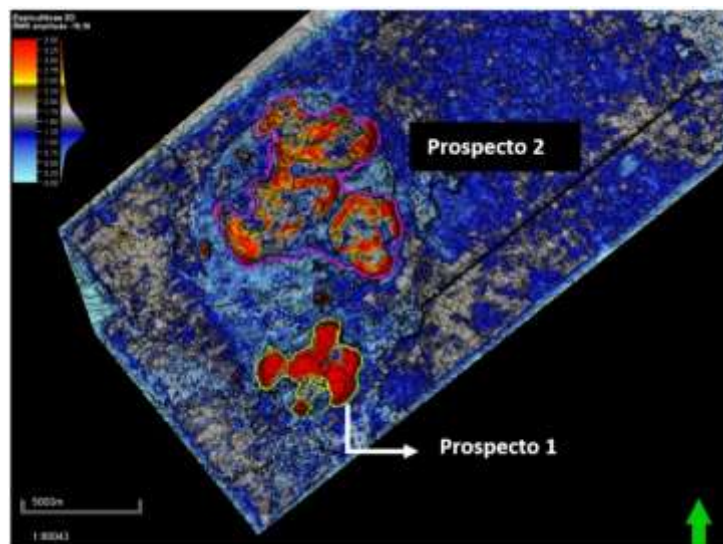


Figura 5.5- Delimitación del *Prospecto 1* en color verde, y del *Prospecto 2* en color rosa, dentro del mapa generado al extraer el atributo de *amplitud rms* con una ventana de muestreo de 20 ms centrada en la cima de las calizas espiculíticas



Por otro lado, para estimar el volumen de hidrocarburos en sitio que los prospectos podían albergar, así como el recurso prospectivo, fue necesario valerse de los resultados obtenidos durante la evaluación petrofísica de los pozos estudiados (ver Tabla 5.1). En particular, los valores de porosidad efectiva, saturación de agua, y espesor neto (calculado a partir de un valor de corte de porosidad efectiva de 5% y contenido de arcilla menor al 40%). Todos ellos involucrados en el cálculo volumétrico

	<b>Pozo 7128/4-1</b>	<b>Pozo 7128/6-1</b>	<b>Pozo 7229/11-1</b>
<i>Volumen de arcillas</i>	9.6%	8%	11.3%
<i>Porosidad efectiva</i>	13.2%	10.1%	1.6%
<i>Saturación de agua</i>	81.3%	99.1%	91%
<i>Espesor bruto (m)</i>	88 m	69 m	64 m
<i>Neto/bruto (%)</i>	89.7%	99.6%	0%
<i>Espesor neto</i>	79 m	68.7 m	0

Tabla 5.1

No obstante, para tener un panorama más amplio sobre el volumen de hidrocarburos en sitio y del recurso prospectivo, se previeron tres escenarios. Uno optimista, uno pesimista, y el más probable (de acuerdo a una distribución de probabilidad normal logarítmica). Para poder hacerlo, se tuvo que hacer una estadística (con una alta incertidumbre debido al reducido número de muestras a las que se tuvo acceso) de los valores obtenidos de los parámetros petrofísicos en los distintos pozos. Y, además, hubo que delimitar el área mínima y el área máxima en donde se espera hallar hidrocarburos atrapados con base en las anomalías observadas durante la extracción de atributos. Las áreas mínimas y máximas de cada prospecto se pueden apreciar en la Figura 5.6, y sus áreas están desplegadas en la Tabla 5.2.

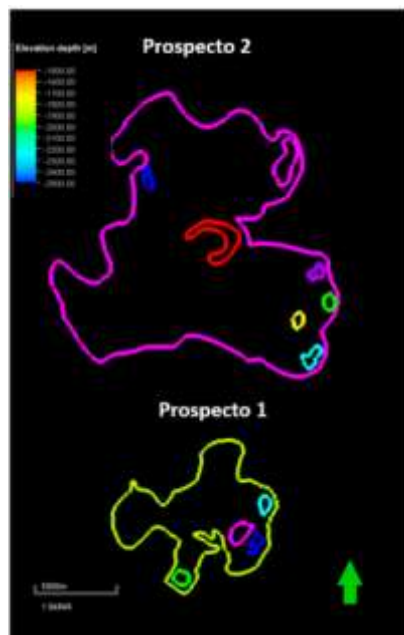


Figura 5.6- Áreas mínimas y máximas de cada prospecto

	<b>Prospecto 1</b>	<b>Prospecto 2</b>
<b>Área mínima</b>	0.49 km <sup>2</sup>	1.59 km <sup>2</sup>
<b>Área máxima</b>	8.74 km <sup>2</sup>	34.86 km <sup>2</sup>

Tabla 5.2

Con base en lo anterior, fue posible hacer las estimaciones para los tres escenarios previstos. En la Tabla 5.3 se muestran los resultados obtenidos para cada prospecto, recordando que para el cálculo del recurso prospectivo se propuso un factor de recuperación del 15%.

	Prospecto 1			Prospecto 2		
	Máximo	Más probable	Mínimo	Máximo	Más probable	Mínimo
<b>OOIP</b>	234,972,763	<b>20,203,386</b>	1,737,124	937,202,576	<b>67,928,069</b>	4,923,399
<b>Recurso prospectivo</b>	35,245,914	<b>3,030,508</b>	260,569	140,580,386	<b>10,189,210</b>	738,510

Tabla 5.3- Evaluación volumétrica de ambos prospectos considerando tres escenarios distintos.

Evidentemente, el *Prospecto 2* se muestra mucho más atractivo que el *Prospecto 1*, pues, su recurso prospectivo es de al menos del triple en cada uno de los escenarios previstos. Sin embargo, este no es el único criterio que debe tomarse en cuenta. Por la incertidumbre inherente a cada uno de los factores que componen al sistema petrolero propuesto, fue indispensable evaluar la probabilidad de éxito geológico de cada prospecto.

Para hacerlo, se analizó el grado de certidumbre que se tenía sobre la evidencia que sustentó a cada uno de los factores. Con base en ello, se comenzó por calificar cualitativamente la posibilidad de ocurrencia de cada factor para, posteriormente, asignarles un valor de probabilidad (ver Tabla 5.4). Por supuesto, la única diferencia entre la evaluación de ambos prospectos radicó en la probabilidad de ocurrencia asignada a la roca almacén. Ya que, con la extracción de atributos sísmicos, se evidenciaron mejores cualidades dentro del *Prospecto 1*.

	Roca Generadora	Roca Almacén		Trampa	Elementos dinámicos	Probabilidad de éxito geológico	
Eval. Cualitativa	<i>favorable</i>	<i>favorable</i>		<i>favorable</i>	<i>alentador</i>	Prospecto 1	Prospecto 2
Prob. de ocurrencia	0.8	Prospecto 1	Prospecto 2	0.85	0.7	0.40	0.36
		0.85	0.75				

Tabla 5.4

Así, con base en sus respectivas probabilidades de éxito geológico, se determinó que la perforación del *Prospecto 1* conllevaría menos riesgo que la del *Prospecto 2*. Pues, de acuerdo a la categorización general del riesgo geológico propuesta por Otis y Schneidermann (1997), el riesgo que se asumiría al perforar un pozo dentro del *Prospecto 1* sería moderado, mientras que el del *Prospecto 2*, estaría entre moderado y alto.

## 6. Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1 Consideraciones finales

Analizando la forma en que se desarrolló este trabajo, es innegable que las manifestaciones de hidrocarburos provenientes de la unidad de calizas espiculíticas del Pérmico Superior, registradas en los reportes de pozo estudiados, son la piedra angular sobre la que descansa todo lo propuesto a lo largo de este escrito. Fue con base en esta evidencia que se planteó la posibilidad de que la unidad de calizas espiculíticas pudiera tener, en algunas regiones del área de estudio, las condiciones necesarias para albergar volúmenes significativos de hidrocarburos.

Esto derivó en la búsqueda de los elementos para proponer un sistema petrolero completo que pudiera sustentar dicha posibilidad. Y, a través del análisis e interpretación de los registros de pozo y de los datos sísmicos, el resto del trabajo se basó primordialmente en buscar y evaluar las regiones en donde la unidad de calizas espiculíticas pudiera tener la mayor probabilidad de almacenar hidrocarburos.

Por supuesto que, para llegar a la identificación y evaluación final de los prospectos, fue necesario conjuntar los resultados e interpretaciones de diferentes elementos, y en muchas ocasiones, obtenidos a través de distintos métodos. Por tal motivo, de este trabajo se concluye que el contar con una buena base de información permite tener cierta soltura en el desarrollo de distintos temas, así como en la aplicación de metodologías y herramientas. Esto se vio reflejado en los resultados obtenidos, los cuales fueron acordes a los observados en la industria en lo referente a la evaluación de prospectos y a la evaluación volumétrica. Sin embargo, para este caso, se obviaron algunos aspectos y se simplificaron otros que sería recomendable que fueran considerados por quien quisiera profundizar o extender el trabajo aquí desarrollado.

Por ejemplo, no se determinó con precisión el tipo de hidrocarburos que se espera encontrar. Esto impactó directamente en la incertidumbre de la estimación volumétrica de hidrocarburos en sitio, concretamente, para elegir el factor más acertado de  $B_{oi}$  con el cual realizar el cálculo. Además, en la industria, el cálculo volumétrico se realiza por separado para gas y para aceite.

De la misma manera, un factor que no se consideró, por simplicidad, fue el contacto agua-aceite dentro de los prospectos. De haberlo determinado, habría permitido calcular con mayor certeza el espesor neto, y, consecuentemente, se hubiera realizado una mejor estimación volumétrica de los hidrocarburos en sitio.

Por lo tanto, para complementar lo anterior, sería aconsejable que se realizarán evaluaciones geoquímicas sobre núcleos extraídos hacia el norte del área de estudio, donde se ha propuesto que se originaron los hidrocarburos supuestamente entrampados dentro de los prospectos identificados. Además, sería recomendable que se realizara la extracción de otro tipo de atributos sísmicos que permitieran llevar a cabo una evaluación más completa de los prospectos, como la posición del contacto agua-aceite. Pues, para este trabajo, únicamente se extrajeron los más indispensables. Se debe recordar que, como se mencionó desde un inicio, este trabajo siguió un flujo de trabajo generalizado de aquel que se acostumbra en la industria petrolera.

Por otra parte, hubo ciertas limitaciones inherentes a los datos con los que se trabajó, y que deben tratar de compensarse en un futuro si se desea reducir la incertidumbre de los resultados. Un ejemplo de ello fueron algunas velocidades de intervalo carentes de sentido físico que formaban parte de los resultados de los tiros de verificación sísmica de los pozos. Lo cual no permitió una calibración certera de los sismogramas sintéticos.

Sin embargo, una limitante de este trabajo fue el número de pozos tan reducido a los que se tuvo acceso, sobre todo porque se encontraban en los extremos del área de estudio. Esto, indudablemente, también repercutió al calibrar la sísmica con los registros de pozo, pues de haber contado con al menos un pozo más en el centro del área de estudio, se hubiera tenido un mejor control sobre la posición de los marcadores estratigráficos dentro de la sísmica.

Además, una población de solo tres pozos para llevar a cabo la estadística de los parámetros físicos requerida para la estimación volumétrica fue insuficiente, no obstante, valiosa. Por tal motivo, es altamente recomendable buscar el acceso a más información de pozo dentro de las inmediaciones del área, así como implementar la que se extraiga del pozo que se propuso perforar dentro del *Prospecto 1* si es que se pretende continuar con la exploración en el área.

Aun así, se obtuvieron resultados favorables, pues se lograron identificar un par de prospectos con un potencial considerable y un riesgo aceptable. Todo a partir de conjuntar los resultados de levantamientos sísmicos e información de pozos que fueron adquiridos de forma independiente y aislada por distintas compañías en el pasado. Y eso es precisamente lo que vuelve relevante al presente trabajo. Ya que al contar con más elementos que permitan hacer interpretaciones y suposiciones más acertadas, es válido pensar que, como lo han demostrado algunos pozos productores recientemente perforados dentro del mar de Barents, se pueden obtener resultados positivos en áreas anteriormente exploradas con resultados poco favorables.

Quedan pendientes también, para otros estudios a mayor profundidad que pudieran ser la extensión de esta tesis, la aplicación del factor volumétrico y la evaluación económica de los prospectos identificados

## **6.2 Estrategia Exploratoria recomendada**

A partir de los resultados e interpretaciones de las distintas evaluaciones llevadas a cabo a lo largo de este trabajo, se tienen elementos suficientes para plantear una estrategia exploratoria en las inmediaciones del área estudiada.

En primera instancia, se propone perforar un pozo exploratorio en la región oriental del *Prospecto 1* por ser el que conlleva un menor riesgo. Particularmente, la propuesta es que se perfore dentro de una de una de las zonas que se delimitaron como parte del *área mínima* del prospecto (ver Figura 6.1). Pues, fue ahí donde se registraron las mayores anomalías de amplitud al realizar la extracción de atributos sísmicos, mismas que fueron interpretadas como las regiones con mejores cualidades para almacenar hidrocarburos.

Sin embargo, de todo lo que abarca el *área mínima*, la ubicación específica propuesta para perforar un pozo exploratorio se eligió por ser la posición más elevada sobre el banco carbonatado, a una

profundidad de 1903 m. El motivo, naturalmente, es que allí se espera que el espesor de la unidad sea mayor, y, en consecuencia, haya un mayor volumen de hidrocarburos almacenados. Además, otro punto a favor de la posición elegida es que se encuentra dentro de la región de mayor tamaño de todas las que conforman al *área mínima*. Esto significa que allí es donde se encuentra la mayor extensión de roca con altas probabilidades de permitir la acumulación de hidrocarburos.

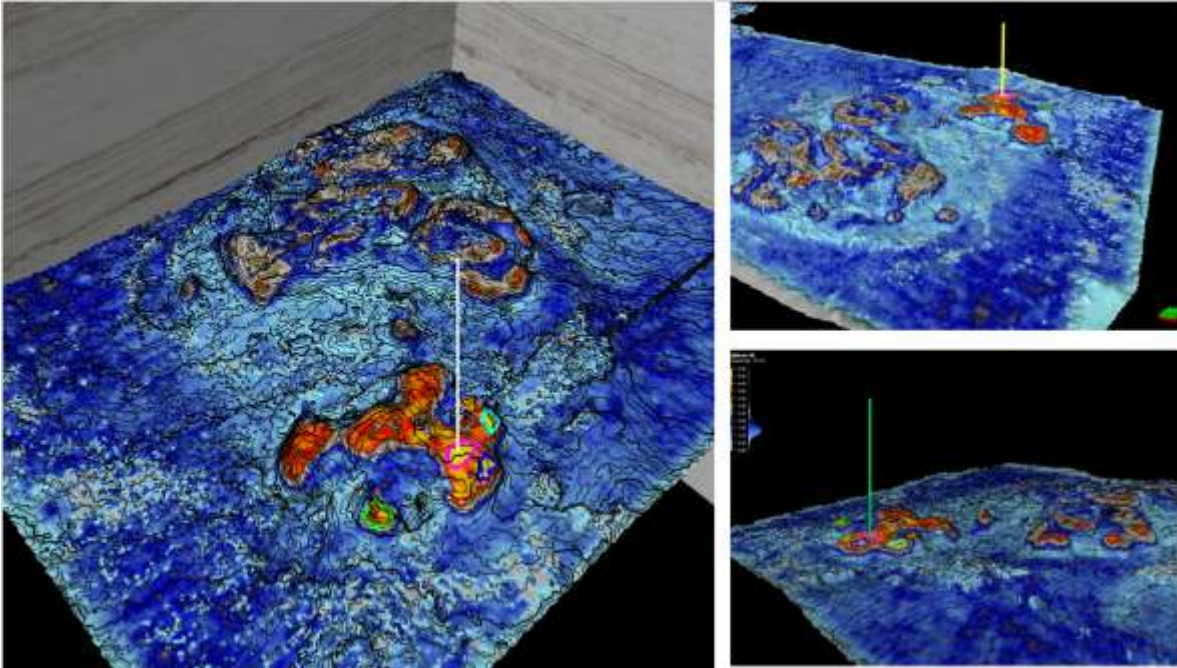


Figura 6.1 – Mapas generados con la extracción del atributo de *amplitud rms*, donde los polígonos de colores e delimitan la denominada *área mínima* del *Prospecto 1*. Las líneas verticales representan al pozo exploratorio que se propone perforar.

Por supuesto, después de perforar el pozo, el siguiente paso debería ser evaluar con detalle los resultados tanto de perforación como de terminación del mismo. Y, en consecuencia, evaluar el potencial y las implicaciones económicas que dichos resultados puedan tener.

En caso de obtener resultados positivos, es decir, que el pozo resulte productor; se propone perforar un pozo delimitador sobre la frontera del *Prospecto 1* al sureste del pozo originalmente propuesto. Pues, debido que la producción del pozo probaría que las anomalías de amplitud sí corresponden a las regiones con capacidad de almacenar hidrocarburos, se tendría que delimitar el área productora hacia el extremo oriental del prospecto, ya que ahí es donde se concentran las principales anomalías.

Así mismo, si el pozo originalmente propuesto resulta productor, también se sugiere que se perfore el *Prospecto 2* siguiendo los mismos criterios que se emplearon para elegir el lugar de perforación del *Prospecto 1*.

Aunque, independientemente de los resultados que arroje la perforación del pozo sugerido, antes de perforar algún otro pozo o llevar a cabo cualquier otra acción, sería recomendable integrar los datos que se extraigan del pozo recién perforado con los que se tuvo desde un inicio. Esto permitiría mejorar las evaluaciones ya hechas, lo que repercutiría en una mejor caracterización de ambos prospectos y en estimaciones con menor incertidumbre. Pues, para la calibración de la sísmica, así como los parámetros petrofísicos empleados para el cálculo volumétrico de hidrocarburos en sitio,

se ocupó información extraída de pozos extremadamente alejados de la zona donde se encuentran los prospectos.

Una vez que se vuelva a evaluar el área con los datos extraídos del pozo propuesto, y, en caso de que éste no resultara productor, se recomienda adquirir un volumen sísmico paralelo al que ya se tiene y que colinde con su extremo oriental. Ya que en esa zona se aprecian algunos otros bancos carbonatados en los mapas generados con la sísmica 2D que podrían ser evaluados con mayor detalle.

## Referencias

- ❖ A/S Norske Shell. (1994). Final Well Report. Well 7229/11-1 (NSEP 94-16).
- ❖ Arroyo, A. (2007). Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. pp.20-21
- ❖ Conoco Norway Inc. (1991). Final Well Report. Well 7128/6-1.
- ❖ Di Lucia, M., Sayago, J., Frijia, G., Cotti, A., Sitta, A., & Mutti, M. (2017). Facies and seismic analysis of the Late Carboniferous–Early Permian Finnmark carbonate platform (southern Norwegian Barents Sea): An assessment of the carbonate factories and depositional geometries. *Marine and Petroleum Geology*, 79, 372-393.
- ❖ Doré, A. G. (1995). Barents Sea geology, petroleum resources and commercial potential. *Arctic*, 207-221.
- ❖ Foley, W. (2001). Petroleum Evaluation Associates [Powerpoint slides].
- ❖ Gabrielsen, R. H., Faereth, R. B., & Jensen, L. N. (1990). Structural Elements of the Norwegian Continental Shelf. Pt. 1. The Barents Sea Region. Norwegian Petroleum Directorate.
- ❖ Boyd, D. (2008). Volumetrics Evaluation [Powerpoint slides]. Oklahoma Geological Survey.
- ❖ Hearst, J. R., & Nelson, P. H. (1985). Well logging for physical properties. Pp. 256
- ❖ Hilchie, D. (1978). Applied Openhole Log Interpretation. Colorado School of Mines. Pp. 1-3
- ❖ Landvik, J. Y., Bondevik, S., Elverhøi, A., Fjeldskaar, W., Mangerud, J. A. N., Salvigsen, O., ... & Vorren, T. O. (1998). The last glacial maximum of Svalbard and the Barents Sea area: ice sheet extent and configuration. *Quaternary Science Reviews*, 17(1), 43-75.
- ❖ Magoon, L. B., & Beaumont, E. A. (1999). Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. Chapter 3: Petroleum Systems. Pp. 5-34
- ❖ Marelllo, L. (2012). Basin architecture and lithospheric structure of the Barents Sea region from geophysical modelling.
- ❖ Martínez, J. (2015). Geomorfología Sísmica en ambientes sedimentarios profundos del Mioceno de la cuenca de Huimanguillo, Estado de Tabasco (tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México. Pp. 3-9
- ❖ Norwegian Petroleum Directorate. "Exploration on the Norwegian Continental Shelf 2016." Resource Report 2016 (2016): 11-24. Norwegian Petroleum Directorate. Norwegian Petroleum Directorate, 5 Apr. 2016. Web. 3 Mar. 2017.
- ❖ Norwegian Petroleum Directorate. "Exploration on the Norwegian Continental Shelf 2016." Undiscovered Resources 2016 (2016): 11-24. Norwegian Petroleum Directorate. Norwegian Petroleum Directorate, 5 Apr. 2016. Web. 5 Mar. 2017.
- ❖ Onajite, E. (2013). Seismic data analysis techniques in hydrocarbon exploration. Elsevier. Pp. 50-58
- ❖ Otis, R. M., & Schneidermann, N. (1997). A process for evaluating exploration prospects. *AAPG bulletin*, 81(7), 1087-1109.

- ❖ Schlumberger. (1989). Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros. MCA Marketing. Pp. 8-11
- ❖ Simm, R., & Bacon, M. (2014). Seismic Amplitude: An interpreter's handbook. Cambridge University Press.
- ❖ Smelror, M., Petrov, O. V., Larssen, G. B., & Werner, S. C. (2009). Geological history of the Barents Sea. Norges Geol. undersøkelse, 1-135
- ❖ Statoil. (1994). Completion report. Well 7128/4-1.
- ❖ Tormodsgard, Y. (2014). Facts 2014. The Norwegian petroleum sector. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Petroleum Directorate.
- ❖ Torsvik, T. H., Carlos, D., Mosar, J., Cocks, L. R. M., & Malme, T. N. (2002). Global reconstructions and North Atlantic paleogeography 440 Ma to recent. BATLAS—Mid Norway plate reconstruction atlas with global and Atlantic perspectives, 18-39.
- ❖ Van Koeverden, J. H., Karlsen, D. A., Schwark, L., Chpitsglouz, A., & Backer-Owe, K. (2010). Oil-Prone Lower Carboniferous Coals In The Norwegian Barents Sea: Implications For A Palaeozoic Petroleum System. *Journal of Petroleum Geology*, 33(2), 155-181.
- ❖ Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data. Society of exploration geophysicists.