



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Caracterización de trampas  
petroleras estratigráficas y  
mixtas utilizando métodos  
sísmicos**

**TESINA**

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

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

Julio César García Ríos

**DIRECTOR DE TESINA**

Ing. Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## RESUMEN

Las trampas petroleras son receptáculos naturales en la corteza terrestre, los cuales cuentan con rocas almacenadora y rocas sellos en una posición que permite la acumulación de hidrocarburos provenientes de una roca generadora. Su origen puede ser tectónico o estratigráfico, también puede ser una combinación de ambos.

Las trampas petroleras estratigráficas son aquellas que son debidas a la variación de la permeabilidad, se formaron en donde la permeabilidad echado arriba forma un lugar adecuado para la acumulación de hidrocarburos; la terminación de la permeabilidad puede ser brusca o gradual.

En caso de que la formación de la trampa tenga un componente estratigráfico y uno estructural, se trata de una trampa petrolera mixta, donde un elemento estratigráfico originó el borde de permeabilidad de la roca de yacimiento y un elemento estructural provocó una deformación, que en combinación con el elemento estratigráfico completa la porción rocosa de la trampa.

Con la exploración sísmica es posible encontrar cualquier tipo de trampa petrolera, tanto en el continente como en el mar, debido a que se cuentan con métodos de adquisición y procesamiento de sísmica de reflexión, que permiten realizar la interpretación con alto nivel de certeza, definiendo tanto sus características geométricas como su tamaño.

Las trampas estratigráficas son generalmente subsísmicas, son delgadas y generalmente conformes a la geometría de las rocas que la rodean, son invisibles en los datos sísmicos tradicionales, por lo que se requiere un procesamiento específico de los datos, lo que se

logra al aplicar los atributos sísmicos, que hacen que se resalten las características específicas de los datos, que proporcionan información de mayor detalle para el hallazgo de una trampa petrolera estratigráfica o mixta. En el caso de las trampas petroleras mixtas, se tiene la ventaja de que tienen un elemento estructural que hace que sean más fáciles de descubrir que una trampa petrolera estratigráfica.

La interpretación de los datos sísmicos en la exploración de trampas petroleras inicia con marcar horizontes reflectantes, identificar el estilo estructural, interpretar la historia geológica y obtener conclusiones de los datos sísmicos de reflexión a partir de la sismoestratigrafía, análisis de secuencias sísmicas, análisis de facies sísmicas y el análisis del carácter de la reflexión.

La estratigrafía de secuencias en la exploración de trampas estratigráficas y mixtas resulta ser esencial, debido a que con ella se puede interpretar facies y geometría de los depósitos sedimentarios. Esta se apoya de los cambios globales en el nivel del mar, que ocasionan diferentes arreglos y geometrías de las secuencias de areniscas, lutitas, carbonatos y sal.

Un atributo sísmico es una medición derivada de los datos sísmicos, basados en mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Sirven para obtener el máximo de información de los datos sísmicos, y con ellos se pueden predecir patrones de fracturamiento, fallas, cambios de facies, intervalos con presencia de fluidos de interés. Los atributos sísmicos basados en tiempo se relacionan a la estructura, mientras que los que se basan en amplitud se relacionan a la estratigrafía y caracterización de yacimientos. Los atributos sísmicos basados en frecuencia se relacionan a la estratigrafía y caracterización

de yacimientos. Los atributos sísmicos de atenuación sirven para determinar la velocidad de apilamiento.

Las trampas petroleras del Campo Cinco Presidentes en secuencias turbidíticas del Mioceno Medio y Superior, son mixtas; están constituidas por una serie de bloques fallados producto de la tectónica salina que predomina en toda el área. También se pueden encontrar trampas petroleras estratigráficas, en lentes de arena en forma de canales y lóbulos. La geometría de las trampas se definió originalmente por medio de la interpretación sísmica, y posteriormente se utilizaron registros geofísicos de los pozos perforados.

La estructura que conforma al yacimiento del Campo Yaxché, está representada por una trampa mixta constituida por una secuencia de areniscas, donde la parte estructural corresponde con un anticlinal segmentado de bajo relieve, limitado hacia el sur por una falla normal, en el norte por una intrusión salina, al oriente y occidente por fallas normales. Con la aplicación de atributos sísmicos en algunos horizontes, se pueden interpretar con mayor detalle las fallas que limitan al campo y los límites del abanico submarino con canales amalgamados y lóbulos que se encuentran relativamente aislados e inmersos dentro de extensos sistemas sedimentarios donde predominan sedimentos finos.

## ABSTRACT

The oil traps are natural receptacles in the Earth crust, which have reservoir rocks and cap rocks in a position that allows the accumulation of hydrocarbons coming from a source rock. Their origin can be tectonic or stratigraphic, also can be a combination of both.

The stratigraphic oil traps are those that are due to the variation of the permeability, were formed where the permeability slope up form a suitable place for the accumulations of hydrocarbons; the end of permeability can be abrupt or gradual.

In case the formation of the traps has a stratigraphic component and a structural component, it is a combination oil trap, where a stratigraphic element caused the permeability edge of the rock of deposit and a structural element caused a deformation, that in combination with the stratigraphic element complete the rocky portion of the trap.

With the seismic exploration, it is possible to find any type of oil trap, both on the mainline and at sea, due to the acquisition methods and reflection seismic processing, which allow interpretation with a high degree of certainty, defining both its geometric characteristics and its size.

The stratigraphic traps are generally sub seismic, are thin and generally conforming to the geometry of the surrounding rocks, they are invisible in traditional seismic data, for which a specific processing of the data is required, which is achieved by applying the seismic attributes, that highlight specific characteristics of the data, which provide more detail information for the find of a stratigraphic oil trap or a combination oil trap. In the combination oil trap case, there is the advantage that they have a structural element that makes them easier to discover than a stratigraphic oil trap.

The exploration of the seismic data in the oil traps exploration begins with marking reflective horizons, identifying the structural style, interpreting the geologic history and getting conclusions of the reflection seismic data from the seismic stratigraphy, analysis of seismic sequences, analysis of seismic facies and the analysis of the character of the reflection.

The sequence stratigraphy in the stratigraphy and combination traps exploration turns out to be essential, because it can be interpreted because with it you can interpret facies and the geometry of the sedimentary deposits. This is based in the global changes of the sea level, that cause different arrangements and geometries of the sequences of sandstones, shales, carbonates and salt.

A seismic attribute is a measurement derived from de seismic data, based on measurements of time, amplitude, frequency and attenuation. They serve to obtain the maximum information of the seismic data, and with them can be predicted fracturing patterns, faults, facies changes, intervals with presence of fluids of interest. The seismic attributes based on time are related with structures, while those based on amplitude are related to the stratigraphy and the characterization of the reservoir. The seismic attributes based on frequency are related to the stratigraphy and the characterization of the reservoir. The seismic attributes based on attenuation serve to determine the stacking velocity.

The oil traps from Campo Cinco Presidentes in turbiditic sequences of the Middle and Upper Miocene, are combination traps; are constituted by a series of failed blocks product of the salt tectonics that predominates in the whole area. Also, can be find stratigraphic oil traps, in sand lenses in the form of canals and lobes. The geometry of the traps was originally

defined by means of seismic exploration, and subsequently well logs of the drilled wells where used.

The structure that conforms the reservoir from the Campo Yaxché, is represented by a combination trap consisting of a sequence of sandstones, where the structural part corresponds to a segmented anticline of low relief, bounded to the south by a normal fault, in the north by a saline intrusion, to the east and west by normal faults. With the application of seismic attributes on some horizons, the faults that bounded the field can be interpreted in more detail and the limits of the submarine fan with amalgamated channels and lobes that are relatively isolated and immersed within extensive sedimentary systems where fine sediments predominate.

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. 1: Energía primaria total suministrada en el mundo (tomado de IEA estadísticas, 2012). ...1  | 1  |
| Figura 1. 2: La energía consumida a nivel mundial en la industria en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014). .....3   | 3  |
| Figura 1. 3: La energía consumida a nivel mundial en el transporte en 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014). .....4   | 4  |
| Figura 1. 4: La energía consumida en otros usos a nivel mundial en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014). .....5   | 5  |
| Figura 1. 5: La energía consumida a nivel mundial que no tiene un uso energético en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014). .....6  | 6  |
| Figura 1. 6: Migración y formación de una chapopotera (Modificado de USGS, 2011). .....8   | 8  |
| Figura 1. 7: Geometría sísmica (Modificada de Conaway, 1999). .....9   | 9  |
| Figura 1. 8: Reflexiones múltiples que definen estructura (tomada de Conaway, 1999). .....10   | 10 |
| Figura 1. 9: Exploración sísmica en tierra y costa afuera (Energistyreslsen, 2010). .....11  | 11 |
|  |    |
| Figura 2. 1: Movimiento hacia arriba de las gotas de petróleo debido a la sobrecarga (Conaway, 1999). .....22  | 22 |
| Figura 2. 2: Camino tortuoso hacia arriba de gotas de petróleo (Conaway, 1999). .....23  | 23 |
| Figura 2. 3: Movimiento horizontal y vertical del hidrocarburo en una trampa (Conaway, 1999). ....23   | 23 |
| Figura 2. 4: Cierre estructural y práctico de una trampa petrolera (Guillemont, 1982). .....27   | 27 |
| Figura 2. 5: Cierre estructural por falla en una trampa petrolera (Guillemont, 1982). .....27  | 27 |
| Figura 2. 6: Cierre estructural por acuñamiento en una trampa petrolera (Guillemont, 1982). .....28  | 28 |
| Figura 2. 7: Trampa anticlinal que constituye un yacimiento petrolero (Citizendium, 2010). .....35   | 35 |
| Figura 2. 8: Domo salino con un yacimiento petrolero .....36   | 36 |
| Figura 2. 9: Trampa por falla inversa que forma un yacimiento petrolero .....36  | 36 |
| Figura 2. 10: Del lado derecho se tiene una aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa y del lado izquierdo, se tiene caliza recifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas (Modificada de Guillemont, 1982). .....38 | 38 |
| Figura 2. 11: Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñamiento de arenas (Modificado de Cabrera, 2008). .....39   | 39 |
| Figura 2. 12: Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular .....40   | 40 |
| Figura 2. 13: Trampa causada por disolución de carbonatos por aguas subterráneas .....42   | 42 |
| Figura 2. 14: Cierre por un tapón sólido de hidrocarburos que constituye una trampa petrolera por truncamiento y sello. Se encuentra en el borde sudoeste del campo Midway de California (Landes, 1977). .....44                               | 44 |
| Figura 2. 15: Esquema con características de las trampas mixtas (tomada Petroleum Geology AES, 2017). .....72  | 72 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 3. 1: Campo East Texas, como ejemplo representativo de trampas estratigráficas (tomada de Landes, 1977). .....  | 48 |
| Figura 3. 2: Sistemas fluviales con depósitos de barras arenosas.....  | 53 |
| Figura 3. 3: Lóbulos de canales fluviales y barras arenosas transgresivas .....  | 53 |
| Figura 3. 4: Corte esquemático a través de un arrecife actual (tomada de Guillemont. 1982). .....  | 59 |
| Figura 3. 5: Diagrama que muestra detalles de las distintas partes constituyentes de un arrecife en crecimiento (tomada de Cabrera, 2008). .....   | 60 |
| Figura 3. 6: Migración de los arrecifes: a) Arrecife transgresivo. b) Arrecife regresivo. (Tomada de Guillemont, 1982).....  | 61 |
| Figura 3. 7: Sección sísmica de la Plataforma de Tuxpan (Tomada de Cabrera, 2008). .....   | 63 |
| Figura 3. 8: Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñamiento de areniscas (Modificado de Cabrera, 2008). .....   | 67 |
| Figura 3. 9: Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular.....   | 68 |
| Figura 3. 10: Trampa paleogeomórfica, formada por arenas porosas de canal (Modificada de Petroleum traps, 2015). .....   | 70 |
| Figura 3. 11 rampa hidrodinámica donde se observan los contactos inclinados entre los hidrocarburos y el agua Petroleum traps (2015). Se puede observar que debido a que el aceite es de mayor densidad está más inclinado que el gas que es menos denso. ....   | 73 |
|  |    |
| Figura 4. 1 : Imagen del subsuelo a la izquierda en 2D y a la derecha en 3D, con datos de reflexión sísmica (Tomada de Knut, 2010). .....  | 76 |
| Figura 4. 2 : Un punto brillante en una grabación sísmica. Un punto brillante es un evento de una alta amplitud sísmica, en el panel izquierdo, el punto brillante se muestra en el centro como una reflexión negra de amplitudes positivas. En el panel derecho. El mismo punto brillante se muestra como un atributo sísmico, en un color rosa y rojo (Tomada de Caldwell, et al, 1997). ..... | 80 |
| Figura 4. 3: Imagen de una trampa estratigráfica en una formación de canal, la Formación Flounder, en la Cuenca Gippsland, a poca distancia de la costa de Australia. Obsérvese el patrón de sigmoideo, los eventos sísmicos truncados (flecha) indicativos de una discordancia, y los cambios de amplitud de una traza a otra (entre los chevrons).....   | 81 |
| Figura 4. 4: Tipos de configuraciones de reflexiones (Godinez, 2016). .....  | 83 |
| Figura 4. 5: Tipos de clinofomas y configuraciones del tipo caótico y hummocky (Tomada de Godinez, 2016). .....  | 84 |
| Figura 4. 6: En la imagen superior se muestra un truncamiento erosional, en la imagen inferior se marca la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas, para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007). .....  | 85 |
| Figura 4. 7: En la imagen superior se observa una discordancia “Top Lap”, donde se ve claramente que la capa que subyace muestra una sedimentación inclinada de capas. En la imagen inferior se muestra la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007). .....                       | 86 |
| Figura 4. 8: En la imagen superior se observa una configuración “Onlap”, y cómo los elementos más jóvenes son progresivamente superados. En la imagen inferior se muestra la interpretación  |    |

de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007). .....87

Figura 4. 9: En la imagen superior se observa una configuración “Downlap”, y cómo los elementos más jóvenes son inclinados y colindantes a la discordancia, por lo que el aporte de sedimentos se daba de la parte superior derecha y descendían hacia la izquierda. En la imagen inferior se muestra la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007). .....88

Figura 4. 10: Sonrisas de migración, que se pueden observar en la parte inferior de la sección migrada en tiempo (Tomada de Veeken, 2007). .....89

Figura 4. 11: Plano de falla no reflectivo, con claras terminaciones de reflexión ligadas a fallas. Hay un espaciamiento regular para la falla, que indica un patrón de esfuerzo uniforme y continuidad lateral en las capas. La parte más profunda de la sección es caótica y caracterizada por reflexiones discontinuas (Tomada de (Tomada de Veeken, 2007). .....90

Figura 4. 12: Plano de falla lístrico parcialmente reflectante, con una fuerte rotación e inclinación de los sedimentos de las paredes colgantes con respecto a depósitos sub-paralelos. Se debe notar que la inmersión oblicua de las reflexiones está tectónicamente inducida y no deben de ser confundidas con pendientes de sedimentación. El criterio para discriminar entre los dos distintos orígenes es el carácter bastante uniforme y regular de la variación del espesor lateral de las capas y la presencia del plano de falla curvo (Tomada de Veeken, 2007). .....91

Figura 4. 13: Contacto de fluido en un yacimiento que coincide con un contraste de velocidad/densidad que es suficiente para generar una reflexión sísmica. La anomalía de amplitud corresponde a un punto brillante. El lugar plano es el resultado de un cambio en el relleno de poro, este corresponde a la interface gas/agua (Tomada de Veeken, 2007).....92

Figura 4. 14: Secuencia depositacional completa, una secuencia completa comienza en un límite de secuencia y termina en el próximo límite de secuencia. Consta de cuatro sistemas, de abajo hacia arriba. Aunque los cuatro systems tract estarán presentes en la cuenca sedimentaria, no todos van a estar presentes en cualquier punto dado. TST y HST pueden ser delgados, ausentes o son difíciles de distinguir en áreas depositacionales de baja pendiente (Tomada de Holland, 2008).....93

Figura 4. 15 : Una sección sísmica interpretada que muestra el intervalo arenoso en amarillo, predicho usando estratigrafía de secuencias, la línea vertical remarcada muestra la localización del pozo (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993). .....95

Figura 4. 16 : Componentes de secuencia en orden de sedimentación, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).....99

Figura 4. 17 : Secuencias simuladas usando la técnica de Bowman, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).....100

Figura 4. 18: Componentes de secuencias, sus respuestas a registros y los factores de reflexión predichos y observados, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993). .....102

Figura 4. 19 : Comparación entre promedio de amplitud absoluta (a) y energía (b), en una porción de horizonte en el mismo nivel estratigráfico. En la cual los depósitos de canal/dique son más fácilmente detectados por el volumen de energía que por el de amplitud, (Tomada de Knut, 2010). .....107

Figura 4. 20 : Volumen interpretado de sísmica 3D, mostrando un complejo canal de abanico con un borde de llanura de inundación, (Tomada de Knut, 2010). .....107

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4. 21 : En la imagen de la izquierda se muestra, una fuerte anomalía de amplitud suave (columna de aceite) en la cima del yacimiento corresponde a un claro evento plano dentro del yacimiento. En la imagen de la derecha, la sección muestra un cuerpo acústicamente suave (columna de gas) dentro del yacimiento con una marcada, base plana (Tomada de Knut, 2010). | 109 |
| Figura 4. 22: Atributo de energía variando el tamaño de las ventanas de análisis (Campero, 2012).  | 110 |
| Figura 4. 23: Atributo de energía con una ventana de tiempo a 16 ms, apreciándose el canal B y C.(Tomada de Campero, 2012).  | 111 |
| Figura 4. 24: Atributo de energía. a) Corte horizontal a 1824 ms. b) Corte vertical y horizontal. c) Corte vertical (Campero, 2012).   | 111 |
| <br>   |     |
| Figura 5. 1: Trampas estructural y estratigráfica (Tomada de Dolson, 2016).  | 118 |
| Figura 5. 2: Ubicación del Campo Cinco Presidentes (Tomada de PEP, 1999).  | 120 |
| Figura 5. 3: Sección estructural tipo del campo Cinco Presidentes, lo que muestra un intenso fallamiento de tipo normal (Tomada de PEP, 1999).   | 122 |
| Figura 5. 4: Sección sísmica tipo campo Cinco Presidentes, mostrando el fallamiento y la interpretación de la cima de la formación productora (Tomada de PEP, 1999).   | 122 |
| Figura 5. 5: Columna geológica tipo del Campo Cinco Presidentes (Tomada de PEP, 1999).   | 124 |
| Figura 5. 6: Ambiente sedimentario en que se formaron las rocas almacenadoras tipo del campo Cinco presidentes (Tomada de PEMEX, 2014).  | 125 |
| Figura 5. 7: El campo Poza Rica se ubica en la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Tomada de PEP, 1999).  | 126 |
| Figura 5. 8: Ubicación del campo Poza Rica al occidente de la Faja de Oro (Tomada de Cabrera, 2008).   | 127 |
| Figura 5. 9: Configuración estructural de la cima del Albiano-Cenomaniano del Campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).   | 128 |
| Figura 5. 10: Sección del campo Poza Rica se muestra la Formación Tamabra y la Formación Tamaulipas Superior del Albiano-Cenomaniano (Tomado de PEP, 1999).  | 128 |
| Figura 5. 11: Columna Geológica tipo del campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).  | 129 |
| Figura 5. 12: Principales campos productores de La Cuenca de Chicontepec. Se muestra a la derecha la plataforma de Tuxpan, la Provincia Tampico-Misantla, y el frente de la Sierra Madre Orienta, (Tomada de PEP, 1999).   | 132 |
| Figura 5. 13: Sección regional que muestra las areniscas depositadas bajo la discordancia regional del Eoceno Inferior. Las areniscas que forman la trampa tienen una continuidad lateral limitada (Tomada de Cabrera, 2008).  | 134 |
| Figura 5. 14: Columna geológica de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de PEP, 1999).   | 136 |
| Figura 5. 15: Mapa de la localización del pozo Yaxché-101 en aguas territoriales (Tomada de Cabrera, 2008).  | 140 |
| Figura 5. 16: Configuración de las arenas del Mioceno Superior y distribución de las reservas de aceite en el campo Yaxché (Tomada de Cabrera, 2008).  | 141 |
| Figura 5. 17: Campo “Y” en Mioceno Superior (Tomada de PEMEX, 2016).   | 144 |

Figura 5. 18: Mapa de paleoambientes Arena 15 (Tomada de Pemex, 2016).....145

Figura 5. 19: Mapa de paleoambientes Arena 16 (Tomada de Pemex, 2016).....145

Figura 5. 20: Pozos del Campo “Y” 1 y 2, en relación con sus objetivos y en color verde su reserva probada, en amarillo la probable y en naranja la posible (Tomada de PEMEX, 2016).....146

Figura 5. 21; Sección en tiempo ABC, atributo volumen de amplitud (Tomada de PEMEX, 2016).  
.....147

Figura 5. 22: Modelo de velocidades (Tomada de PEMEX, 2016). .....148

Figura 5. 23: Sección ABC en profundidad (Tomada de PEMEX, 2016).....149

Figura 5. 24: Envolvente de amplitud en un horizonte del Campo “Y” (Arena 16), (Tomada de PEMEX,2016). .....150

Figura 5. 25: Envolvente de amplitud más curvatura, en un horizonte del campo “Y” (arena 16), (Tomada de PEMEX, 2016).....151

## ÍNDICE DE TABLAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 2. 1: Partes de una trampa petrolera (Modificado de Cabrera, 2008).....                 | 28  |
| Tabla 5. 1: Columna estratigráfica tipo del Campo Cinco Presidente (Modificada de PEP, 1999)  | 123 |
| Tabla 5. 2: Columna estratigráfica tipo del campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).....        | 130 |
| Tabla 5. 3: Columna estratigráfica tipo Cuenca de Chicontepec (Modificada de PEP, 1999) ..... | 137 |

# ÍNDICE

|   |                    |
|---|--------------------|
| <b>RESUMEN</b> .....                                    | <b><i>i</i></b>    |
| <b>ABSTRACT</b> .....                                   | <b><i>iv</i></b>   |
| <b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....                          | <b><i>vii</i></b>  |
| <b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....                           | <b><i>xii</i></b>  |
| <b>ÍNDICE</b> .....                                     | <b><i>xiii</i></b> |
| <b>1. Introducción</b> .....                            | <b>1</b>           |
| 1.1 Importancia de las trampas petroleras.....          | 12                 |
| 1.2 Objetivo general.....                               | 15                 |
| 1.3 Objetivos particulares.....                         | 16                 |
| 1.4 Metas.....  | 16                 |
| 1.5 Método de trabajo.....                              | 16                 |
| 1.6 Estado del arte.....                                | 17                 |
| <b>2. Trampas petroleras</b> .....                      | <b>21</b>          |
| 2.1 Antecedentes.....                                   | 21                 |
| 2.2 Definición de trampa petrolera.....                 | 26                 |
| 2.3 Clasificaciones de trampas petroleras.....          | 29                 |
| 2.4 Tipos de trampas y características generales.....   | 32                 |
| 2.4.1 Trampas estructurales.....                        | 33                 |
| 2.4.2 Trampas por variación de permeabilidad.....       | 37                 |
| 2.4.2.1 Trampas estratigráficas.....                    | 38                 |
| 2.4.2.2 Variación causada por aguas subterráneas.....   | 40                 |
| 2.4.2.3 Variación causada por truncamiento y sello..... | 43                 |
| 2.4.3 Trampas mixtas.....                               | 44                 |
| 2.4.4 Trampas vacías.....                               | 45                 |
| <b>3 Trampas estratigráficas y mixtas</b> .....         | <b>47</b>          |
| 3.1 Serie detrítica.....                                | 50                 |
| 3.2 Serie carbonatada.....                              | 55                 |
| 3.3 Cambios de facies.....                              | 65                 |

|            |   |            |
|------------|---|------------|
| 3.4        | Acuñaamiento.....   | 67         |
| 3.5        | Discordancias angulares.....  | 68         |
| 3.6        | Discordancias basales (paleogeomórficas).....                               | 70         |
| 3.7        | Trampas mixtas .....  | 70         |
| 3.7.1      | Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad ..... | 71         |
| 3.7.2      | Hidrodinámicas .....  | 72         |
| <b>4.</b>  | <b>Sismoestratigrafía, trampas estratigráficas y mixtas .....</b>           | <b>75</b>  |
| 4.1        | Fundamentos .....   | 75         |
| 4.2        | Sismoestratigrafía .....  | 78         |
| 4.3        | Estratigrafía de secuencias.....  | 94         |
| 4.4        | Atributos Sísmicos.....   | 105        |
| 4.5        | Interpretación sísmica .....  | 112        |
| <b>5.</b>  | <b>Importancia de las trampas estratigráficas y mixtas.....</b>             | <b>117</b> |
| <b>5.1</b> | <b>Ejemplos de trampas estratigráficas y mixtas en México.....</b>          | <b>120</b> |
| 5.1.1      | Activo Cinco Presidentes .....  | 120        |
| 5.1.1.1    | Metodología empleada para realizar el descubrimiento .....                  | 121        |
| 5.1.1.2    | Geología estructural y estratigrafía local.....                             | 121        |
| 5.1.1.3    | Trampas .....   | 124        |
| 5.1.2      | Campo Poza Rica .....   | 126        |
| 5.1.2.1    | Metodología empleada para realizar el descubrimiento .....                  | 127        |
| 5.1.2.2    | Geología estructural y estratigrafía local .....                            | 127        |
| 5.1.2.3    | Trampa .....  | 131        |
| 5.1.3      | Cuenca de Chicontepec .....   | 131        |
| 5.1.3.1    | Metodología empleada para realizar e descubrimiento .....                   | 133        |
| 5.1.3.2    | Geología estructural y estratigrafía local.....                             | 134        |
| 5.1.3.3    | Trampa .....  | 137        |
| 5.1.4      | Campo Yaxché.....   | 139        |
| 5.1.4.1    | Geología estructural y estratigrafía local.....                             | 140        |
| 5.1.4.2    | Trampa .....  | 142        |
| <b>5.2</b> | <b>Análisis de un campo “Y”.....</b>  | <b>142</b> |
| 5.2.1      | Atributo sobre una sección del campo “Y” .....                              | 144        |
| <b>6.</b>  | <b>Conclusiones.....</b>  | <b>153</b> |
|            | <b>Bibliografía.....</b>  | <b>157</b> |

## 1. Introducción

En la actualidad la población mundial demanda diariamente una alta cantidad de energía para satisfacer sus necesidades, por lo que este requerimiento representa una de las mayores preocupaciones para los gobiernos de los países desarrollados y en desarrollo, energía que obtiene de diferentes fuentes (petróleo, gas, carbón, nuclear, geotérmica, hidráulica, entre otras). Con el avance del conocimiento científico y tecnológico se han logrado importantes innovaciones que han permitido tener una mejor calidad de vida al facilitar miles de tareas utilizando las diferentes fuentes de energía, se ha logrado gracias a la producción de grandes volúmenes de carbón, aceite y gas natural en tiempos cada vez más cortos, lo que trae múltiples beneficios. La demanda de energía a nivel mundial ha ido en aumento al tener una sociedad cada vez más industrializada. En la figura 1.1, se puede apreciar el aumento de la energía primaria total suministrada en el mundo del año 1972 al 2012 (dada en Mtep, que son millones de toneladas de petróleo crudo equivalente).

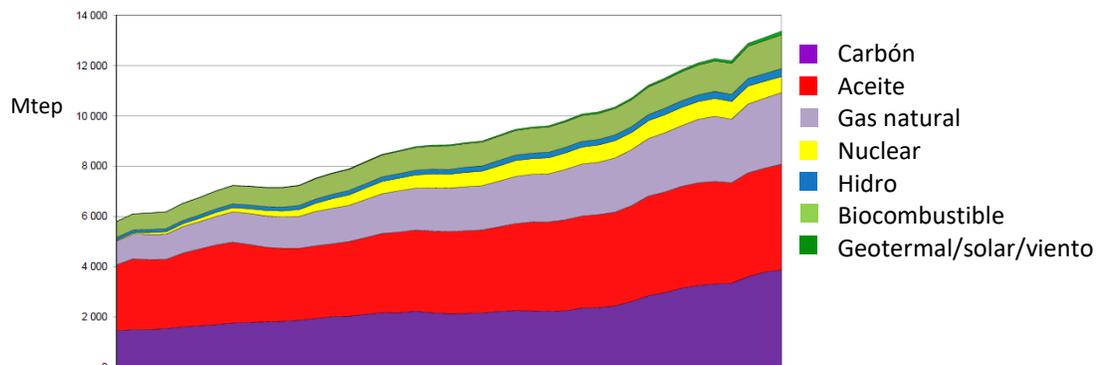


Figura 1. 1: Energía primaria total suministrada en el mundo (tomado de IEA estadísticas, 2012).

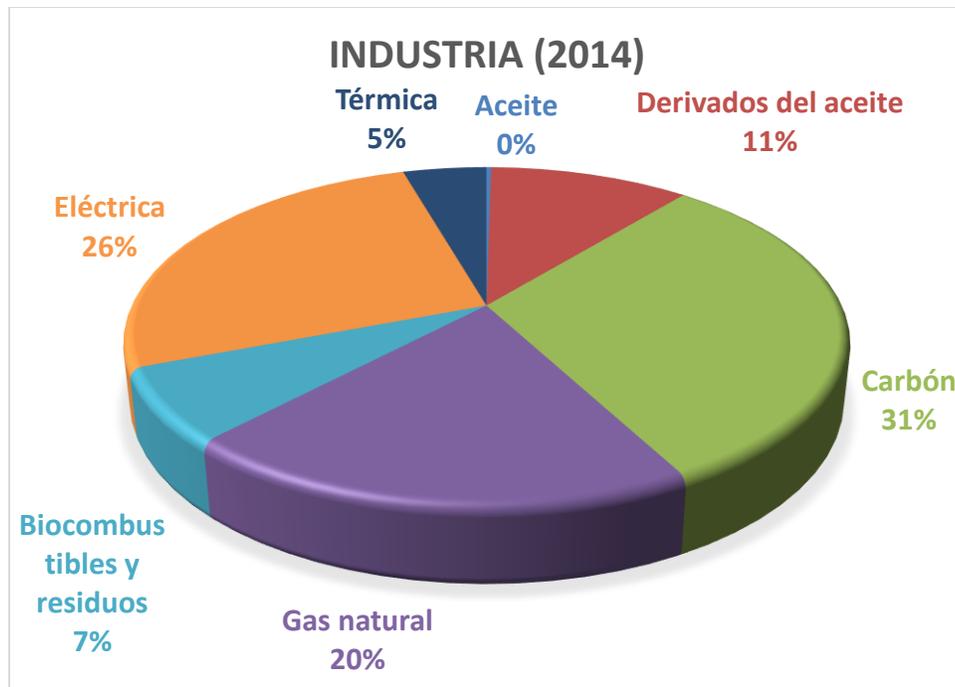
En cuanto a la situación energética a nivel mundial, es importante señalar que aproximadamente un 80% de la que se utiliza proviene del petróleo, carbón y gas natural, energía no renovable que proviene de combustibles fósiles que no son ilimitados y que no se regeneran en un tiempo corto, por lo que este tipo de fuente energética dejará en algún momento de brindarnos los beneficios que hasta ahora ha dado, sin embargo, en el mediano y corto plazo se seguirá dependiendo de este tipo de fuente de energía, por lo que es muy

importante conocer los medios necesarios para poder encontrarlo y así explotarlo responsablemente en beneficio de la humanidad.

Con respecto a las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía 2014 (IEA, International Energy Agency), en el balance mundial se tienen cuatro grandes campos que engloban el consumo final de la energía; estos son:

- ❖ Industria, que engloba hierro y acero, química y petroquímica, metales no ferrosos, minerales no metálicos, transporte de equipo, maquinaria, minas y canteras, comida y tabaco, pasta de papel e impresión, madera y productos de madera, construcción, textil y piel, etc.

En la figura 1.2 obtenida de International Energy Agency 2014, podemos observar una gráfica que ilustra la energía consumida en el año 2014 a nivel mundial por la Industria, en la que podemos observar claramente cuál es la fuente de energía que más se utiliza; se puede ver que en la parte de hidrocarburos, estos ocupan un 31% aproximadamente, esto es casi una tercera parte de energía requerida a nivel mundial en la industria.



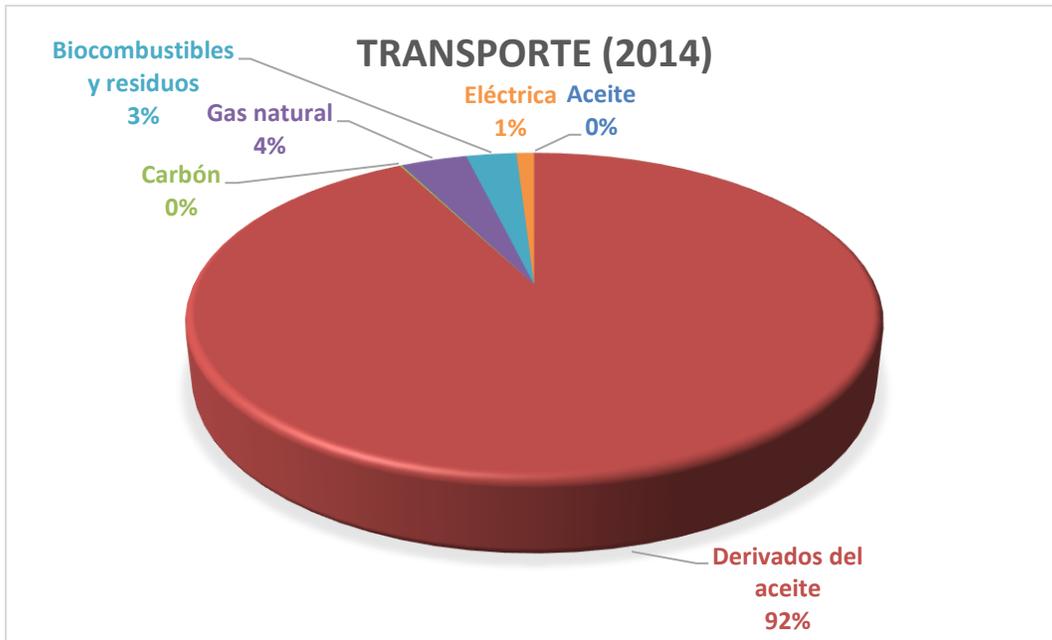
|                                   |                  |
|-----------------------------------|------------------|
| <b>Aceite</b>                     | 7 Mtep           |
| <b>Derivados del aceite</b>       | 295 Mtep         |
| <b>Carbón</b>                     | 858 Mtep         |
| <b>Gas natural</b>                | 549 Mtep         |
| <b>Biocombustibles y residuos</b> | 194 Mtep         |
| <b>Eléctrica</b>                  | 725 Mtep         |
| <b>Térmica</b>                    | 123 Mtep         |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>2751 Mtep</b> |

Figura 1. 2: La energía consumida a nivel mundial en la industria en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014).

- ❖ Transporte, donde se engloban carretera, bunkers de la aviación mundial, aviación doméstica, ferrocarril, transporte por tuberías, bunkers marinos mundiales, navegación doméstica y otros no especificados (transporte).

En la figura 1.3 obtenida de International Energy Agency 2014, podemos observar una gráfica que ilustra la cantidad de energía consumida en el año 2014 a nivel mundial en materia de transporte; donde lo que aportan los hidrocarburos es la más importante, ya que juntos suman un 96% aproximadamente; lo que nos indica que

a nivel mundial en materia de transporte los hidrocarburos juegan un papel muy importante.

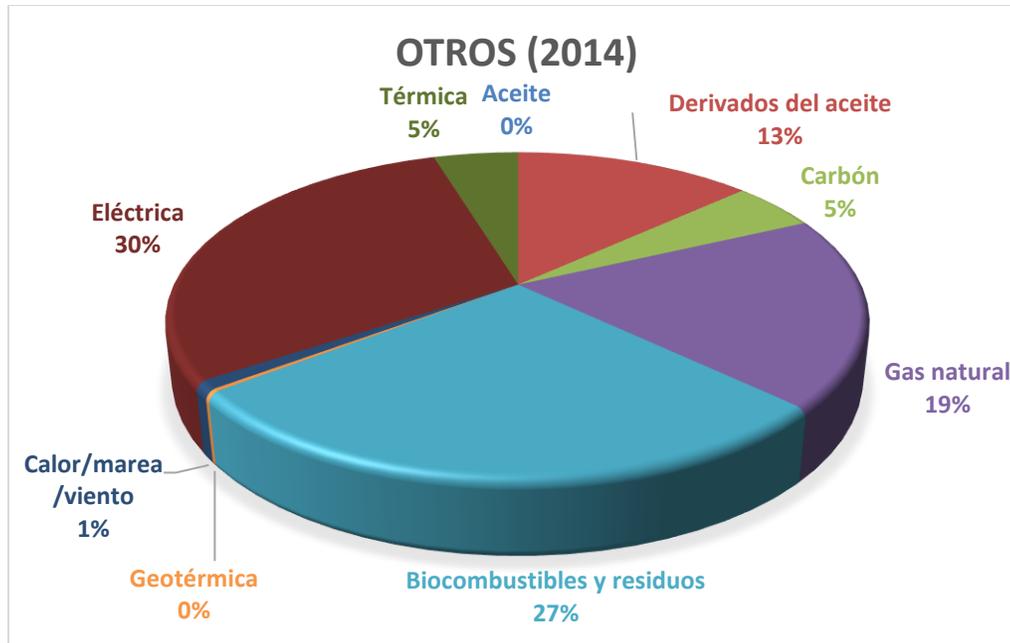


|                                   |                  |
|-----------------------------------|------------------|
| <b>Aceite</b>                     | 0 Mtep           |
| <b>Derivados del aceite</b>       | 2426 Mtep        |
| <b>Carbón</b>                     | 3 Mtep           |
| <b>Gas natural</b>                | 98 Mtep          |
| <b>Biocombustibles y residuos</b> | 74 Mtep          |
| <b>Eléctrica</b>                  | 26 Mtep          |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>2627 Mtep</b> |

Figura 1. 3: La energía consumida a nivel mundial en el transporte en 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014).

- ❖ Otros, que engloba el uso de energía residencial, comercio y servicios públicos, agricultura, forestal, pesca y otros no especificados.

En la Figura 1.4 obtenida de International Energy Agency 2014, podemos observar una gráfica que ilustra la energía consumida en el año 2014 a nivel mundial en materia de otros usos, en la que el rubro de hidrocarburos suman un total de aproximadamente 32%, que corresponden a una tercera parte del total.

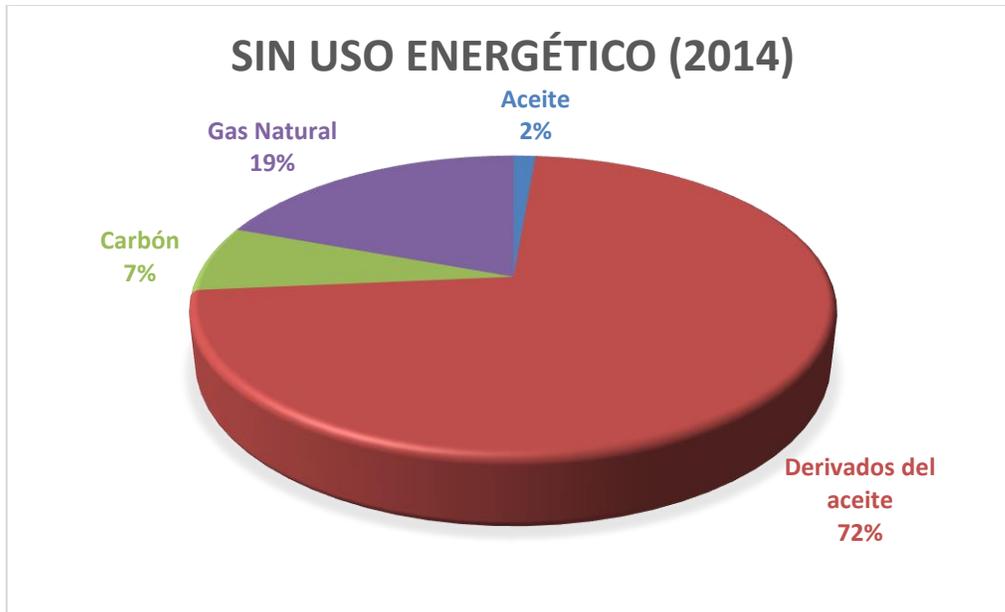


|                                   |                  |
|-----------------------------------|------------------|
| <b>Aceite</b>                     | 0 Mtep           |
| <b>Derivados del aceite</b>       | 425 Mtep         |
| <b>Carbón</b>                     | 155 Mtep         |
| <b>Gas natural</b>                | 613 Mtep         |
| <b>Biocombustibles y residuos</b> | 884 Mtep         |
| <b>Geotérmica</b>                 | 8 Mtep           |
| <b>Calor/marea/viento</b>         | 28 Mtep          |
| <b>Eléctrica</b>                  | 954 Mtep         |
| <b>Térmica</b>                    | 151 Mtep         |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>3218 Mtep</b> |

Figura 1. 4: La energía consumida en otros usos a nivel mundial en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014).

- ❖ Uso no energético, que engloba un uso diferente a la industria, al transporte y a otros no especificados.

En la figura 1.5 obtenida de International Energy Agency 2014, podemos observar una gráfica que ilustra la energía consumida en el año 2014 a nivel mundial en materia de los que no tienen un uso diferente, en la que se puede observar que el uso de hidrocarburos es de aproximadamente un 93%.



|                             |                 |
|-----------------------------|-----------------|
| <b>Aceite</b>               | 11 Mtep         |
| <b>Derivados del aceite</b> | 598 Mtep        |
| <b>Carbón</b>               | 59 Mtep         |
| <b>Gas Natural</b>          | 160 Mtep        |
| <b>TOTAL</b>                | <b>828 Mtep</b> |

Figura 1. 5: La energía consumida a nivel mundial que no tiene un uso energético en el 2014 (Modificado de International Energy Agency, 2014).

Con referencia al consumo de energía a nivel mundial, el mayor volumen tiene que ver con lo que aportan los hidrocarburos, lo que nos lleva a entender porque es importante realizar actividades de exploración y explotación eficiente de aceite y/o gas.

La materia orgánica que se deposita y se preserva en los sedimentos de grano fino es químicamente diferente al petróleo crudo que se produce después. Esta transformación ocurre en los procesos denominados diagénesis, catagénesis y metagénesis, lo que es originado por el incremento de presión y temperatura a la que es sometido el material orgánico que se encuentra en el subsuelo en las secuencias sedimentarias dentro de una cuenca sedimentaria.

Mientras más profundo se encuentre la materia orgánica en una cuenca sedimentaria, mayor será la temperatura y presión a la que esté expuesta, y mayor será la exposición a

los efectos que originan una mejor maduración del aceite; si por el contrario, el sepultamiento no es muy profundo, ni lleva mucho tiempo, producirá aceites pesados. Después el hidrocarburo que se forma en esta roca considerada como roca madre, migra y en el mejor de los casos encuentra una trampa, donde se aloja en la roca almacén (la cual debe ser porosa y permeable), que deberá estar cubierta de una roca sello (cualquier roca impermeable) que debido a sus características impide que el hidrocarburo que está en la roca almacén migre a la superficie de la Tierra.

Las tres categorías más importantes según Guillemot (1982), en las que se clasifican a las trampas petroleras son: Trampas estructurales, en las que intervienen principalmente los factores que causan deformación, por lo que son, pliegues, fallas, domos, diapiros y sus combinaciones. Trampas estratigráficas, donde los procesos de sedimentación son los más importantes, por lo que se deben principalmente a fenómenos del tipo litológico, como pérdida de permeabilidad por cambios de facies (como acuñamientos sedimentarios, cuerpos lenticulares, arrecifes) y discordancias (angulares y paleogeomórficos). Trampas mixtas o combinadas, en donde intervienen, las deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas que implican cambios litológicos.

En la etapa inicial de exploración y explotación del petróleo a principios del siglo pasado, se entendía muy poco de la geología, pero se encontró que perforando cerca de donde había manifestaciones de petróleo, algunas veces se descubrían yacimientos con reservas de hidrocarburos. Los componentes más ligeros de estas manifestaciones hacia la superficie se disipaban rápidamente en la atmósfera, dejando la parte no volátil; los típicos residuos son aceites pesados como el chapopote.

En la figura 1.6 se muestra un esquema de un campo productor de aceite con migración en la parte izquierda del yacimiento, donde una parte del hidrocarburo al dispararse a la superficie constituye una manifestación natural de hidrocarburos llamada chapopotera.

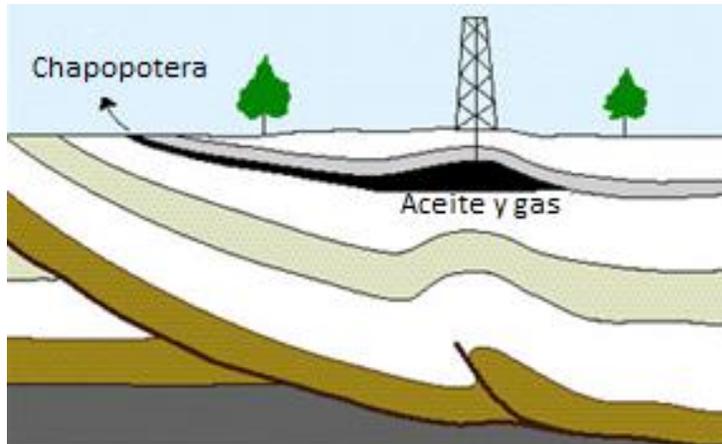


Figura 1. 6: Migración y formación de una chapopotera (Modificado de USGS, 2011).

En los trabajos de exploración petrolera, el geólogo realiza trabajo de campo e interpretación del subsuelo, elabora mapas geológicos, columnas estratigráficas con información estratigráfica y estructural, además, mediante estudios integrales que involucran aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales, realiza el modelo geológico, estudia y evalúa integralmente los componentes del sistema petrolero.

Los geofísicos utilizan herramientas indirectas muy útiles para la exploración del petróleo, en un inicio se trabajó con gravímetros y magnetómetros, que corresponden con dispositivos muy sensibles para medir las variaciones de densidad y variaciones del campo magnético (anomalías) respectivamente. La eficiencia de estas dos herramientas se incrementó cuando se introdujeron e implementaron las nuevas tecnologías, lo que facilitó la realización de estudios de exploración, haciéndolos más rápidos y cubriendo áreas mayores. Estas técnicas se complementan con las técnicas sísmicas que, aunque son mucho más costosas, permiten obtener información del subsuelo con mayor resolución. La sismología estudia a los sismos, lo que involucra medir e interpretar las ondas acústicas que se irradian desde los epicentros en los sismos naturales o desde una fuente de energía artificial en el caso de la exploración petrolera.

Para poder aplicar esta técnica en la exploración petrolera, se deben generar en el lugar de interés, pequeños sismos con una fuente controlada, lo que ayuda a interpretar la estratigrafía, la geología estructural y en consecuencia el sistema petrolero. En la figura 1.7 se muestra un esquema de la geometría sísmica en exploración, primero se genera un

impulso acústico producido por una fuente controlada, cuando este impulso se propaga y encuentra un cambio drástico de características acústicas en el medio (capa marcada), una porción de la energía se refleja regresando a la superficie, en donde el ángulo de incidencia es igual al de reflexión, la otra parte de la energía remanente continúa viajando hacia abajo. La energía que regresa a la superficie es grabada por sensores muy sensibles (en Tierra geófonos y en mar hidrófonos); debido a que se sabe la localización del pulso y de los receptores de la energía reflejada, podemos calcular la profundidad a donde se encuentre algún cambio en las características geológicas usando un promedio de la velocidad acústica de las rocas. Esto se calcula suponiendo un punto medio entre el pulso y el receptor.

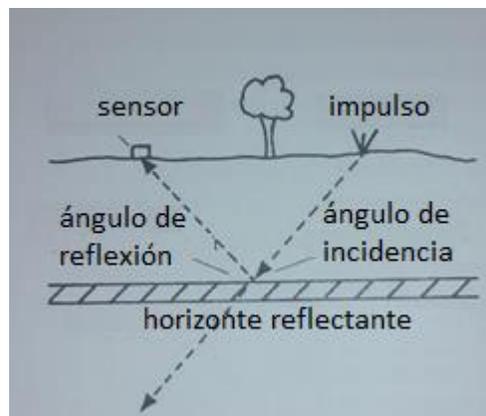


Figura 1. 7: Geometría sísmica (Modificada de Conaway, 1999)

El caso anterior es simple, ya que cuando se realizan estudios de este tipo, se generan múltiples reflexiones que mediante una interpretación adecuada se pueden conocer a la estratigrafía y a la estructura, tomando en consideración que la energía acústica se propaga en todos los ángulos (figura 1.8).

Las leyes de refracción y reflexión que gobiernan la transmisión de luz también gobiernan a las ondas sonoras, por lo que de acuerdo con Selley (1998), es conveniente considerar el movimiento de ondas en términos de las trayectorias de los rayos, los cuales son trayectorias perpendiculares a los sucesivos frentes de onda que se producen conforme el pulso acústico se mueve al exterior de la fuente.

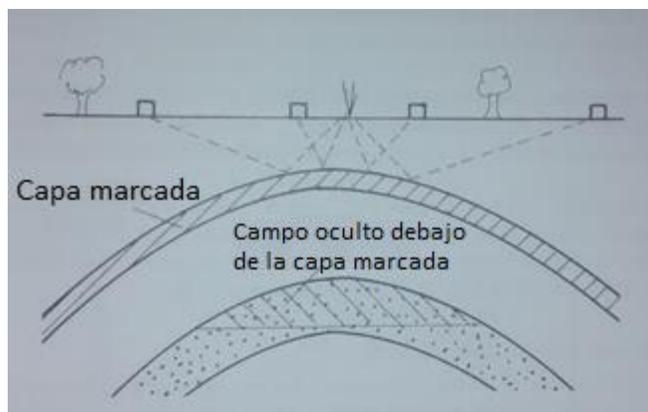


Figura 1. 8: Reflexiones múltiples que definen estructura (tomada de Conaway, 1999).

Los estudios sísmicos se llevan a cabo en el continente y en el mar de diferentes maneras. En el continente la fuente de energía se provee detonando explosivos enterrados en orificios de disparo o dejando caer un gran peso de un camión; también se realiza haciendo vibrar una placa de metal sobre el suelo mediante un camión vibrador.

Selley (1998) señala que las ondas que regresan son grabadas con geófonos arreglados en grupos, las señales son transmitidas de los geófonos a un sistema de grabación por medio de cables; el equipo controla el disparo de la fuente de energía y graba las señales entrantes a los geófonos.

Los puntos de tiro y los geófonos se arreglan de diferentes maneras, la forma más empleada es que grupos de geófonos son colocados en línea con los puntos de tiro al final o la mitad de la extensión del arreglo, considerando el punto de profundidad común (CDP, Common Mid Point); se utiliza comúnmente en este método los puntos de tiro, los cuales se mueven gradualmente a lo largo de una línea de geófonos, por lo que pueden ser reflejadas hasta 48 señales en diferentes ángulos de un punto de profundidad común.

El método básico de adquisición de datos sísmicos costa afuera es la misma que en Tierra, pero es más rápida, simple y por lo tanto más barata. Estas dos formas de obtener información sísmica se pueden observar en la Figura 1.9, donde se pueden identificar las principales partes.

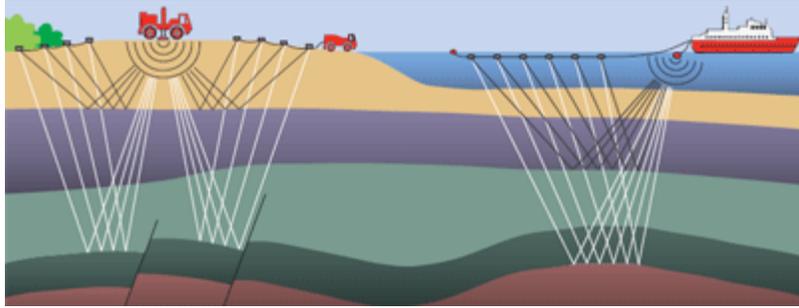


Figura 1. 9: Exploración sísmica en tierra y costa afuera (Energistyreslsen, 2010).

En el mar, el barco desde el que se realiza la sísmica reemplaza al camión que se utiliza en la zona continental, que es donde se tiene el equipo que controla y graba la información. Este barco arrastra una fuente de energía y un cable con hidrófonos, al cual se le llama streamer.

En los estudios donde se requiere obtener alta resolución en las zonas continentales, se utilizan explosivos como fuente de energía; se detona a diferentes profundidades de acuerdo al objetivo del proyecto.

En los lagos y en los océanos se utilizan pistolas de aire para suplir a los explosivos, debido a que estos últimos perturban la vida marina y están asociados al efecto burbuja, el cual es indeseable al momento de la adquisición. Estas pistolas pueden emitir energía suficiente para emitir señales entre 5 y 6 s de tiempo doble de viaje, las cuales dependiendo de los intervalos de velocidad pueden penetrar a más de 5 km.

Después de adquirir todos los datos sísmicos levantados en un trabajo de exploración, se tiene que procesar y hacer las correcciones pertinentes; por último, se tiene que interpretar toda la información que obtuvimos como resultado del procesamiento.

Este trabajo está enfocado en las bases para la interpretación de secciones sísmicas y cubos para el estudio de trampas estratigráficas, por lo que es relevante que se tomen en cuenta la elaboración de un buen modelo geológico. Con la información sísmica es posible delimitar horizontes lenticulares de secuencias sedimentarias de carbonatos y terrígenos que de forma individual o en conjunto pueden constituir trampas petroleras. De acuerdo con Sheriff (2002), un método sísmico es un programa (serie ordenada de pasos), para mapear la estructura geológica de un lugar de estudio mediante la observación de ondas sísmicas.

De aquí que existan diferentes métodos sísmicos que lleven a la interpretación de trampas petroleras.

En la actualidad existen diversos tipos de software que se emplean para diferentes procesos e interpretación de los datos sísmicos, algunos resaltan atributos que permiten interpretar con perfiles y cubos sísmicos, características estratigráficas y estructurales con lo que se facilita la interpretación del subsuelo en trabajos de exploración. Los métodos sísmicos son multidisciplinarios, lo que ayuda a mejorar el éxito en los trabajos de exploración y producción de hidrocarburos (Schlumberger Limited, 2014), al involucrar a diferentes especialistas de Ciencias de la Tierra.

En este trabajo se ejemplifica el uso de un atributo que mejora y optimiza la caracterización de una trampa petrolera estratigráfica. Con ayuda de un software la caracterización se facilita, ya que se pueden ir delimitando las diferentes estructuras y características que se encuentren en el perfil sísmico en cuestión.

## **1.1 Importancia de las trampas petroleras**

Las trampas petroleras son un componente esencial del sistema petrolero cuando se estudian a los hidrocarburos convencionales, ya que en ella se almacenan de forma natural diferentes cantidades de gas, aceite o ambos; nuestra tarea es encontrar dichos hidrocarburos en las cuencas sedimentarias para explotarlos eficientemente y así poder obtener fuentes de energía no renovables que permitan cubrir la demanda nacional e internacional.

La etapa final de la acumulación de aceite o gas es el entrampamiento de los hidrocarburos, lo que constituye un yacimiento; el conjunto de dos o más yacimientos forma campos petroleros. Los yacimientos son de interés económico cuando tienen una reserva de tamaño suficiente para proporcionar ganancias después de recuperar la inversión. Una condición importante es que la roca almacenadora dentro de la trampa tenga buenas propiedades

petrofísicas que permitan que los hidrocarburos se puedan almacenar de forma natural (Landes, 1977).

El termino trampa (trap en inglés) fue introducido por primera vez por Mc Collough en 1943, dejando atrás a los términos de estructura o anticlinal (que se ocupaban antes para designar una trampa); este término fue creado para designar las zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos en el interior de la Corteza Terrestre (Guillemont, 1982).

De una forma general, se puede decir que toda anomalía geológica, cuyo origen sea tectónico (pliegue anticlinal, flexión, falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife) o litológico (pérdida de permeabilidad), puede construir una trampa petrolera (Levorsen, 1956).

De acuerdo con Guillemot (1982) la trampa es el elemento geológico base, el cual es indispensable para que los hidrocarburos puedan almacenarse. Pero por numerosas razones, una trampa efectiva que presente un cierre estructural también importante, puede ser estéril.

De acuerdo a Landes (1977), la existencia de trampas vacías tienen 6 causas posibles por la que no contienen hidrocarburos; la primera es que no existió material orgánico original, la segunda es porque no hubo generación de petróleo, la tercera se refiere a la situación en la que el petróleo al migrar no alcanzó a la trampa, la cuarta corresponde a la situación en la que el petróleo se escapa, la quinta es la destrucción del petróleo ya sea por un tectonismo relativamente intenso, por meteorización y por la actividad de bacterias que consumen hidrocarburos; la sexta causa de que no haya hidrocarburos es porque la trampa a pesar de tener unas excelentes características se formó después de la migración.

Las tres categorías más importantes según Guillemot (1982) en las que se clasifican a las trampas petroleras son:

- Trampas estructurales, en las que intervienen principalmente los factores tectónicos que originan pliegues, fallas y sus combinaciones, además de todos los cuerpos salinos como domos, diapiros y canopies.
- Trampas estratigráficas, donde la tectónica no juega un papel preponderante, ya que se deben principalmente a fenómenos del tipo litológico como pérdida de

permeabilidad, sedimentarios (como acuñamientos sedimentarios, lentejones, arrecifes) y paleogeográficos (acuñamientos de erosión, paleorelieve).

- Trampas mixtas o combinadas, en donde intervienen, en partes sensiblemente iguales, las deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas o litológicas.

En la realización de este trabajo se hace referencia a todos los tipos de trampas, ya que aunque el tema principal es el de trampas petroleras estratigráficas y mixtas, las trampas mixtas, incluyen también en gran medida aspectos de variación de permeabilidad y aspectos estructurales.

La exploración sísmica es de gran importancia para interpretar el subsuelo de las cuencas sedimentarias y localizar trampas petroleras. Una sección sísmica es la imagen en la que los datos sísmicos son visualizados, es similar a una sección transversal vertical de la Tierra. La escala vertical original se da en segundos, donde cero segundos se ubica en la superficie del terreno en el continente o exactamente en la superficie del océano (Hyne, 2001).

Las visualizaciones sísmicas a color de acuerdo con Hyne (2001), se han convertido en algo común, debido a que el ojo humano puede distinguir gran cantidad de colores y ver más información relacionada a los colores de la sección. Los intérpretes sísmicos pueden identificar de mejor manera las tendencias sutiles en una sección a color que en una con escala de grises; se pueden usar dos colores para identificar los picos y valles.

El propósito primario de la sísmica de exploración petrolera es determinar estructuras y secuencias de roca sedimentaria, con el fin de identificar trampas petroleras que puedan ser explotadas.

La inspección sísmica es una parte esencial de todo el ciclo de exploración y producción del petróleo, se aplica en seis formas diferentes: mapeo regional, mapeo prospectivo, delineación de reserva, modelado sísmico, detección directa de hidrocarburo y el monitoreo de producción de petróleo (Selley, 1998).

Pacht et al. (1993) propuso una jerarquía triple de interpretación sísmica, en términos del parámetro que es analizado, estos son: Análisis de secuencia, análisis de facies y análisis de atributos.

Para el análisis de secuencias, el parámetro estudiado son las secuencias definidas y mapeadas considerando la naturaleza de los contactos secuenciales grabados. La interpretación se hace con las secuencias correlacionadas a los cambios globales del nivel del mar (si es posible) y con la calibración de tiempo.

El análisis de facies estudia la descripción de secuencias definidas de carácter sísmico. La interpretación se hace con la identificación de montículos verticales y sedimentos pelágicos.

El análisis de atributos sísmicos es importante en el desarrollo de este trabajo, donde se hace un estudio de la forma, amplitud, polaridad y continuidad de onda. La interpretación se hace con la identificación de cambios verticales en las propiedades de las rocas, incluidos el tamaño de grano y los indicadores directos de hidrocarburos.

La etapa final de la jerarquía de interpretación sísmica es el análisis de atributos sísmicos (Taner y Sheriff, 1977); esto se encuentra en el estudio de parámetros de onda. Tal análisis puede proporcionar información sobre el grosor y de la naturaleza de los contactos superior e inferior de una capa, aunque su aplicación más importante es el reconocimiento directo de hidrocarburos, y por tanto, para el hallazgo y caracterización de trampas petroleras.

De acuerdo con Rodríguez (2013), la caracterización de las trampas con ayuda de métodos sísmicos se lleva a cabo al hacer varios análisis de valores de amplitud, cambios en la fase, frecuencias, cálculos y análisis matemáticos para, determinar con base a la sísmica cuáles zonas pueden estar saturadas de hidrocarburo y, de ser posible, qué tan saturadas, apoyándose en la sismoestratigrafía.

## **1.2 Objetivo general**

- ❖ Describir las bases teóricas que permiten la caracterización con métodos sísmicos de los diferentes tipos de trampas petroleras estratigráficas y mixtas, tomando en cuenta los siguientes aspectos: su origen, sus propiedades, sus características petrofísicas, los tipos de roca, su geometría, su tamaño y las relaciones con otras trampas.

### **1.3 Objetivos particulares**

- ❖ Describir las bases de los métodos sísmicos que hacen posible la caracterización geológica de secciones, horizontes y cubos sísmicos, que tienen como finalidad interpretar la presencia de trampas petroleras estratigráficas y mixtas.
- ❖ Ejemplificar la interpretación de secciones sísmicas y un horizonte de una trampa estratigráfica en México, además de describir ejemplos en donde se tienen trampas petroleras estratigráficas o mixtas.
- ❖ Ejemplificar los datos sísmicos con atributos sísmicos que puedan hacer más fácil la detección de trampas petroleras estratigráficas y mixtas.

### **1.4 Metas**

- ❖ Elaborar un documento actualizado y en español en donde se expliquen las bases para realizar la caracterización de trampas petroleras. Este documento servirá de ayuda para aquellas personas que estén interesadas en la interpretación sísmica de trampas estratigráficas y mixtas; será una fuente de consulta para los geocientíficos al tener bases teóricas, con diferentes ejemplos que acerquen de manera más significativa a la interpretación utilizando métodos sísmicos.
- ❖ Aplicar los conocimientos y habilidades adquiridas durante la carrera para hacer un esfuerzo por realizar una descripción de la interpretación y caracterización de una trampa estratigráfica.

### **1.5 Método de trabajo**

Para elaborar este trabajo se realizaron las siguientes actividades:

1) Se realizó una búsqueda bibliográfica y posteriormente se analizó y sintetizó la información geológica y geofísica acerca de las trampas petroleras (características, clasificación, descripción), haciendo énfasis en las trampas petroleras estratigráficas y mixtas.

- 2) Se recopiló información, se investigó y redactó lo referente al método sísmico aplicado a la exploración petrolera. En esta parte se obtuvieron las bases teóricas de cómo se explora el subsuelo para identificar trampas estratigráficas y mixtas en una sección sísmica.
- 3) Se analizó y sintetizó la información relacionada a atributos sísmicos útiles en la caracterización de trampas estratigráficas y mixtas, considerando las ventajas y desventajas que tiene el utilizar esta metodología.
- 4) Se recopiló y sintetizó información de ejemplos de trampas petroleras estratigráficas y mixtas de diferentes cuencas petroleras en México.
- 5) Se elaboró el documento escrito con información referente a las trampas estratigráficas y mixtas, se hizo un esfuerzo por dar las bases para la caracterización de éstas.

## **1.6 Estado del arte**

El propósito básico de los métodos sísmicos es obtener toda la información geológica disponible de las secciones y cubos sísmicos. Esto incluye la estructura, la estratigrafía, las propiedades de las rocas y hasta las características de fluidos en el yacimiento en espacio y tiempo. El objetivo es presentar a grandes rasgos lo que se puede inferir del hidrocarburo a partir de los datos sísmicos y las bases físicas de esa interpretación.

Cuando el procesamiento sísmico se completa y los datos sísmicos (que en una interpretación primaria brindaron información estructural y estratigráfica) son alterados por alguna operación tal como algún algoritmo, una función trigonométrica, etc. Éstos derivan en datos secundarios tan grandes como los datos iniciales, a estas cantidades específicas que derivan de datos sísmicos se denomina atributos sísmicos (Liner, 2004).

Los atributos son útiles para extender lo que se correlaciona con propiedades físicas de interés. Lo más útil de los atributos es que ayudan a ver características, relaciones y patrones a partir de la sísmica, que de otra manera no se pueden identificar.

Los atributos pueden ser calculados a lo largo de una traza o a través de un volumen o de otras maneras. Los primeros atributos identificados tales como la traza compleja 1D de

amplitud envolvente, fase instantánea, frecuencia instantánea, polaridad aparente e impedancia acústica, fueron determinadas por inversión. Los atributos deben ser calculados a lo largo de una superficie definida como ocurre con la extracción de amplitud, magnitud del echado, azimut del buzamiento, iluminación artificial y coherencia; los indicadores de hidrocarburos son también atributos importantes. Los atributos se pueden combinar para crear nuevos atributos o pueden ocurrir su transformación; en este caso son nombrados por alguna propiedad física particular (porosidad, saturación del fluido, litología, estratigrafía o discontinuidad estructural, etc.), como ocurre usualmente en crossplot locales o cuando se realizan correlaciones locales con registros geofísicos de pozo u otras mediciones; se tiene que tomar en cuenta que son aproximaciones locales razonables pero pueden dar valores erróneos bajo diferentes circunstancias (Sheriff, 2002).

Los atributos sísmicos son relativamente nuevos en el análisis de datos sísmicos en exploración petrolera, ya que se empezaron a utilizar a inicios de los 70's del siglo pasado en la forma de análisis de la traza compleja. Posteriormente se ha encontrado un vasto número de procedimientos para el procesamiento de datos que se pueden y que han dado buenos resultados al ser aplicados a los problemas de interpretación sísmica. Son incluidos operaciones como cross correlación, convolución, coherencia, entre algunos otros. En 1986 ocurrieron los primeros pasos documentados que se utilizaron para extraer información de horizonte 3D, tal como buzamiento y azimut, usando una malla densa de líneas 2D. Para 1991, el buzamiento, el azimut e iluminación artificial fueron atributos que se aplicaban rutinariamente a volúmenes de datos 3D en la mayoría de las compañías de exploración y producción petrolera. Después de no haber mucho avance, en 1995 mejora la interpretación al aplicar el cubo de coherencia. La proliferación de atributos es tal que para 1997 Chen y Sidney, fueron capaces de categorizar 224 de ellos, haciendo uso de un universo vasto de atributos que presentan desafíos de clasificación, interpretación física, y el uso en la predicción de las principales características de los yacimientos petroleros (Liner, 2004).

Desde que los atributos sísmicos se emplean en la interpretación de secciones sísmicas para encontrar trampas petroleras, su desarrollo sigue y es ampliamente aplicado. Existen diversas publicaciones acerca de la importancia de los atributos en la exploración petrolera, cada uno de ellos tiene aplicaciones específicas.

En la actualidad, los yacimientos de aceite y gas presentan grandes retos para descubrirlos considerando que los nuevos yacimientos se encuentran en lugares geológicamente más complejos, por lo que se han mejorado las tecnologías para exploración y explotación, lo que se ha logrado gracias al desarrollo y uso de las tecnologías de interpretación sísmica. Se han explotado al máximo los valores de los datos para identificar anomalías sísmicas que están relacionadas a estructuras que podrían tener producción de hidrocarburos. Una manera de hacerlo es usando atributos sísmicos, los cuales son importantes en la interpretación, revelando información geológica compleja; además de que permiten que información relevante se extraiga y se utilice para mejorar la interpretación geológica (Hart energy, 2012).

Integrando simultáneamente diferentes atributos, se ha mejorado la exactitud de la interpretación, no solo trabajando en un volumen de datos sino trabajando simultáneamente en diez o más volúmenes. Esto se debe también al avance de software y hardware que permiten que un gran volumen de datos se pueda procesar y observar de diferentes formas (Rezvandehy, et al., 2011).



## **2. Trampas petroleras**

De acuerdo con Chapman (1983), la Geología del Petróleo se centra en el estudio y evaluación de tres procesos, que son la generación, la migración y la acumulación de hidrocarburos. Sin embargo, el énfasis se da en orden reversivo, ya que la acumulación o entrapamiento es el corazón de la industria petrolera, el cual es observable, definible y medible.

### **2.1 Antecedentes**

La experiencia de la industria es que el petróleo se encuentra en grandes cantidades en cuencas sedimentarias, donde se tienen gruesos espesores de diferentes unidades estratigráficas en secuencias sedimentarias con diferentes características; en el caso de México los principales yacimientos se encontraron en rocas del Mesozoico y Cenozoico en trampas estructurales y en menor proporción en trampas estratigráficas o mixtas.

La existencia de hidrocarburos en los yacimientos de todo el mundo sugiere que éste no es originado en la roca almacenadora en el que se encuentra, sino en otras rocas, conocidas como roca generadora; de la cual el hidrocarburo migra hacia las rocas almacenadoras ubicadas dentro de una trampa petrolera.

La roca generadora es indispensable para que exista un yacimiento, son aquellas secuencias en las que los hidrocarburos se forman bajo las condiciones de presión y temperatura adecuadas (ventana de generación), a esta roca también se le puede llamar roca madre; en general presentan un porcentaje del 1 al 5% de carbono orgánico total, el resto corresponde con la materia mineral.

Para que el hidrocarburo quede atrapado en lugares con características especiales, que le permitan mantenerse en ese lugar sin posibilidades de migrar, las trampas tuvieron que formarse tiempo atrás, antes de que el hidrocarburo pasara por ellas.

Después de que el hidrocarburo se ha formado en una roca generadora como una lutita, el primer paso que puede ocurrir es la migración, es decir, la expulsión del gas y/o aceite de la roca generadora, tomando en consideración que las lutitas están compuestas de capas de arcilla, que en condiciones normales son impermeables. Las condiciones que favorecen la migración, es la presión de sobrecarga que se incrementa conforme la lutita está cada vez enterrada y el peso de sobrecarga incrementa (figura 2.1). Esta presión compacta y fractura a la lutita, expulsando hacia zonas de menor presión el agua y a los hidrocarburos.

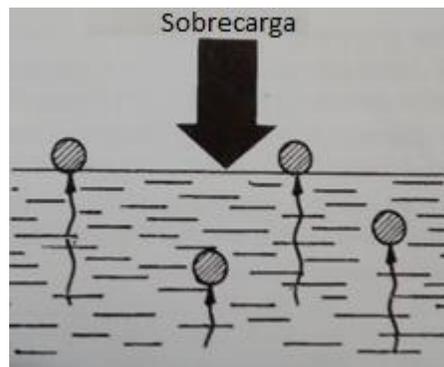


Figura 2. 1: Movimiento hacia arriba de las gotas de petróleo debido a la sobrecarga (Conaway, 1999).

La migración se divide en dos etapas: una migración primaria con lenta movilidad de los hidrocarburos generados dentro de la roca generadora, hasta que llegan a una capa permeable que se encarga de transportar el hidrocarburo; posteriormente ocurre la migración secundaria que ocurre en rocas permeables, las que sirve como transporte a una trampa, a lo largo de una o más capas.

Cuando el hidrocarburo es expulsado de la roca generadora, es común que los poros de una roca permeable se encuentren saturados con agua salada, por lo que se requiere de espacio y energía para que el aceite y/o gas puedan moverse. La dirección del movimiento o migración, inicialmente será hacia arriba como se muestra en la Figura 2.1, debido a que el hidrocarburo es más ligero que el agua. La ruta real tomada por el hidrocarburo será tortuoso, como podemos observare en la Figura 2.2, mientras va aprovechando los espacios y geometría de la matriz porosa; puede cubrir distancias significativas considerando el tiempo geológico (Conaway, 1999).

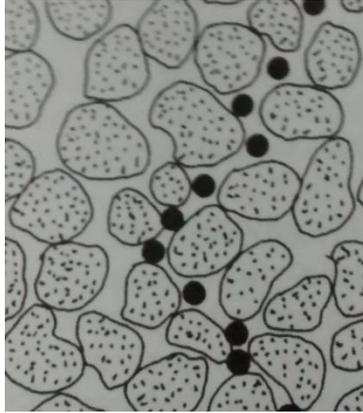


Figura 2. 2: Camino tortuoso hacia arriba de gotas de petróleo (Conaway, 1999).

Si a la capa permeable en la que está migrando el hidrocarburo le sobreyace una capa impermeable como una secuencia de lutitas, estas impedirán el movimiento vertical de la migración; en este caso el hidrocarburo seguirá migrando pegado a la capa impermeable siempre hacia zonas de menor presión. En muchos casos este movimiento se vuelve diagonal debido a que sigue la forma de la capa superior, como se observa en la figura 2.3.

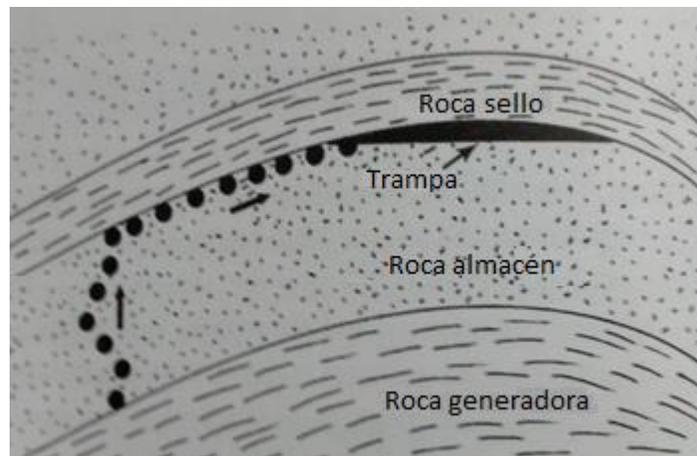


Figura 2. 3: Movimiento horizontal y vertical del hidrocarburo en una trampa (Conaway, 1999).

El último paso deseable para la formación de los yacimientos convencionales, es el entrapamiento de los hidrocarburos (figura 2.3) después de su migración desde la roca generadora, el cual ocurre cuando el hidrocarburo se acumula en una trampa; esto ocurre cuando las propiedades físicas y la geometría de las rocas evitan que siga la migración.

El tiempo de acumulación y preservación de hidrocarburos en trampas en la corteza terrestre es un tema no solo de considerable interés, sino también de gran importancia práctica en la exploración petrolera.

La acumulación de hidrocarburos ocurre de manera posterior a la formación de la trampa, pero esto no significa que deba existir un largo periodo de tiempo entre los dos acontecimientos (Landes, 1977). Debe existir una roca almacenadora y una roca sello en la posición adecuada para que la trampa exista.

Para Landes (1977), las condiciones para que una roca sea considerada como almacenadora son simples: debe poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos, además de que las condiciones de almacenamiento deben ser tales que cedan fácilmente el petróleo o gas contenido en el yacimiento cuando este sea alcanzado por un pozo. Cualquier roca sedimentaria, ígnea o metamórfica que cumpla con estas condiciones puede ser utilizada por los hidrocarburos como roca almacenadora; sin embargo, la mayoría del hidrocarburo del mundo se encuentra en areniscas y calizas, ya que son las rocas más comunes en las cuencas sedimentarias.

El carácter de almacén de una roca sedimentaria puede ser un rasgo original de dicha roca (porosidad intergranular de las areniscas) o un carácter secundario resultante de cambios químicos (porosidad por disolución en calizas) o por cambios físicos (fracturamiento de cualquier tipo de roca frágil). Los cambios secundarios pueden simplemente aumentar la capacidad de almacenamiento de una roca originalmente almacenadora o pueden convertir en roca almacén una que originalmente no lo fuera.

De acuerdo con Cabrera (2008), la roca almacén es el recipiente natural que por lo general es mucho más extensa que el yacimiento de hidrocarburos en la trampa. Las condiciones para que una roca sea roca almacenadora son simples:

- Debe poseer espacios suficientes para almacenar un considerable volumen de hidrocarburos.
- Las condiciones de almacenaje deben ser tales que ceda fácilmente el petróleo o gas contenido en sus poros.

La roca sello del yacimiento o los sellos, son materiales que impiden no sólo el escape del petróleo y el gas, sino también del agua que está casi siempre presente y a través de la cual pasaron los hidrocarburos antes de quedar almacenados en la trampa. Los sellos de los yacimientos pueden clasificarse en dos grupos, que dependen de su relación estructural o estratigráfica respecto a la roca almacén. Si la superficie de cierre es paralela a los planos de estratificación de la roca almacén se le llama cierre paralelo. Si esta superficie, por irregular que sea, cruza la estratificación de la roca almacén constituye un cierre transversal.

Una roca sello es todo material o combinación de materiales de la corteza terrestre que funcionan como impermeables al paso de fluidos en cualquier volumen, sin embargo, se tiene que tomar en cuenta que no existe nada absolutamente impermeable debido a múltiples factores que permiten que los hidrocarburos se desplacen.

Las rocas sello son aquellas secuencias que por su baja permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permite el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. Para que una roca sello sea considerada desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta no debe poseer fracturas interconectadas; esto ocurre frecuentemente con las lutitas o las rocas evaporíticas.

Para que una secuencia sedimentaria sea relativamente impermeable no debe poseer fracturas interconectadas, ni poros de tamaño supercapilar. Todas las rocas con comportamiento frágil son vulnerables a fracturarse y los sistemas de fracturas abiertas son en sí mismo espacios que permiten el almacenamiento de gas y/o aceite. Es importante que las rocas tengan cierto grado de plasticidad para que sean efectivas, para que les permita ceder o fluir en lugar de fracturarse durante la deformación que ocurre en la corteza terrestre.

De acuerdo con Levorsen (1967), los elementos necesarios para que exista un yacimiento petrolero, es en primer lugar la roca generadora, en segundo lugar se necesita la existencia de poros conectados que ayuden a la migración del petróleo, en tercer lugar se necesita la existencia del hidrocarburo y agua, ya que así podrá haber movimiento; estos fluidos estarán ocupando el espacio en los poros de la roca almacenadora (cuarto lugar) y el quinto

elemento es la trampa, que es el lugar donde el hidrocarburo se acumulará y preservará; por último se requiere que exista sincronía.

## **2.2 Definición de trampa petrolera**

Las trampas petroleras son receptáculos naturales en la corteza terrestre que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen hidrocarburos. Todas las trampas petroleras tienen una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje.

Una trampa petrolera es cualquier anomalía geológica, cuyo origen puede ser tectónico (pliegue, anticlinal, domo, flexión, falla etc.), estratigráfico (acuñamiento, canal, arrecife, etc.) o litológico (cambio de permeabilidad), que tiene un volumen importante de roca almacén; donde en sus límites la permeabilidad desaparece y la porosidad no necesariamente; en general presentan una forma cóncava hacia la base y se forman por cualquier proceso geológico donde el aceite y/o gas se pueden almacenar de manera natural (Levorsen, 1956).

Sheriff 2002, define a una trampa petrolera como una configuración de rocas que es capaz de confinar fluidos (tal como aceite, o el gas natural), el cual flota sobre otros fluidos (agua). Una estructura cerrada en la formación porosa y permeable puede ser una trampa si esta tiene una cubierta impermeable; una estructura que no está cerrada también puede ser una trampa si las variaciones de permeabilidad bloquean las rutas de migración de los fluidos.

El cierre de una trampa de acuerdo con Guillemont (1982), se puede definir de forma precisa, y su valor medido, interviene junto con otros factores en la valoración del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento. Se distingue un cierre estructural, independiente de la presencia de petróleo o gas en el yacimiento, y un cierre práctico llamado también altura del petróleo, correspondiente al volumen realmente impregnado por los hidrocarburos.

El cierre estructural se define sobre el mapa estructural de la trampa, es igual al desnivel entre el punto más alto de la trampa, su techo, y la curva de nivel más baja que se cierra alrededor de él. En la figura 2.4 se puede ver que el cierre estructural está marcado con  $F_s$  y el cierre práctico con  $F_p$ . El cierre práctico interviene más directamente en la valoración de las reservas, es igual al desnivel entre el techo del almacén y la superficie de separación agua-petróleo o agua-gas.

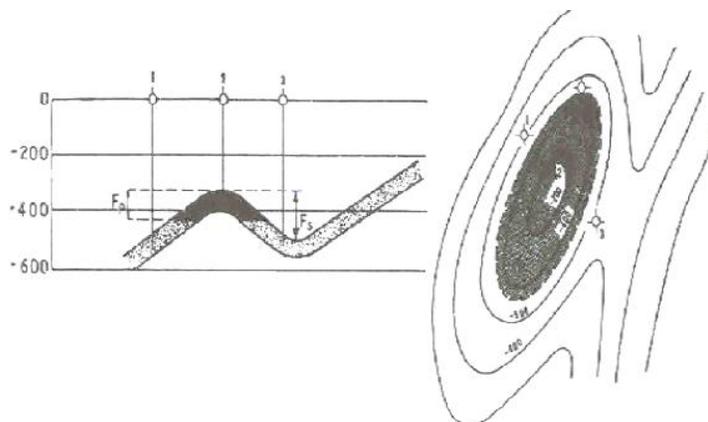


Figura 2. 4: Cierre estructural y práctico de una trampa petrolera (Guillemont, 1982).

Salvo en ciertos casos excepcionales se pueden formar yacimientos en régimen hidrodinámico activo, donde las superficies de contacto están inclinadas, el cierre práctico es como máximo, igual al cierre estructural.

En la figura 2.5 se muestra una trampa con cierre estructural por falla y en figura 2.6 por acuñamiento; se indica lo correspondiente al cierre, ya que el concepto se extiende a diferentes tipos de trampa, si se consideran como cerradas sobre sí mismas, o en otros casos cortadas por un accidente tectónico (falla) o estratigráfico (acuñamiento del almacén).

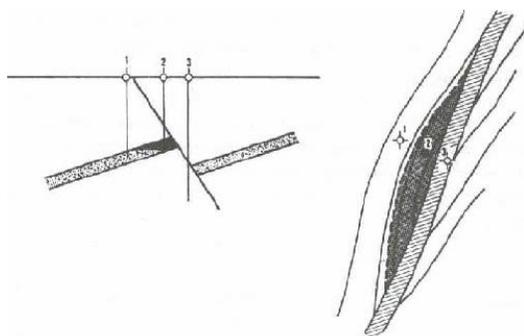


Figura 2. 5: Cierre estructural por falla en una trampa petrolera (Guillemont, 1982).

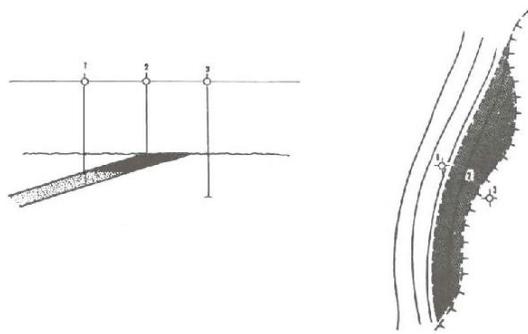


Figura 2. 6: Cierre estructural por acuñaamiento en una trampa petrolera (Guillemont, 1982).

De acuerdo con Cabrera (2008), una trampa petrolera tiene características geológicas distintivas, las cuáles se describen en la tabla 2.1.

| <b>Partes de una trampa petrolera</b> |   |
|---------------------------------------|---|
| <b>Cierre</b>                         | Es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa.  |
| <b>Forma</b>                          | Es la apariencia externa de un yacimiento, condición asociada directamente al tipo de trampa y al tipo de secuencia sedimentaria.   |
| <b>Tamaño</b>                         | Magnitud (longitud y ancho) de un yacimiento, tan grande o tan pequeño como otro yacimiento con el que se puede comparar.   |
| <b>Geometría</b>                      | De acuerdo con Knut (2010), la geometría de una trampa petrolera es la extensión tanto vertical como lateral de la trampa, y está ampliamente determinada por el ambiente sedimentario, pero el fallamiento y la diagénesis pueden definir la extensión de la trampa.             |
| <b>Área de drenaje</b>                | Máxima abertura de la trampa de su parte inferior. En el caso de una trampa en el flanco de una cuenca, el área de drenaje puede extenderse hasta el fondo de la cuenca. En igualdad de condiciones, cuanto mayor es el área de drenaje mayor es la acumulación de hidrocarburos. |

Tabla 2. 1: Partes de una trampa petrolera (Modificado de Cabrera, 2008).

## 2.3 Clasificaciones de trampas petroleras

Numerosos geólogos petroleros se han dedicado al análisis y descripción de las trampas capaces de retener un volumen importante de hidrocarburos, por los que se han propuesto numerosas clasificaciones (Guillemont, 1982), para los diferentes tipos de trampas petroleras. Se tienen trampas con muy diversas características, en algunos casos de gran complejidad por lo que tener una clasificación que involucre a todos los casos resulta complicado. A continuación, se indican los autores y clasificaciones sobre trampas que se han documentado en diferentes trabajos, tanto de exploración como de explotación petrolera.

**Clapp (1929)**, propone:

- I. Estructuras anticlinales
  - a) Anticlinal normal
  - b) Pliegue geoanticlinal o levantamiento regional
  - c) Pliegue inclinado
- II. Estructuras sinclinales
- III. Estructuras homoclinales
- IV. Estructuras equiversales o domos
  - a) Domo en anticlinal
  - b) Domo en monoclinal
  - c) Domo de sal cerrado
  - d) Diapiro de sal perforante
  - e) Diapiro producido por intrusión ígnea
- V. Discordancias
- VI. Arenas lenticulares (sea cual sea el tipo de estructura)
- VII. Fracturas y cavidades sin relación con otras estructuras en los siguientes materiales:
  - a) En calizas y dolomías
  - b) En margas y lutitas
  - c) En rocas ígneas

- VIII. Estructuras debidas a fallas
- a) En el bloque de techo
  - b) En el bloque de piso
  - c) Cabalgamiento
  - d) Bloques fallados (horsts y grabens)

**Wilson (1934)**, propone solamente cuatro grandes categorías:

- A. Almacén cerrado por una deformación local de las capas
  - 1. Plegamiento
    - a) Anticlinales y domos
    - b) Sinclinales y cuencas cerradas
  - 2. Fallas que afectan a capas monoclinales
  - 3. Combinación de pliegues y fallas
  - 4. Intrusiones
    - a) De sal
    - b) De rocas ígneas
  - 5. Almacén desarrollado en fracturas.
- B. Almacén cerrado por variaciones de porosidad
- C. Combinación de plegamiento local y variación de porosidad
- D. Combinación de fallas y lenticulación

**Sanders (1943)**, considera la siguiente clasificación:

- 1. Trampas estructurales (anticlinales y fallas)
  - a) Normales
  - b) Modificadas estratigráficamente
- 2. Trampas estratigráficas
  - a) Verdaderas o simples
  - b) Complejas
  - c) Modificadas estructuralmente
  - d) En el interior de una trampa estructural
- 3. Combinación de trampas estructural y estratigráfica

**Wilhelm (1945)**, propone una clasificación mucho más completa, que permite clasificar a la mayoría de las trampas.

1. Indicaciones de trampa

- a) Trampa convexa
- b) Trampa de permeabilidad
- c) Trampa de pinzamiento
- d) Trampa por falla
- e) Trampa por agujero o perforación

2. Indicaciones estructurales

- a) Domo y anticlinal
- b) Saliente estructural (pico, arco, promontorio)
- c) Terraza estructural o plataforma
- d) Monoclinales, homoclinales, flexiones
- e) Sinclinal cubierto
- f) Ausencia de control estructural

**J. Flandrin (1955)**, clasifica las trampas de la siguiente forma:

I. Trampas estructurales

- 1. Formas anticlinales
  - a. Anticlinales simples
  - b. Anticlinales fallados
  - c. Anticlinales complejos
  - d. Repliegues sinclinales
- 2. Fracturas
  - a. Monoclinales fallados
  - b. Pliegues-Falla
- 3. Diapiros
  - a. Domos de sal
  - b. Anticlinales diapíricos

## II. Trampas paleogeográficas

- a. Anticlinales erosionados bajo discordancia
- b. Acuñaientos
- c. Relieves fósiles

## III. Trampas litológicas

Las cinco clasificaciones indicadas anteriormente toman en cuenta diferentes características de las trampas petroleras, encontrándose que es muy difícil colocar todos los tipos de trampas en una sola clasificación. Lo anterior debido a que existen diversos factores geológicos que son responsables de la formación de las trampas y las combinaciones de estos factores dan origen a distintas características geológicas.

De acuerdo a Guillemont (1982), cada yacimiento presenta su propio tipo de trampa, además de que no existen en el mundo dos trampas exactamente iguales.

## **2.4 Tipos de trampas y características generales**

La clasificación que se propone en esta tesis es una modificación a la de Jácome (2004), en la que se tienen los siguientes cuatro grupos:

1. TRAMPAS ESTRUCTURALES
  - a) Pliegues anticlinales
  - b) Domos
  - c) Diapiros
  - d) Canopies (toldos)
  - e) Falla normal
  - f) Falla inversa
  - g) Falla lateral

2. TRAMPAS POR VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD
  - a) Trampas estratigráficas
    1. Cambios de facies
    2. Acuñaamiento
    3. Discordancias angulares
    4. Discordancias basales (paleogeomórficas)
  - b) Variación causada por aguas subterráneas
  - c) Variación causada por truncamiento y sello
3. TRAMPAS MIXTAS
  - a) Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad
  - b) Hidrodinámicas
4. TRAMPAS VACÍAS

#### **2.4.1 Trampas estructurales**

Una trampa estructural es aquella que se encuentra en una estructura geológica producto de la deformación como pliegues, fallas, domos, diapiros y canopies o cualquier combinación de los anteriores. En todos los casos se tiene que el límite superior tiene forma cóncava visto desde abajo. Los límites de un yacimiento que se da en una trampa estructural están determinados total o parcialmente por la intersección del nivel de agua inferior y con el techo de la roca almacenadora deformada (Gillemont, 1982).

Una trampa estructural es donde intervienen principalmente sistemas de esfuerzos que causan deformación, dando como resultado pliegues, fallas e intrusión salina; las que tienen diversos tamaños, formas y geometrías.

De todos los tipos de trampas estructurales según Guillemont (1982), las trampas anticlinales son las que se conocen con mayor antigüedad; son también las más simples. Un pliegue anticlinal es producto de la deformación de los estratos, que les da echados contrarios y divergentes a partir de la cima, y como consecuencia tiene una forma cóncava hacia la base; es el lugar ideal para la acumulación de hidrocarburos.

Los fenómenos creadores de las deformaciones anticlinales pueden agruparse en tres categorías como señala Guillemont (1982) y que también explica Landes (1977):

1. Los fenómenos orogénicos donde predominan los esfuerzos tangenciales horizontales o subhorizontales. Los movimientos horizontales tienen su máxima intensidad en las fajas orogénicas donde la corteza terrestre está bajo compresión. Los estratos rocosos son deformados dando origen a diversas geometrías con fallas inversas asociadas.
2. Fenómenos asociados a efectos de gravedad, con esfuerzos esencialmente verticales que originan pliegues de fondo. Suelen aparecer en las zonas más estables de las cuencas de margen pasivo, por efecto de los desplazamientos verticales, siendo este desplazamiento el que causa el acomodo de los estratos. También los movimientos verticales pueden ser debido a la actividad ígnea de la corteza terrestre, y al movimiento de la sal o de la arcilla que causan deformación.
3. Fenómenos relacionados únicamente con cualquier tipo de fallas que causan arqueamiento de los estratos.

En la figura 2.7 se ejemplifica una trampa anticlinal, en donde se puede identificar algunas de las características mencionadas, la P significa permeable y NP no permeable.

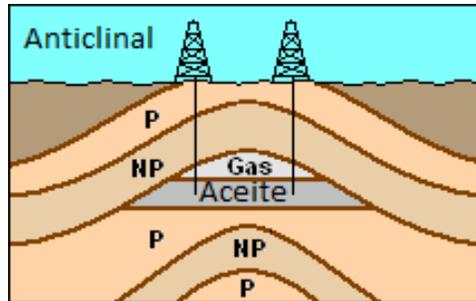


Figura 2. 7: Trampa anticlinal que constituye un yacimiento petrolero (Citizendium, 2010).

Las trampas por domos, diapiros y canopies son también muy importantes. Un diapiro es una masa relativamente móvil de sal o de arcilla que intrusión las rocas preexistentes. Los diapiros intrusionan normalmente en sentido vertical, a través de rocas más densas debidas a las fuerzas de gravedad cuando se tienen secuencias de rocas de otra densidad. Los materiales que forman intrusivos son la sal, la arcilla y el magma.

El diapirismo es un proceso que se da por el empuje y la penetración de sal o arcilla en las capas de roca suprayacentes; los diapiros pueden formar anticlinales, domos salinos y otras estructuras con capacidad de entrapamiento de hidrocarburos. En el caso de las intrusiones ígneas suelen tener la temperatura demasiado elevada para permitir la preservación de los hidrocarburos preexistentes (Schlumberger Limited, 2014), sin embargo, si la migración ocurre posteriormente a la intrusión, entonces si pueden constituir trampas petroleras con condiciones favorables de preservación.

En el caso de los domos de sal, de acuerdo con Landes (1977), a pesar de su rara naturaleza y su origen, un porcentaje sustancial de petróleo mundial procede de estructuras con núcleo de sal, la que únicamente causó el plegamiento de las unidades estratigráficas más jóvenes sin intrusionar. Además del petróleo y gas, la mayor parte de la producción mundial de azufre y parte de la producción de sal y potasio procede de depósitos de sal de este tipo.

Los hidrocarburos se encuentran normalmente en las secuencias sedimentarias por arriba de los domos salinos, en el caso de los diapiros los hidrocarburos también se ubican en los flancos de la intrusión (figura 2.8), debido a la abundancia y diversidad de trampas creadas

por el movimiento de la sal y la asociación con los minerales evaporíticos que pueden proveer excelentes capacidades de sellado (Schlumberger Limited, 2014).

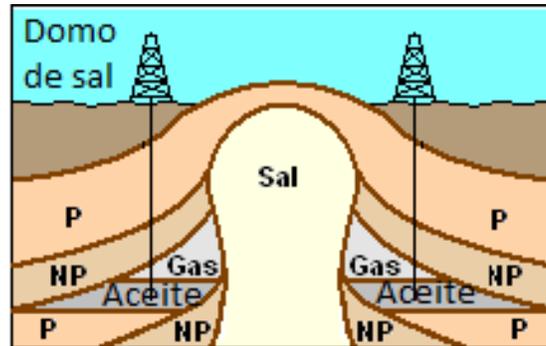


Figura 2. 8: Domo salino con un yacimiento petrolero  
(P = permeable, NP = no permeable), (Citizendium, 2010).

En las trampas por falla (figura 2.9), los esfuerzos que originan fracturas también pueden causar fallas en las rocas. De acuerdo con Landes (1977), las fallas normales son el resultado de movimientos verticales y que causan extensión horizontal, mientras que las fallas inversas son el resultado de esfuerzos horizontales que originan compresión. El que un plano de falla actúe como sello o como canal que favorece la migración de los fluidos depende de varios factores; tiene especial importancia el tipo de falla, la litología de las rocas cortadas por ellas, el tiempo en que se formó y sus dimensiones.

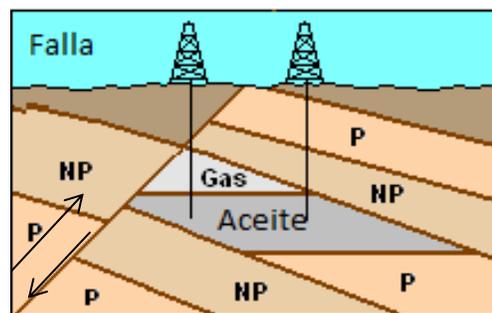


Figura 2. 9: Trampa por falla inversa que forma un yacimiento petrolero  
(P = permeable, NP = no permeable), (Citizendium, 2010).

Si el carácter de la falla y la fragilidad de las rocas de los bloques producen brechas a lo largo del plano de la falla, ésta actuará como una discontinuidad que favorece la emigración de fluidos, sin embargo, si se produce un material plástico o una millonita, blastomillonita o una pseudotaquilita lo largo del contacto de la falla, se puede formar un sello efectivo.

De acuerdo con Landes (1977), las acumulaciones debidas a fallas tienen que reunir condiciones esenciales para la formación de una trampa, suponiendo la presencia de cierres paralelos por encima y por debajo de la roca almacén: 1) la capa almacén cortada por la falla debe estar cerrada por salbanda (capa generalmente arcillosa) o el desplazamiento de la falla debe poner en contacto a través del plano de la falla a una roca impermeable; 2) la zona de la falla debe ser impermeable en las cercanías de la roca almacén, y 3) la falla debe o bien cortar un anticlinal buzante para que el agua marginal encierre en un semicírculo la acumulación de hidrocarburos desde un punto de la falla a otro punto de la misma falla, o la trampa debe estar cerrada lateralmente por fallas perpendiculares con salbanda o cuando se tienen variaciones litológicas que causan desaparición de la permeabilidad.

En la figura 2.9 se puede observar un esquema de una trampa petrolera ocasionada por una falla inversa.

Una falla, o más a menudo, un sistema de varias fallas que se enlazan, que afectan a un pliegue o a un monoclinal, pueden crear una trampa, al colocar los horizontes almacén en contacto con un material impermeable, tal como se observa en la figura 2.9. Los yacimientos en los que la trampa está solamente controlada por fallas, son poco comunes, por el contrario, son muy pocos los yacimientos, cuya trampa no está afectada por fracturas y por fallas (Guillemont, 1982).

#### **2.4.2 Trampas por variación de permeabilidad**

Una trampa por variación de permeabilidad es aquella en la que el principal elemento conformador de la trampa es alguna variación horizontal y vertical de las características estratigráficas, o en la porosidad y/o permeabilidad de la roca almacén; cuando cambia la litología es común que también cambien las propiedades petrofísicas de la roca almacén y de la roca sello. Pueden ser cambios de facies, variaciones locales en la porosidad y en la permeabilidad o un cierre en la parte alta de la estructura, independientemente del factor estructural.

En las trampas por variación de permeabilidad la tectónica no juega más que un papel despreciable, ya que son debidas principalmente a fenómenos de tipo litológico (pérdida de permeabilidad), sedimentario (acuñamientos sedimentarios, lentejones, arrecifes) y paleográficos (acuñamientos de erosión y paleocadenas), (Gillemont, 1982).

### 2.4.2.1 Trampas estratigráficas

De acuerdo con Landes (1977), las trampas estratigráficas por cambios de facies, se deben a cambios litológicos laterales y verticales en secuencias de areniscas, calizas y lutitas. Los cambios de facies pueden ocurrir de la siguiente manera: 1) donde un sedimento de grano grueso pasa a un sedimento más fino que se depositó en aguas más tranquilas o a mayor distancia del punto de procedencia de los sedimentos, o 2) donde una roca porosa de carbonatos pasa lateralmente a un material clástico fino que estaba en dirección a la Tierra firme en la época de la sedimentación. En la figura 2.10 se muestra de forma esquemática dos ejemplos de estos cambios de facies. Para que un cambio de facies constituya una trampa se deben tener como mínimo las siguientes condiciones: 1) las capas sedimentarias deben de estar inclinadas en forma tal que la facies impermeable esté situada más arriba que la roca porosa, y 2) las rocas almacenadoras inclinadas deben cambiar litológicamente a sedimentos finos para que la trampa cierre por los costados. Sin embargo, la condición 2 no es necesaria si la zona donde desaparece la permeabilidad es curva y cóncava hacia abajo, cerrando de esta forma la trampa por los costados y por arriba.

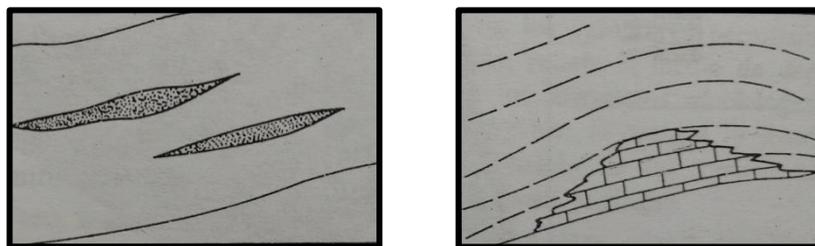


Figura 2. 10: Del lado derecho se tiene una aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa y del lado izquierdo, se tiene caliza recifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas (Modificada de Guillemont, 1982).

Las trampas estratigráficas por acuñamiento (Schlumberger Limited, 2014), ocurren cuando la terminación de la roca almacenadora en un yacimiento se va adelgazando contra una

roca sello no permeable, lo que genera una geometría favorable para el entrapamiento de hidrocarburos, especialmente si la roca sello adyacente es una roca generadora tal como la lutita. Según Cabrera 2008, el acuñamiento de un cuerpo arenoso rodeado de arcilla (como se puede observar en la figura 2.11), se forman cuando debido al depósito sedimentario hay acuñamientos en los límites de las cuencas sedimentarias.

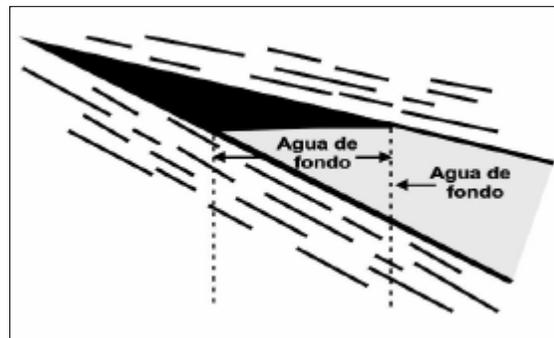


Figura 2. 11: Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñamiento de arenas (Modificado de Cabrera, 2008).

Las trampas estratigráficas por discordancias angulares ocurren cuando una discontinuidad estratigráfica se produce por erosión o no depósito, poniendo en contacto dos unidades estratigráficas con diferentes características petrofísicas. De acuerdo con Cabrera 2008, una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depósito que separa dos grupos de estratos de diferente edad. Si las capas de encima y debajo de la superficie de discordancia son paralelas o aproximadamente paralelas se llaman paraconformidades o disconformidades, pero si los estratos de encima y de debajo de la discordancia no son paralelos y se encuentran en ángulo, el contacto es llamado discordancia angular.

Una superficie de discordancia puede marcar el límite entre una formación permeable y una impermeable como se puede observar en la figura 2.12, y de esta manera formar un límite superior o inferior que permita que se forme un yacimiento petrolero; esto ocurre cuando se combinan de manera adecuada las rocas sello con las rocas almacén. Los cambios más pequeños entre estratos se llaman diastemas y no constituyen trampas petroleras.

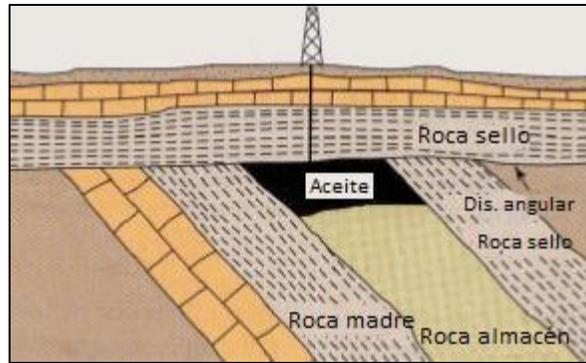


Figura 2. 12: Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular (Modificada de Cabrera, 2008).

Las trampas estratigráficas por discordancias basales (paleogeomórficas), están asociadas con prominencias o paleorelieves positivos (colinas). Algunas también están parcialmente controladas por inconformidades, que también se llaman trampas de inconformidad.

#### 2.4.2.2 Variación causada por aguas subterráneas

Las trampas por variación de permeabilidad causada por aguas subterráneas, se forman cuando las aguas en circulación en el subsuelo pueden aumentar la porosidad en la roca por disolución y disminuirla por precipitación de materia mineral en los huecos preexistentes (Landes, 1977). Se ha documentado que han sido creadas más rocas almacén por disolución que destruida su porosidad por precipitación química. Aunque la disolución puede darse en cualquier tipo de roca, este proceso es más común en zonas con carbonatos. En muchas rocas almacenadoras los carbonatos almacenan hidrocarburos en las cavidades creadas o al menos ensanchadas por la acción disolvente de las aguas subterráneas.

Esta lixiviación es selectiva, siendo más pronunciada en las capas más susceptibles y quizá completamente ausente en los estratos menos vulnerables a este tipo de ataque. Sin embargo, dentro de la zona estratigráfica dada, la extensión de la permeabilidad así creada tiene bastante consistencia lateral, incluso aunque algunas zonas sean notoriamente erráticas en su permeabilidad en distancias cortas. A causa del carácter usualmente amplio de la porosidad por disolución es difícil encontrar ejemplos de yacimientos en los que el atrapamiento haya sido debido únicamente a una porosidad local por disolución en una

secuencia de carbonatos. Las acumulaciones en las rocas con este tipo de porosidad están en anticlinales o es debida a fallas, truncamiento y superposición o a cualquier otra asociación. Sin embargo, la porosidad localmente errática puede dar como resultado la perforación de muchos pozos secos alrededor de la periferia de los yacimientos petrolíferos de este tipo. Las variaciones de la permeabilidad pueden por tanto determinar la distribución del hidrocarburo dentro de una trampa.

Otro proceso que origina trampas por variación de permeabilidad es la dolomitización que adquieren las calizas.

La porosidad producida por dolomitización, en general es de extensión local, donde la roca almacenadora puede quedar confinada entre rocas sello por las que puede formar una trampa petrolera. Un ejemplo de este tipo de trampas es el del yacimiento Deep River de Michigan, en el que el petróleo se acumuló sin tener en cuenta la estructura de la roca, constituyendo en una larga y estrecha zona porosa donde la caliza fue localmente dolomitizada como se muestra en la figura 2.13.

Con un incremento en la temperatura, muchas aguas subterráneas pueden convertirse en soluciones dolomitizadoras, incluyendo las salmueras evaporíticas residuales, el agua de mar y las aguas expulsadas por la compactación de las lutitas. No obstante, la dolomitización que tiene lugar en el subsuelo profundo no es extensiva porque los fluidos intersticiales y los iones se pierden progresivamente con el incremento de la compactación.

En la figura 2.13 se puede ver como el petróleo acumuló en la zona dolomitizada, porque es el único volumen de roca con una considerable sección estratigráfica donde existen suficiente porosidad y permeabilidad.

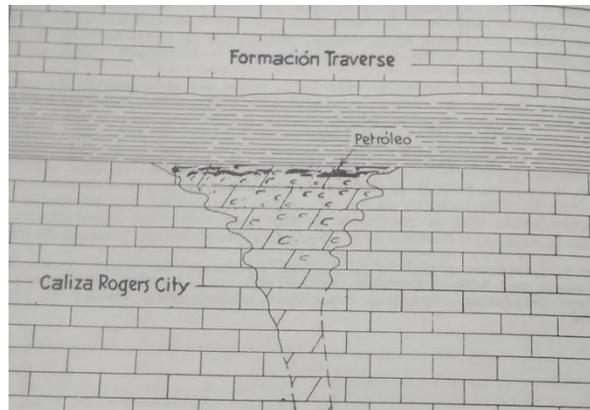


Figura 2. 13: Trampa causada por disolución de carbonatos por aguas subterráneas (que causaron dolomitización), (Landes, 1977).

De acuerdo con Cabrera (2008), la dolomía es una roca sedimentaria que contiene un 50% o más de carbonato, del que al menos la mitad se representa como dolomita ( $\text{Ca, Mg}(\text{CO}_3)_2$ ). Este término comprende en la práctica las dolomías puras (90 a 100% de dolomita) y las dolomías calcáreas (50 a 90% de dolomita). Las dolomías no dan efervescencia en frío con un ácido diluido (HCl al 10%), a diferencia de las calizas. Las dolomías estratificadas o masivas pueden constituir importantes formaciones dando relieves uniformes, frecuentemente son fracturadas y se asocian con otras litologías propias del ambiente sedimentario donde se formaron, por lo que las calizas dolomíticas y las dolomías se encuentran intercaladas en algunas ocasiones con arenas, arcillas, calizas y secuencias evaporíticas. Las unidades dolomitizadas se extienden dentro de una sola formación, y las fronteras son a menudo irregulares, en muchos casos las relaciones no pueden ser descritas por interdigitación ya que el contacto entre la dolomía y la caliza no es continuo ya que puede ser truncado por los cambios de facies. En estos casos el remplazamiento de carbonatos por dolomía es secundario y no una consecuencia original del depósito sedimentario.

Los fósiles en las dolomías son raros, posiblemente porque pocos organismos habitaban en aguas del mar donde la salinidad es alta y favorable para el depósito de dolomitas, aunque en muchos casos el remplazamiento por dolomitas tiende a borrar las evidencias de la existencia de fósiles.

Muchas dolomías están formadas por la alteración postdeposicional de calizas, por procesos diagenéticos, pero otras secuencias están asociadas con evaporitas que corresponde con depósitos químicos primarios que se precipitaron directamente de las aguas de mar, especialmente donde la salinidad es alta. La idea de dolomitización durante la diagénesis fue originada por J. D. Dana en 1849, quien explicó la dolomitización de las rocas de la Isla de Metia en las Islas Paumotu del sur central del Pacífico.

Muchas biohermas y calizas biostromales son extensivamente dolomitizadas ya que la dolomitización puede tener lugar en cualquier caliza, aunque las calizas de textura fina son más susceptibles a la dolomitización que los de textura gruesa. El tiempo y profundidad de compactación son importantes para que ocurra la dolomitización, esto explica porque las rocas más antiguas son más ricas en magnesio.

#### **2.4.2.3 Variación causada por truncamiento y sello**

Las trampas por variación de permeabilidad causada por truncamiento y sello, combinan la posición de las rocas almacenadoras, las rocas sello y un sello superior conformado por hidrocarburos pesados y sólidos (Landes, 1977). En este tipo de trampa se pueden almacenar enormes depósitos de petróleo a poca profundidad. El primer paso en el proceso natural de tales acumulaciones es que exista exhumación (levantamiento) con erosión, deformación con fallamiento y plegamiento de una sección sedimentaria que incluye a las rocas almacenadoras. El segundo paso es el cierre o taponamiento de los bordes de las capas almacén, cuando están plegadas formando un segmento inclinado el que se sella por hidrocarburos pesados, los que funcionan como material impermeable. En algunos casos raros este material impermeable ha sido asfalto formado por la migración del mismo petróleo, pero la mayoría de las acumulaciones de este tipo están debajo de capas de arcilla o de caliza densa que fueron depositados sobre los estratos cortados durante una sumergencia posterior. Se dice que este tipo de trampa posee cierre por superposición.

Un ejemplo de trampas petrolera por truncamiento y sello de hidrocarburos sólidos se puede ver en la figura 2.14, el que pertenece al borde sudoeste del campo Midway, cuyo yacimiento se formó justamente debajo del afloramiento de la roca almacén por una acumulación de asfalto. El petróleo que se movía hacia el sudoeste del sinclinal Midway, ha quedado atrapado justamente abajo del afloramiento de la roca almacén por una acumulación de asfalto.

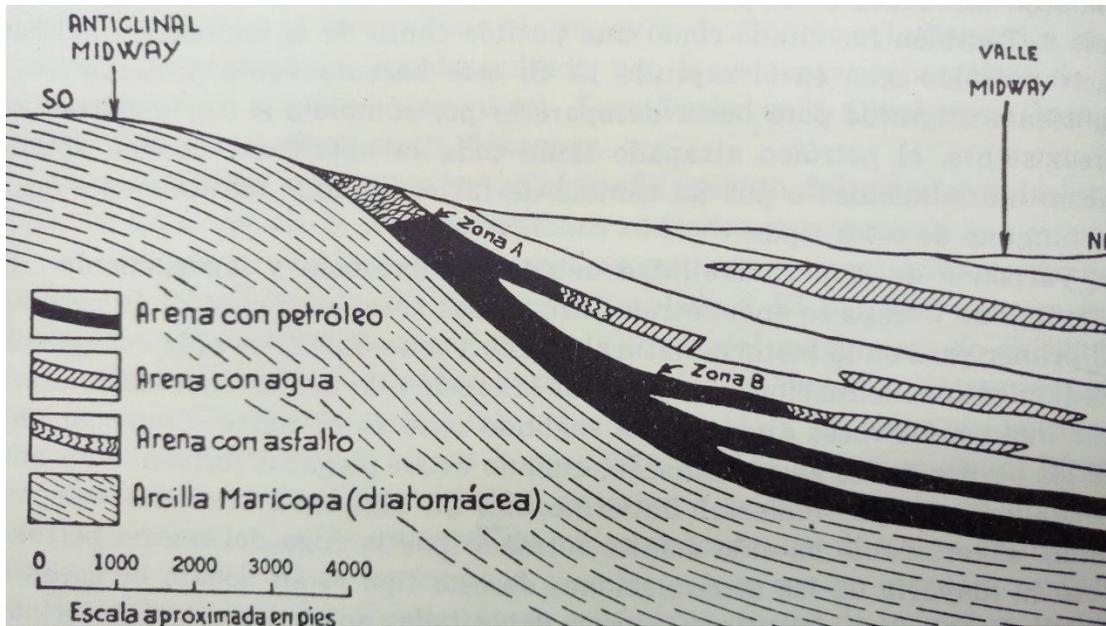


Figura 2. 14: Cierre por un tapón sólido de hidrocarburos que constituye una trampa petrolera por truncamiento y sello. Se encuentra en el borde sudoeste del campo Midway de California (Landes, 1977).

### 2.4.3 Trampas mixtas

En las trampas mixtas se consideran las que son originadas por una combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad, de igual manera se incluyen a las trampas hidrodinámicas. (Véase tema 3.7)

#### 2.4.4 Trampas vacías

De acuerdo con Landes (1977), algunas trampas presentan características adecuadas para almacenar hidrocarburos, con una buena relación entre la roca almacén y la roca sello; sin embargo, se encuentran vacías. Las principales causas son:

1. No existió materia orgánica (roca generadora). La secuencia de material orgánico en la sección sedimentaria puede ser debida a un clima desfavorable, a una sedimentación demasiado rápida, a las condiciones de sedimentación o a la destrucción del material presente durante la etapa bioquímica.
2. No hubo generación de petróleo. Como no conocemos con seguridad los procesos que pudieron ocurrir para la generación de los hidrocarburos, podemos únicamente hacer suposiciones respecto a lo que pudo ser causa de la falta de transformación de la materia orgánica sólida en hidrocarburos líquidos y gaseosos. Las posibilidades sugeridas incluyen la ausencia de bacterias apropiada o de catalizadores necesarios, tiempo transcurrido inadecuado o cobertura inadecuada que no alcanzó la temperatura y presión requeridas para que ocurriera la maduración térmica.
3. El petróleo no alcanzó la trampa. Esto puede ser debido a un dique o a una desviación estructural. El dique puede estar constituido por una permeabilidad lenticular o pueden existir fallas que constituyan barreras o zonas de migración de los hidrocarburos. Un gran anticlinal que se encuentre en la senda de emigración impediría que el petróleo alcanzase un anticlinal más pequeño situado más arriba, al menos que estuviera totalmente lleno.
4. El petróleo se escapó. Un basculamiento regional puede ser la causa de la fuga del petróleo de una trampa, después de lo cual un nuevo plegamiento puede haber reproducido la trampa. Las fracturas y las fallas pueden constituir caminos de escape de los hidrocarburos hasta la superficie, donde se disipan.

5. El petróleo se destruyó. Los hidrocarburos de una roca pueden ser destruidos al menos en tres formas: a) por un tectonismo relativamente intenso; b) por meteorización, y c) por la actividad de bacterias que consumen hidrocarburos.

6. La trampa se formó tardíamente. La época de la acumulación es de extrema importancia. Evidentemente una trampa no tiene valor alguno si se forma después que los hidrocarburos hayan dejado de moverse a través de los poros de las rocas.

### 3 Trampas estratigráficas y mixtas

Las trampas estratigráficas, pertenecen al grupo de las trampas por variación de permeabilidad, en las que de acuerdo con Landes (1977), tienen rocas almacén de permeabilidad adecuada para el movimiento del petróleo o el gas, en donde la permeabilidad echado arriba forma un lugar adecuado para la acumulación de hidrocarburos tan efectiva como puedan serlo las formadas por un anticlinal o una falla. Esta terminación de la permeabilidad puede ser brusca, donde, por ejemplo, una roca almacén inclinada ha sido cortada y cubierta a continuación por una formación cierre, o puede ser gradual como un cambio de facies. Debido a que el entrapamiento está más relacionado con la estratigrafía que con el tectonismo; las acumulaciones debidas a la variación de la permeabilidad se conocen en su mayoría por el nombre de trampas estratigráficas.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, el basculamiento de las capas sedimentarias ha constituido un factor esencial para la acumulación de los hidrocarburos en estas trampas.

Con el descubrimiento del Campo East Texas en 1930, que se puede ver de forma esquemática en la figura 3.1, es como inició el interés en las trampas estratigráficas, las que son muy importantes en la industria petrolera. Los dos pozos marcados con estrellas en la sección transversal son pozos productores pertenecientes al campo East Texas, este campo corresponde a un acuífero de una secuencia de areniscas (Woodbine) en una anticlinal buzante del flanco del levantamiento de Sabine. La arena Woodbine en este campo consiste en una serie de areniscas delgadas y lenticulares, pero unidas entre sí, interestratificadas con arcillas y limolitas. En la parte inferior de la figura 3.1 se muestra un diagrama del campo en cuestión. A finales de 1957 fue el mayor campo petrolero del mundo en lo que se refiere a producción total, que había alcanzado 5300 millones de toneladas; tal descubrimiento demostró las grandes posibilidades de explotación comercial de gas y aceite en las trampas por variación de la permeabilidad.

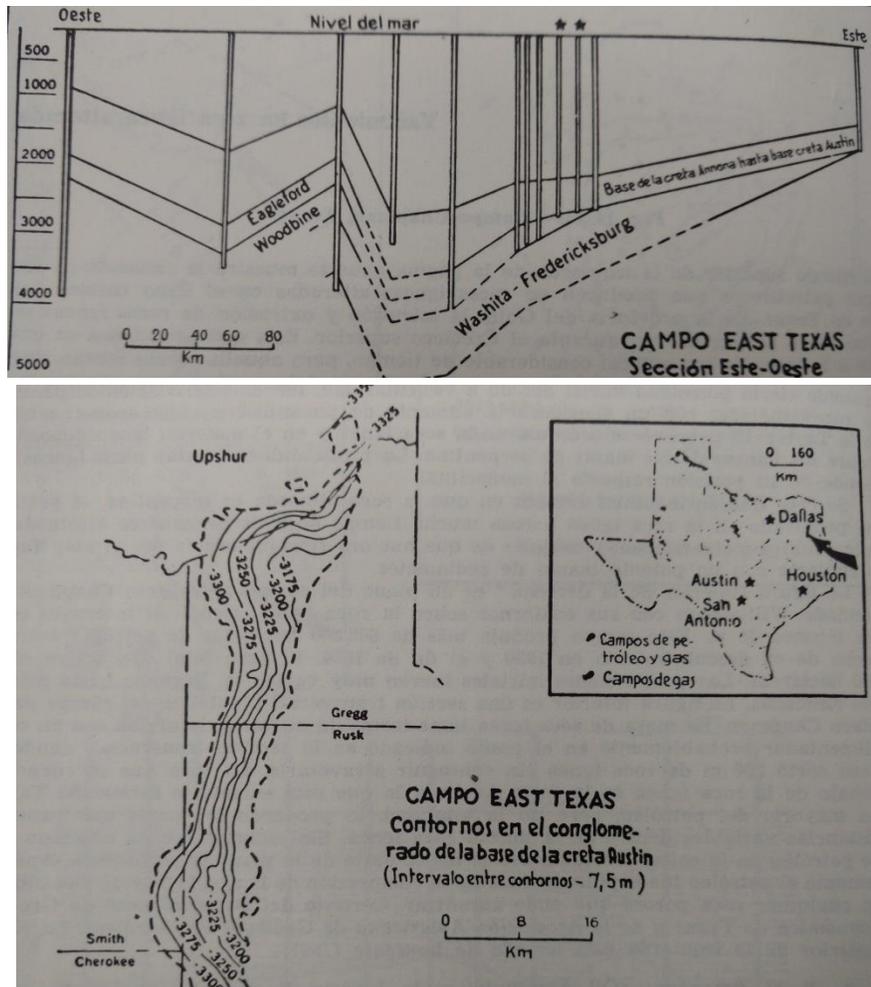


Figura 3. 1: Campo East Texas, como ejemplo representativo de trampas estratigráficas (tomada de Landes, 1977).

De acuerdo con Guillemont (1982), las trampas estratigráficas, son todas aquellas que permiten que los hidrocarburos se acumulen sin deformación estructural. Los yacimientos así formados, se encuentran en la mayor parte de las cuencas petroleras productoras; generalmente se ubican en los flancos monoclinales más o menos regulares. Realmente, las deformaciones estructurales no están siempre ausentes, pero su papel en la localización de los yacimientos con trampas estratigráficas, parece ser nulo, o al menos no es el factor predominante.

Las trampas estratigráficas, son el resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente. Se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones, como la variación de facies, la variación de caracteres petrográficos,

acuñamiento de un horizonte almacén, aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto. Una trampa estratigráfica, se referirá tanto a una sola de estas anomalías, como a varias de ellas combinadas conjuntamente.

Por lo que de acuerdo con Levorsen (1967), una trampa estratigráfica es un término general para trampas que son principalmente el resultado de una variación lateral en la litología del campo, o de un rompimiento en su continuidad.

Una roca permeable pasa a una menos permeable o a una roca impermeable; ésta puede ser truncada por una discordancia. La frontera entre los dos tipos de roca principalmente determina la extensión de la trampa. Esta frontera puede ser marcada o puede ser gradual; la condición puede ser local o regional.

Las trampas estratigráficas pueden ser convenientemente divididas en dos clases generales: trampas estratigráficas primarias, formadas durante la sedimentación o diagénesis de la roca, incluidas las que son formadas por lentos cambios de facies en areniscas y calizas (arrecifes) y trampas estratigráficas secundarias que son resultado de causas posteriores, tales como disolución y cementación, pero principalmente ocurren debido a discordancias.

Las trampas estratigráficas fueron identificadas por primera vez en Pensilvania en 1880, pero su exploración y explotación permaneció siendo un misterio hasta mediados de los 30's del siglo pasado, cuando la sismología empezó a ser aplicada a la industria petrolera. Los exploradores encontraban que las trampas estructurales eran más fáciles de identificar que las trampas estratigráficas cuando se utilizaba exploración sísmica.

Las trampas estratigráficas son generalmente subsísmicas de manera visual, tan delgadas o tan conformes a la geometría que las rodea que sus sutilezas son casi invisibles en los datos sísmicos tradicionales, por lo que se requieren en la mayoría de los casos procesamientos sísmicos específicos.

En la búsqueda de las trampas estratigráficas con datos sísmicos de reflexión, se buscan variaciones sutiles antes que las estructuras obvias. Esto requiere un análisis de atributos sísmicos, o características de las trazas sísmicas. Los atributos clave de los datos sísmicos

revelan si la trampa es estructural o estratigráfica y provee características adicionales que son útiles para determinar la naturaleza exacta de la litología.

Las trampas estratigráficas se dividen en los siguientes 4 tipos: a) Cambios de facies. b) Acuñaamiento. c) Discordancias angulares. d) Discordancias basales (paleogeomórficas).

De acuerdo con Guillemont (1982), los dos primeros tipos de trampas se clasifican como trampas estratigráficas primarias, debido a que son, ante todo, consecuencia del modo y ambiente de sedimentación; su aspecto, su disposición relativa y su posición en la cuenca, condicionan la naturaleza petrográfica del almacén que constituyen. Lo que lleva a distinguir las trampas de serie detrítica, las trampas en serie carbonatada y donde ocurre una combinación con siliclastos y carbonatos.

Por otra parte, las trampas con discordancias, las formadas por efectos de aguas subterráneas y también las formadas por taponamientos, de acuerdo con Guillemont (1982), corresponden a las trampas estratigráficas secundarias, las cuales son el resultado de fenómenos posteriores a la sedimentación y diagénesis, que crean bien la aparición de un almacén local en el interior de una formación inicialmente impermeable, o bien un cierre por depósito de una cobertura de una cobertura sobre un almacén existente, pero no protegido.

### **3.1 Serie detrítica**

De acuerdo con Guillemont (1982), son el resultado de la presencia de cierto volumen mínimo de roca almacén, embalado en una formación impermeable, lo más frecuentemente arcillosa. Que asegura su estanqueidad y su cierre.

Las principales características de los cuerpos arenosos que constituyen trampas por variación de permeabilidad son:

- Volumen (longitud, anchura y potencia)
- Morfología, en planta y en corte
- Composición litológica y caracteres petrográficos

- Posición, repartición y orientación en la cuenca

Los cuales están condicionados por el medio de depositación de la formación en la que aparecen.

Las dimensiones de los cuerpos arenosos son, longitud, anchura y potencia (espesor), condicionan su volumen y por tanto su capacidad de trampa para un yacimiento comercial; estos son muy variables. Se pueden ver todos los términos de tránsito entre un cuerpo lenticular muy pequeño (decimétrico o métrico) y el banco arenoso, prácticamente a la escala de la cuenca sedimentaria.

Los límites de los cuerpos arenosos que pueden formar trampas, no se pueden definir estrictamente. El límite superior, se coloca donde el banco no es capaz de formar él solo, una trampa en ausencia de deformaciones estructurales, o de variaciones laterales de facies, y el límite inferior, donde el volumen de roca almacenadora es insuficiente para que el yacimiento sea comercialmente rentable.

De cualquier manera, incluso los horizontes arenosos, aparentemente continuos en grandes superficies, presentan siempre irregularidades, en su composición litológica o en su geometría. Muy a menudo el análisis detallado, lleva a distinguir diferentes cuerpos arenosos en comunicación más o menos directa entre sí.

La forma geométrica de los cuerpos arenosos y su morfología, son características importantes, desde el punto de vista de la exploración. Estos parámetros permiten juntamente con otras observaciones, hacerse una idea sobre la génesis del depósito.

La composición litológica fina revelada por análisis petrográficos, es también muy importante, pues condiciona los caracteres petrofísicos de la roca, como almacén productor. Además, refleja el medio de depósito y su conocimiento permite, añadido a los elementos morfológicos, reconocer el tipo de cuerpos arenosos que forman la trampa, y ayudar eficazmente a resolver los problemas de extensión de los yacimientos. Permite también, orientar la exploración en zonas análogas.

Aunque la dirección en que ocurrió el depósito a veces es muy clara, muy a menudo se tiene que tomar en cuenta la composición, granulométrica y morfología de las arenas, que exigen

un análisis detallado, por lo que se necesita el empleo, cada vez más generalizado de los métodos numéricos.

Los cuerpos arenosos, pueden originarse en condiciones diversas. Sin embargo, las más comunes que constituyen trampas por variación de permeabilidad son:

-Arenas fluviales.

- Depositadas en medio fluvial propiamente dicho, canales y terrazas.
- Depositadas en medio mixto, estuarios y deltas.

-Arenas eólicas.

-Arenas de playa.

-Arenas que forman cordones o barras litorales, depositadas en medio francamente marino, pero susceptibles de emersión.

-Arenas depositadas en condiciones batimétricas más profundas, sobre o en la proximidad de relieves submarinos.

-Arenas de medio profundo, llevadas por corrientes de turbidez.

En la figura 3.2 se ilustran de manera esquemática, algunos ejemplos de cuerpos arenosos en ambientes continentales. En el proceso de sedimentación de cuerpos arenosos en sistemas fluviales, donde la corriente de un río es desviada con el paso del tiempo, pueden originarse diferentes unidades estratigráficas por el depósito de los materiales en ríos meándricos, rectos, anastomosado y trenzados. Los sistemas de barras y los rellenos de canal son los sitios donde se forman secuencias capaces de formar trampas estratigráficas principales (Cabrera, 2008).

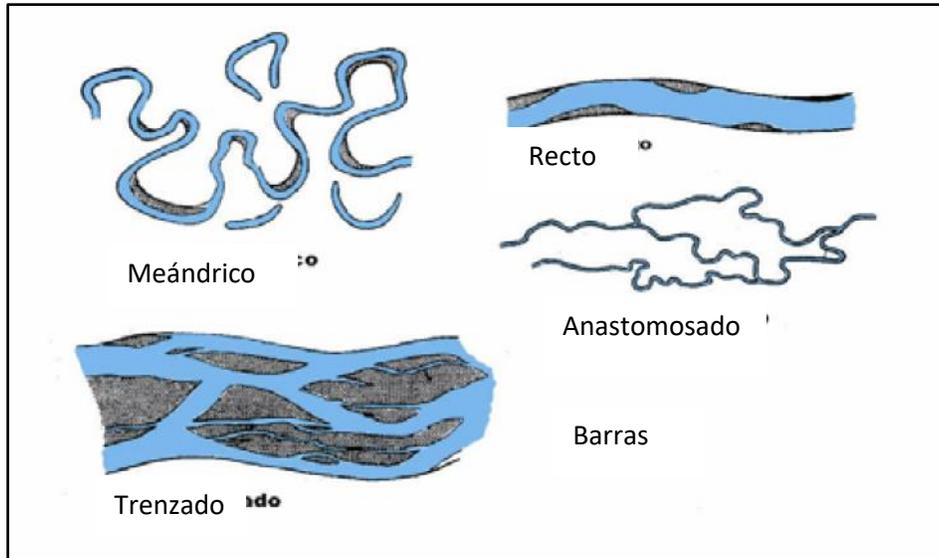


Figura 3. 2: Sistemas fluviales con depósitos de barras arenosas (tomada de Cabrera, 2008).

En la figura 3.3 se muestran lóbulos de canal y barras transgresivas asociadas a un frente deltaico en la Cuenca de Salina del Istmo, en el Campo Petrolero Cinco Presidentes.

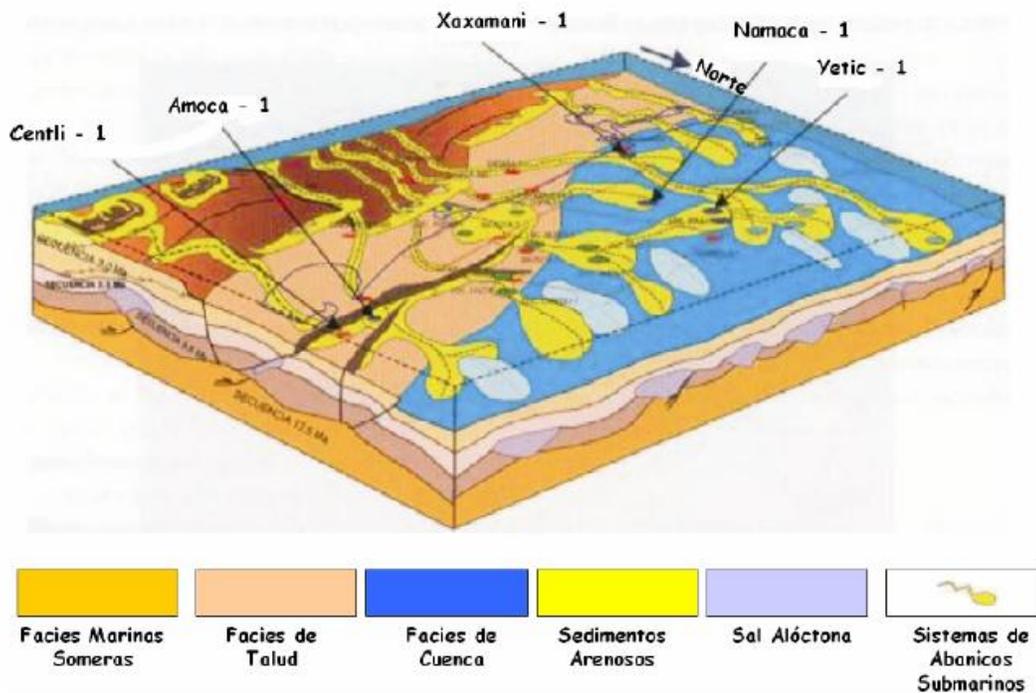


Figura 3. 3: Lóbulos de canales fluviales y barras arenosas transgresivas (tomada de Cabrera, 2008).

Aparecen principalmente en las zonas de las cuencas donde la sedimentación detrítica es gruesa, sin ser exclusiva –lo que suprimiría las posibilidades de cobertura- es importante, existiendo en la región continental o sus proximidades, grandes fuentes de aportes terrígenos.

Los cuerpos arenosos están también desarrollados en las proximidades de las desembocaduras de los ríos, en las zonas deltaicas o estuarios.

Los aportes detríticos pueden ser arrastrados lejos por las corrientes marinas costeras, que transportan y seleccionan la arena y constituyen barras arenosas, paralelas a la costa, o la depositan en las playas, donde las influencias eólicas pueden interactuar. Estos tipos de cuerpos arenosos, forman numerosas trampas que pueden dar lugar a yacimientos como por ejemplo los de Texas, Oklahoma, etc.

Si los sedimentos son arrastrados, se pueden diferenciar cuerpos arenosos limpios de la masa arcillosa es decir con poca matriz. Su distribución está relacionada con la presencia de relieves submarinos (paleorrelieves o estructuras en vías de creación).

Ciertos cuerpos arenosos pueden acumularse alejados de las fuentes de origen y depositarse como sedimentos de mar profundo, por corrientes de turbidez que forman turbiditas.

Las areniscas que presentan las mejores características como rocas almacenadoras, son siempre las que ocupan posiciones estructurales más altas. Son de grano más grueso, prácticamente sin matriz (arcilla), mal estratificadas, desprovistas de siderita, pero con más calcita (grano y cemento) y más minerales pesados que las arenas no productoras, colocadas estructuralmente más bajas, que son más finas, más arcillosas, mejor estratificadas y más ricas en siderita.

Guillemont (1982), explica que los cuerpos arenosos formados por corrientes de turbidez, pueden aparecer en condiciones muy diversas. Las formas, dimensiones, posiciones relativas entre sí y los espesores son función de numerosos factores locales que darán a cada turbidita una cierta individualidad. Los criterios comunes de identificación, son principalmente:

1. Contactos con las formaciones encajantes, bruscos en la base, y progresivos hacia el techo.
2. Clasificación de grano de los sedimentos.
3. Formas sedimentarias particulares, tales como estratificación oblicua, “Groove casts”, “flute casts”, “load casts”, etc.

La búsqueda de trampas estratigráficas primarias en serie detrítica, representa uno de los problemas más arduos en la exploración petrolífera; esta búsqueda, es muy a menudo, larga y relativamente costosa. Exige un conocimiento profundo de la geología regional y local. En general se trata siempre, de una etapa tardía petrolera en la exploración de una cuenca, después del agotamiento de todas las posibilidades estructurales. Los dos principales medios que se utilizan en la exploración son:

- La sísmica de gran detalle, que ofrece además del marco estructural indispensable, datos sobre las variaciones de potencia de las series y posibles discordancias y las variaciones de facies.
- La geología del subsuelo que se apoya de la sísmica, de la información disponible de los pozos y del tipo de cuenca para conocer las variaciones de facies. Pone en sinergia todas sus técnicas, petrografía detallada (descriptiva y sobre todo cuantitativa), micropaleontología (estratigrafía), sedimentología, etc.

### **3.2 Serie carbonatada**

Las trampas estratigráficas primarias en la serie carbonatada, son resultado de la presencia de un cierto volumen de roca almacenadora (caliza o dolomía), aislada en el seno de una formación impermeable, que asegura su estanqueidad y cierre. Presenta ciertas analogías con las trampas de la serie detrítica, pero difieren en los siguientes aspectos:

- Por la naturaleza petrográfica de la roca almacenadora.
- Por la naturaleza de las formaciones impermeables encajantes, que no son tan frecuentemente arcillosas, sino que pueden estar constituidas por margas, calizas finas, incluso frecuentemente por evaporitas.

- Por la morfología de los cuerpos carbonatados que forman las trampas.
- Por el modo de depósito, el medio de sedimentación y la posición geográfica y topográfica de la cuenca, de los que dependen sus características físico-químicas.

La existencia de estas trampas estratigráficas, está estrechamente ligada a la presencia de una roca carbonatada que presente características primarias de porosidad y permeabilidad; se sabe que tales características a menudo están ligadas a los fenómenos de formación bioquímica de las calizas.

La mayor parte de los yacimientos por variación de permeabilidad en calizas, se encuentran en la realidad, en formaciones calcáreas arrecifales.

Se pueden distinguir dos categorías de anomalías de sedimentación calcárea que conducen a la creación de trampas:

1. Variación de la permeabilidad original en una masa calcárea o predominantemente calcárea.
2. Desarrollo local de un almacén, por la acción de organismos constructores de arrecifes, que originan la formación de una protuberancia caliza, en relieve con relación a los sedimentos circundantes.

Las trampas pertenecientes a esta categoría son comparables en muchos casos a los lentejones arenosos. Se producen en zonas de alta energía o por el desarrollo de organismos sobre una superficie reducida que se presenta interestratificada en un conjunto impermeable, que pasa lateralmente a una formación también impermeable, calcárea o no. Se trata muy a menudo, de caliza bioclástica u oolíticas. Para estudiar las trampas formadas por construcciones arrecifales, se debe entender primero la definición de arrecife.

Un arrecife según Guillemont (1982), es un conjunto de rocas sedimentarias, grande o pequeño, compuesto por restos de organismo de tipo colonial, que vivían cerca o bajo la superficie de las aguas, principalmente marinas. Se desarrolla verticalmente, en proporciones relativamente más importante que los sedimentos encajonantes. Los organismos constructores más importantes son corales y algas, y con menor frecuencia Crinoides y Briozoos, son los responsables de los rasgos esenciales del arrecife, quienes vivían sobre él en estado adulto y sus esqueletos quedaron "in situ" después de su muerte.

Los arrecifes tienden a desarrollarse en forma de montículos alineados, aunque a veces son irregulares y asimétricos. En todos los depósitos arrecifales se desarrolla un almacén, que no se comprime bajo el peso de los sedimentos de la cobertura. Este almacén, permite al borde del arrecife, crecer hacia arriba y presentar lateralmente, pendientes mucho más elevadas (a veces verticales) que las que se encuentran en las rocas clásticas.

Los arrecifes, están caracterizados comúnmente, por la ausencia de estratificación bien definida. El diferente comportamiento de los sedimentos que lo rodean, produce frecuentemente una adaptación de las capas que se acumulan hacia los lados y en la parte superior. Debido a su peso relativamente elevado, las capas sobre las que está situado, pueden hundirse y adquirir una cierta curvatura sinclinal. Sedimentos detríticos o de precipitación química, suelen estar relacionados con los arrecifes, de los que entonces, no se pueden separar (Wilson, 1950).

Para los arrecifes correspondientes a esta definición, se emplea a veces el término bioherma, que se opone a biostroma, constituido por una acumulación de organismos, a veces constructores, dispuestos en bancos más regulares y que no sobrepasan sensiblemente, los espesores de los sedimentos vecinos.

De acuerdo con Cabrera (2008), existen dos tipos de trampas estratigráficas primarias que se dan en rocas de origen bioquímico, casi siempre en rocas carbonatadas. Ambos tipos son importantes como productores de petróleo y gas, estas son:

1. Las facies porosas, litofacies o biofacies que cambian a facies de lutitas, calizas arcillosas o dolomitas impermeables, los lentes casi tabulares están compuestas por residuos de carbonatos producidos por organismos; estos depósitos son denominados biostromas.
2. Las masas carbonatadas porosas en forma de montículo o lenticulares que están formadas básicamente por detritos de organismos sedentarios y están rodeadas por rocas impermeables; a estos se les denomina arrecifes orgánicos o biohermas.

Un biostroma es una masa de roca sedimentaria construida por organismos, que generalmente permanecen en posición de vida; son de pequeño espesor en relación a su diámetro, y generalmente forman una capa interestratificada entre las capas contiguas.

Un bioherma es una masa de roca sedimentaria calcárea (caliza arrecifal o biolitita) formada por organismos constructores (en general corales) que permanecen frecuentemente en posición de vida. Tienen la forma de un lentejón, no estratificado e independiente de la estratificación de las capas colindantes.

De acuerdo con Guillemont (1982), los mismos elementos sedimentarios que se encuentran en los arrecifes actuales, se encuentran en los arrecifes fósiles.

Entre los arrecifes actuales, se distinguen clásicamente:

- Arrecifes flanqueantes, situados en el mismo litoral o a muy corta distancia de él; su anchura no sobrepasa algunos kilómetros, pero es generalmente mucho menor, del orden de algunas decenas de metros (arrecifes del Mar Rojo).
- Arrecifes barrera, situados más lejos del litoral, frecuentemente en el límite de la plataforma continental. El ejemplo más conocido es la gran barrera de Australia, que se sitúa a lo largo de la costa noreste de Australia en más de 2000 km, y puede alcanzar 200 km de anchura.

Pueden existir todos los términos intermedios entre arrecife flanqueante y barrera.

- Los atolones, que son construcciones arrecifales en anillo más o menos regular, situadas sobre un alto fondo, generalmente volcánico (Islas Marshall, en el Pacífico).

Los atolones propiamente dichos, son anillos arrecifales de tamaño relativamente pequeño que encierran una laguna, que son poco comunes como trampas petroleras, en cambio los arrecifes flanqueantes y barrera son más comunes como trampas por variación de permeabilidad.

Se pueden añadir los arrecifes de plataforma o tabulares, comparables a los atolones, pero desprovistos de laguna central, o con una laguna poco profunda sin sedimentos netamente diferenciados.

En un arrecife actual, se distingue morfológicamente, una cresta calcárea, construida más o menos paralelamente al borde continental o insular, que aísla de altamar, una laguna poco profunda como se muestra en la figura 3.4.

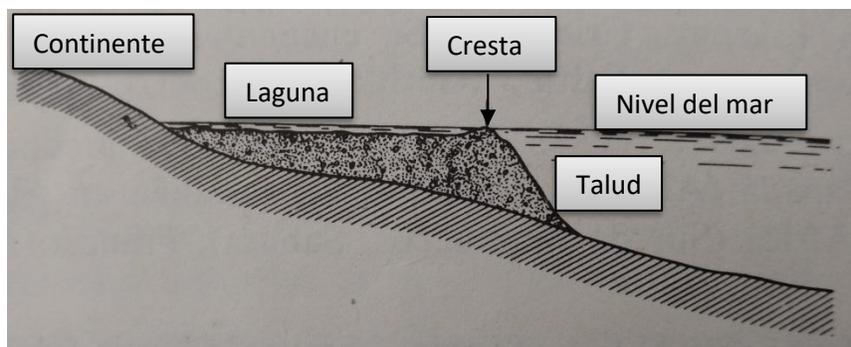


Figura 3. 4: Corte esquemático a través de un arrecife actual (tomada de Guillemont. 1982).

Los organismos constructores, se desarrollan probablemente en el lado de alta mar, donde el agua es clara y está bien airada. Su actividad es combatida por las olas, que tienden a destruir las construcciones. Los trozos arrancados se depositan principalmente, sobre el talud arrecifal. Una porción más pequeña, es lanzada por las tempestades fuertes, por encima de la cresta, a la laguna. Se producen principalmente por el depósito de rocas clásticas calcáreas, con pendientes sedimentarias elevadas, sobre el talud, del lado de alta mar (brechas, calcáreas) calcirruditas (arenas calcáreas y calcarenitas.)

Los sedimentos clásticos gruesos del talud, pasan lateralmente de una manera progresiva, a sedimentos finos normales, lodos más o menos calcáreos con fauna pelágica.

La cresta arrecifal, está formada por la acumulación de los esqueletos de los organismos constructores, en su posición viviente, pero debido al ataque incesante de las olas, quedan relativamente pocos. La anchura de la zona construida, no removida, se reduce generalmente a algunos metros o decenas de metros, quedando cubierta hasta el nivel de marea alta por depósitos clásticos.

En la laguna ("lagoon") poco profunda, protegida de alta mar por la cresta arrecifal, se desarrolla una vida intensa. Se produce el depósito de calizas biohermales o de caliza bioclástica, en capas regulares. Si el aislamiento es suficiente, pueden aparecer depósitos de precipitación físico-química (carbonatos, sulfatos, etc.).

Los ríos que desembocan al mar aportan sedimentos terrígenos, que se mezclan con los depósitos de la laguna, además en la proximidad inmediata de la cresta arrecifal, los bloques y trozos arrancados por las olas más fuertes, originan depósitos clásticos, poco

desarrollados en comparación a los del talud. Finalmente, la vegetación aérea, que se desarrolla sobre el continente, sobre la cresta arrecifal o en la laguna (manglares), puede originar depósitos ligníticos que se mezclan a los sedimentos de la laguna.

En la figura 3.5, se muestra una sección esquemática, que muestra detalles de varias partes que componen un arrecife en crecimiento, como el Arrecife Gran Barrera en el noreste de las costas de Australia.

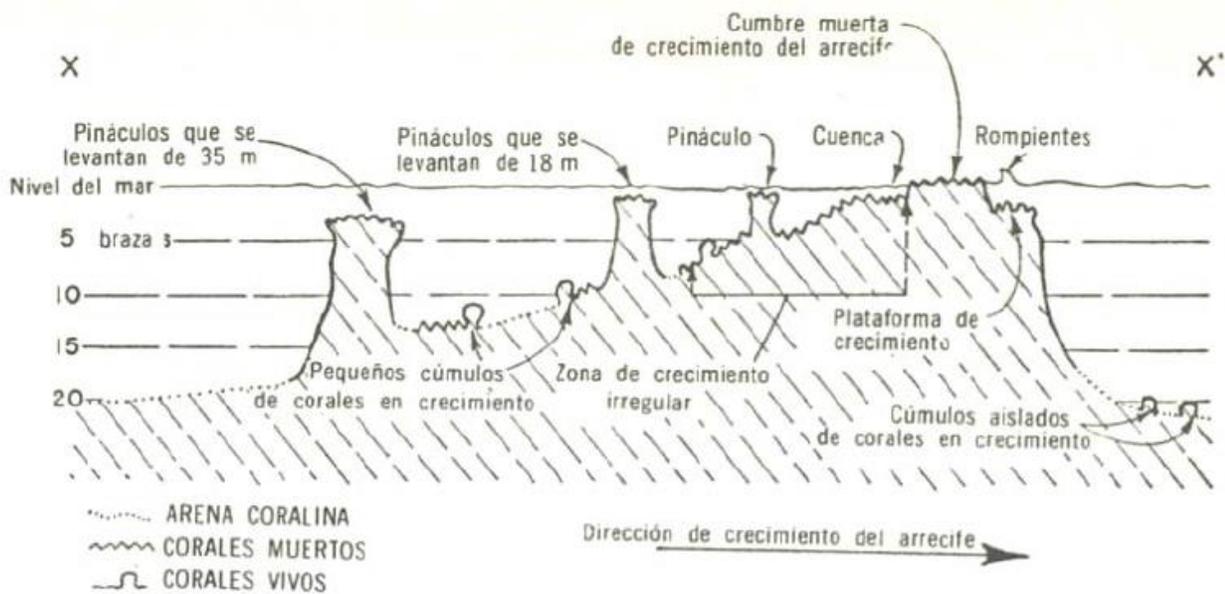


Figura 3. 5: Diagrama que muestra detalles de las distintas partes constituyentes de un arrecife en crecimiento (tomada de Cabrera, 2008).

Según Guillemont, existen arrecifes transgresivos y regresivos. En numerosas regiones se observa una permanencia de las facies arrecifales a través de un largo período de la historia geológica. Si durante este periodo, las condiciones paleogeográficas se han modificado lentamente, la posición geográfica de las construcciones arrecifales habrá variado por lo que ocurre una emigración de los arrecifes. Según el sentido o sentidos de migración, la sucesión local de las formaciones en una misma vertical, diferirá notablemente, lo que influye en las posibilidades de trampa de los arrecifes y en la localización de los yacimientos en el interior del amplio complejo así formado.

El arrecife se llama transgresivo cuando su desplazamiento correspondiente a un avance marino transgresivo, lo lleva cada vez más cerca de la línea de costa, como se muestra en

la figura 3.6 a. La construcción arrecifal, se establece entonces sobre los sedimentos de tipo post-arrecife más antiguos, mientras que a medida que continúa el desplazamiento, los depósitos de pre-arrecife, se acumulan sobre los biohermas más antiguos. En un estado más avanzado, los sedimentos finos de cuenca, se acumulan sobre las formaciones calcáreas arrecifales.

Inversamente, el arrecife se llama regresivo (figura 3.6 b), cuando en relación con un movimiento de retraso marino o de levantamiento lento del fondo, el arrecife se desplaza hacia la cuenca. Las calizas biohermales, cubren entonces las facies de pre-arrecife anteriores, y a su vez son progresivamente cubiertas por las formaciones de post-arrecife.

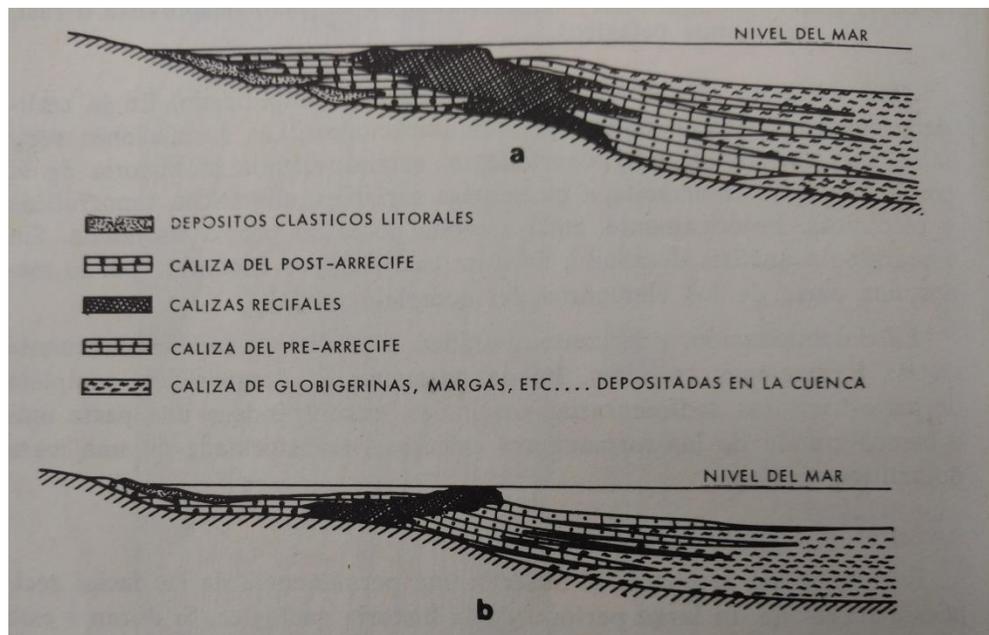


Figura 3. 6: Migración de los arrecifes: a) Arrecife transgresivo. b) Arrecife regresivo. (Tomada de Guillemont, 1982).

Una sucesión de avances y retrocesos, que puede ser regular o estar cortada por interrupciones, se traduce en secuencias repetidas varias veces en las diferentes formaciones arrecifales. Según la historia geológica local, las variaciones continuas o discontinuas y la amplitud de las transgresiones y regresiones, determinarán la forma final, de tal manera que se pueden formar masas calcáreas aisladas entre sí, o bien pueden estar relacionadas, creando un gran volumen permeable, que permite las migraciones de los hidrocarburos, en distancias horizontales y verticales, a veces importantes.

Se conocen construcciones arrecifales, en todos los sistemas de la columna estratigráfica, desde el Precámbrico a la actualidad (Guillemont, 1982), presentando en general las siguientes características:

- Precámbrico Superior (Proterozoico): son arrecifes de Algas (Collenia, Conophytes), desarrollados generalmente en biostromas o biohermas de pequeño tamaño. Se conocen en U.S.A (Michigan), Australia (Carpentaria), Africa (Sahara, Congo), etc.
- Cámbrico: son todavía arrecifes de algas o espongiarios, aparentemente de pequeño tamaño; se han identificado en Labrador, Australia y U.S.A.
- Ordovícico-Silúrico: los organismos constructores se multiplican encontrándose Algas, Corales, Briozoos, Crinoides. Se encuentran en U.S.A (Michigan, Indiana, Wisconsin, etc), Báltico (Gothland, Estonia), Inglaterra, etc.
- Devónico: los arrecifes Devónicos son productores de hidrocarburos en Canadá (Alberta). Se han reportado también en Australia, Africa (Sur de Marruecos, Sahara), Francia (Ardenas Montaña Negra), etc.
- Carbonífero: en U.S.A (Texas y Nuevo México) se tienen arrecifes productores de hidrocarburos, construidos principalmente por Crinoides. En el Sahara se tienen los macizos arrecifales de la región de Colomb-Béchar, pertenecen al carbonífero (Viseense). Se encuentran igualmente en Bélgica (Ardenas) e Inglaterra.
- Pérmico: los más conocidos están en Texas (Capitan reef) y en Rusia (arrecifes productores de hidrocarburos del Oeste de los Urales). En México hay arrecifes aislados pequeños en Olinalá Guerrero, Platanoaya Puebla, en Sonora y en Chiapas; son arrecifes con crinoides y fusulínidos.
- Triásico: Los Alpes dolomíticos de Tirol, son de origen arrecifal.
- Jurásico: las formaciones arrecifales jurásicas, están muy extendidas en Europa Occidental, en todo el Jurásico Superior. El arrecife de Solenhofen, es célebre por las faunas recogidas en las calizas litográficas de la laguna interior. En México, los horizontes arrecifales de la Formación San Andrés del oxfordiano, son productores de hidrocarburos en la región de Tampico-Misantla, en el campo San Andrés.
- Cretácico: las formaciones de facies Urgoniense, son de origen arrecifal. También se conocen arrecifes, en el Albanense de la cuenca de Aquitania (yacimiento de Mimizan Nord). En México, los campos de la Faja de Oro, están situados sobre una gran

barrera arrecifal en el paleoelemento denominado “Plataforma de Tuxpan” (Figura 3.7).

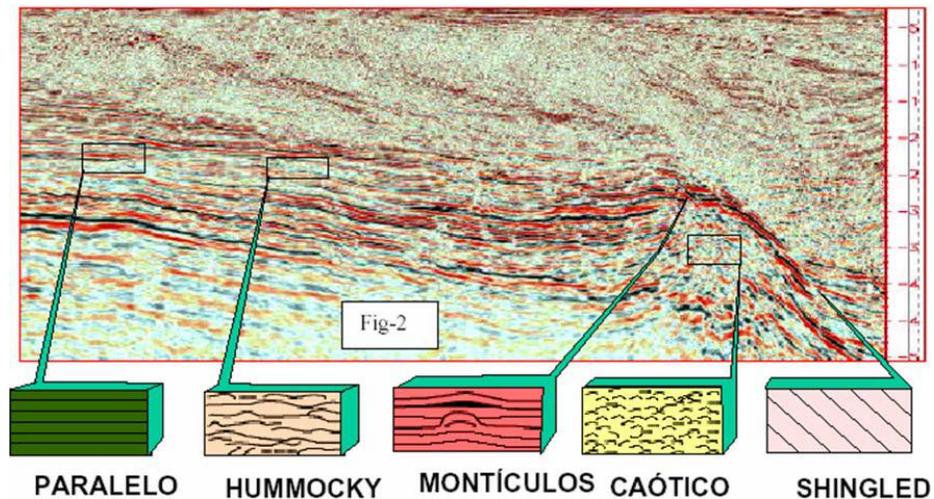


Figura 3. 7: Sección sísmica de la Plataforma de Tuxpan (Tomada de Cabrera, 2008).

- Paleógeno-Neógeno: a este sistema finalmente, corresponden las formaciones calcáreas arrecifales, productoras en Irán e Irak. En la porción norte del Estado de Veracruz se tienen secuencias arrecifales en la Formación Palma Real.

Hay diferentes elementos que contribuyen a hacer de las formaciones arrecifales, lugares privilegiados para la acumulación de hidrocarburos:

- Las calizas biohermales, presentan a menudo muy buena porosidad primaria, que en general es el resultado de la construcción de los organismos coloniales. Aunque en numerosos casos, una cementación o cristalización posterior, hacen desaparecer una parte importante de los huecos originales; también los fenómenos de dolomitización son frecuentes.
- Los arrecifes calcáreos, construidos en relieve con relación a las capas de la misma edad, sobre las que se colocan los sedimentos más jóvenes debido a la compactación diferencial, constituyen por sí mismos y sin intervención de deformación estructural trampas de tipo anticlinal.
- Contemporáneamente con la sedimentación, reciben los hidrocarburos formados en sus proximidades, desde que son expulsados de la roca madre.

- Finalmente, por sus condiciones de formación en aguas poco profundas, están necesariamente colocados en posición estructural alta, con relación a los sedimentos del conjunto de la cuenca.

Como todas las trampas estratigráficas, los arrecifes presentan problemas de exploración.

La compactación diferencial en las capas contemporáneas de la formación arrecifal, produce frecuentemente la aparición de pseudoanticlinales, que se refleja a veces hasta a varios centenares de metros por encima del arrecife propiamente dicho. Varios yacimientos arrecifales, han sido descubiertos gracias a esta deformación, habiendo sido colocados los sondeos, para explorar una estructura anticlinal.

Los arrecifes producen diferencias netas en las características físicas de los terrenos (densidad, velocidad de propagación de las ondas sísmicas), y pueden ser buscados por métodos geofísicos de detalle, sobre todo si se utiliza la sísmica de reflexión.

A excepción de los casos particularmente favorables donde los arrecifes afloran en algunos puntos de la cuenca, su existencia es imprevisible, y el primer descubrimiento, se realiza con alto nivel de incertidumbre. Es solamente después de este descubrimiento, que se pueden utilizar los métodos sistemáticos, bien se trate de geofísica o de anomalías imposibles de interpretar estructuralmente hasta entonces, que se aclaran cuando la existencia de los arrecifes es conocida. La geología del subsuelo, que toma en cuenta las variaciones observadas, permite en cierta medida, delimitar la existencia de una región arrecifal.

Los yacimientos atrapados en arrecifes, presentan problemas en su explotación, ya que la distribución de las zonas porosas y permeables, es muy dispersa; en numerosos casos, esta ligada a la estructura del arrecife, a la repartición y posición relativa de las zonas biológicas. Su conocimiento, indispensable para la utilización de los métodos de recuperación secundaria, implica un estudio y una reconstrucción tan perfecta como sea posible de la estructura e historia del arrecife, que no puede alcanzarse, sin un estudio detallado de la litología y de las facies en el sentido más amplio.

### 3.3 Cambios de facies

Recordando la clasificación del capítulo dos, empezaremos a describir las trampas estratigráficas por cambios de facies, las cuales de acuerdo con Harold (1986), una facies es un cuerpo de roca con características específicas. Donde las rocas sedimentarias pueden ser manejadas en afloramiento o de un pozo, esto se define basado en su color, estratificación, composición, texturas, fósiles y estructuras sedimentarias. Una biofacies es en la que la consideración principal es el contenido biológico. Si los fósiles están ausentes o son de poca importancia y el énfasis se hace sobre las características físicas y químicas de la roca, entonces el término litofacies es más apropiado.

La selección de características que definen facies y el peso asociado a cada una de ellas son dependientes de una evaluación subjetiva personal, basado en el estudio de las muestras, al tipo de afloramiento, al tiempo disponible y el objetivo de la investigación. A pesar de eso, cada facies debe estar definida objetivamente sobre características observables y medibles. Es muy difícil establecer reglas exactas para la selección de facies ya que cada conjunto de rocas es diferente y los límites escogidos variarán en consecuencia.

Las facies idealmente deben ser una roca distintiva que se forme bajo ciertas condiciones de sedimentación, reflejando un proceso particular o ambiente. Las facies deben ser subdivididas en subfacies o agrupadas en asociaciones de facies o ensambladas.

Las facies de manera individual varían en valores de interpretación. La importancia de las relaciones de facies ha sido reconocida desde hace tiempo, al menos desde la Ley de Facies de Walther (1894), que establece la variedad de depósitos de las mismas facies. Es necesario indicar que la existencia de facies en una secuencia vertical conforme fue formada en ambientes lateralmente adyacentes y que las facies en contacto vertical tienen influencia de los ambientes vecinos.

Los tres tipos de contactos son gradual, brusco y erosivo, pensando a veces que se necesita diferenciar aquellos que son abruptamente graduales, donde una transición ocurre por arriba a unos cuantos centímetros.

La idea de que patrones de facies se repitan entre sí, están relacionadas con el concepto de sedimentación cíclica, que ha sido una de los más fructíferos parámetros para identificar cambio de facies.

Un resultado valioso del concepto cíclico es centrar la atención sobre la relación de facies, es decir, facies que tienden a existir juntas (asociaciones) en diferentes secuencias sedimentarias. Esto demuestra la ventaja de interpretar una facies por referencia a sus vecinas. Este concepto de asociación de facies es fundamental para toda la interpretación ambiental. La asociación de facies son grupos de facies que se encuentran juntas y que son consideradas a ser relacionadas, genética o ambientalmente.

Una secuencia de facies es una serie de facies que pasan gradualmente de una a otra. La secuencia puede ser limitada en la parte superior o inferior por una unión brusca o erosiva, o por un hiato entre dos depósitos sedimentarios. Una secuencia puede existir solo una vez, o esta puede ser repetida (cíclica).

El entrapamiento de hidrocarburos debido a rocas almacén con cambios de facies es generalmente provocado por el echado arriba en una secuencia de areniscas o calizas a lutitas. Las trampas por cambios de facies son debidas a diferencias ambientales en la época de sedimentación, tanto lateral como verticalmente los cambios de facies ocurren principalmente por las siguientes causas (Véase figura 2.10):

- 1) Donde un sedimento de grano grueso pasa a un sedimento más fino que se depositó en aguas más tranquilas o a mayor distancia del punto de procedencia de los sedimentos.
- 2) Donde una roca porosa de carbonatos pasa lateralmente a un material clástico fino que estaba en dirección a Tierra firme en la época de sedimentación.

Para que un cambio de facies constituya una trampa:

- 1) Las capas sedimentarias deben estar inclinadas en forma tal que la facies impermeable esté situada más arriba que la roca porosa.
- 2) Las rocas inclinadas deben formar una anticlinal longitudinal (buzante), para que la trampa cierre por los costados.

Sin embargo, la condición dos no es necesaria si la zona de desaparición de la permeabilidad es curva con su concavidad hacia abajo cerrando de esta forma la trampa por los costados y por arriba.

### 3.4 Acuñaamiento

Las trampas estratigráficas por acuñaamiento (Schlumberger Limited, 2014), ocurren cuando la terminación de la roca almacenadora en un yacimiento se va adelgazando contra una roca sello no permeable, lo que genera una geometría favorable para el entrapamiento de hidrocarburos, especialmente si la roca sello adyacente es una roca generadora tal como la lutita. Según Cabrera 2008, el acuñaamiento de un cuerpo arenoso rodeado de arcilla se forma cuando debido al depósito sedimentario hay acuñaamientos en los límites de las cuencas sedimentarias (figura 3.8).

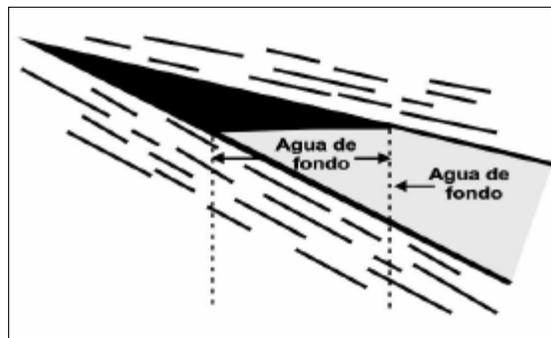


Figura 3. 8: Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñaamiento de areniscas (Modificado de Cabrera, 2008).

De acuerdo con Landes, generalmente una isla de barrera regresiva deposita un horizonte de arena, que al convertirse en areniscas pueden formar una trampa petrolera continua, aunque en algunas instancias las barreras de permeabilidad de la lutita pueden separar eventos progradacionales sucesivos. Los horizontes de areniscas pueden pasar pendiente arriba a horizontes de lutitas lagunares o intermareales, que pueden dar lugar a trampas por acuñaamiento. Para que estas trampas sean efectivas, también necesitan un cierre en las dos direcciones a lo largo del paleoacuñaamiento. Este cierre puede ser estratigráfico o

estructural, en cuyo caso el campo debe ser más apropiadamente clasificado como una trampa mixta, en lugar de una trampa estratigráfica.

Las barras de arena de barrera, horizontes de arena de plataforma y arenas de playa a menudo se producen como una parte integral en su mayoría de ciclos regresivos-transgresivos. Las arenas son más gruesas y mejor desarrolladas en la fase regresiva y tienden a ocurrir como alargamientos con pausas durante las transgresiones. El estudio de la Cuenca sedimentaria que se encuentra en Las Montañas Rocallosas, muestra que las arenas transgresivas del Cretácico tienden a formar mejores trampas. Las arenas regresivas tienden a carecer de sello pendiente arriba conforme ellas pasan hacia la costa en las arenas de canal. Las arenas transgresivas, por el contrario, pasan pendiente arriba en sellado lagunar y a lutitas de marea.

Las trampas de acuñaamiento más complejas pueden ocurrir donde ambos, barrera y canal de arenas, están comunicados fluidamente uno con el otro.

### 3.5 Discordancias angulares

Una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depósito que separa dos grupos de estratos de diferente edad (Cabrera, 2008). En la figura 3.9 se muestra un ejemplo de trampas por discordancia.

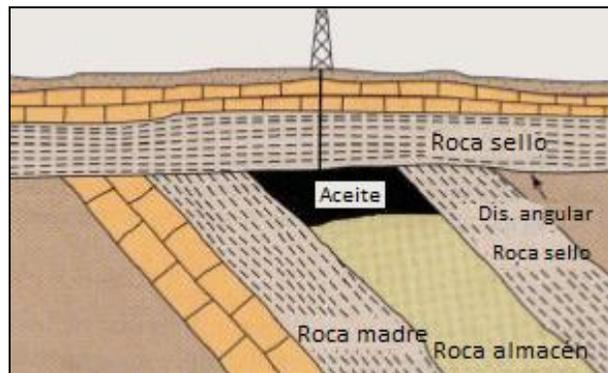


Figura 3. 9: Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular (Modificada de Cabrera, 2008).

Si las capas de encima y de debajo de la superficie de discordancia son paralelas o aproximadamente paralelas se llaman paraconformidades o disconformidades; estas no constituyen trampas petroleras. Cuando los estratos de encima y de debajo de la discordancia no son paralelos y se encuentran en ángulo, el contacto es llamado discordancia angular o discordancia angular erosiva, las que en algunos casos pueden formar trampas estratigráficas o mixtas.

Una superficie de discordancia puede marcar el límite entre una formación permeable y una impermeable y así formar el límite superior o inferior de un yacimiento petrolero, cuando se combinan de manera adecuada las rocas sello con las rocas almacenadoras. Los cambios más pequeños entre estratos se llaman diastemas y no constituyen trampas.

Según Chapman (1983), las trampas formadas por discordancias, son aquellas que resultan del truncamiento de las rocas del yacimiento, y el sello subsecuente del subcorte está dado por una unidad de roca discordante, relativamente impermeable, de grano fino. Las rocas generadoras pueden estar dentro de la secuencia pre-discordante o en el inmediato sello de roca post-discordancia. La sincronización de la migración secundaria no es, por supuesto, más temprana que el tiempo de sello del subcorte. Puede haber un lapso de 50 M.a. o más entre la generación en la roca madre y la acumulación de los hidrocarburos.

La palabra discordancia para muchos de los geocientíficos sugiere una erosión de rocas sedimentarias que ha sufrido orogénesis, seguida de una acumulación de otra secuencia de sedimentos, generalmente marinos. Este tipo de discordancias, aunque real, en muy raras ocasiones forma una trampa petrolera porque las capas que sobreyacen inmediatamente a la superficie de la discordancia son generalmente suficientemente porosas y permeables lo cual permitiría la migración de los hidrocarburos o que estos se movilicen y se acumule en una diferente trampa ubicada en las proximidades. Lo que se requiere para que se forme una trampa petrolera es que los sedimentos post-discordancia deberán ser de grano fino con una distribución amplia. Lo cual requiere de una transgresión sobre una superficie de muy bajo relieve por un mar con muy poca energía – menos que la que es requerida, en general, para que ocurra erosión y eliminación de los productos de la erosión – sin embargo, si hay suministro de lodo arcilloso. Esas condiciones también elevan la preservación de materia orgánica en los sedimentos finos. Una vez que estos sedimentos

se han acumulado, si ocurre subsidencia adicional origina la terminación de la secuencia post-discordancia.

La superficie de la discordancia es también muy importante en relación a las capas que la subyacen, debido a que ésta en ausencia de fallas, determina la calidad de la trampa.

### 3.6 Discordancias basales (paleogeomórficas)

Las trampas paleogeomórficas de acuerdo con Chapman (1983), son trampas que resultan de la acumulación de sedimento sobre una topografía pre-existente constituida de rocas porosas y permeables, la expresión fisiográfica favorece que el paleorrelieve sea cubierto de rocas almacenadoras, la facies que también constituye rocas sello. Además, estas son invariablemente diacrónicas, con las secuencias transgresivas que incluyen a la roca madre.

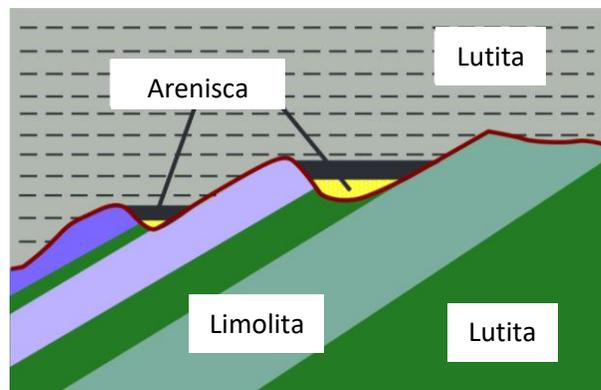


Figura 3. 10: Trampa paleogeomórfica, formada por arenas porosas de canal (Modificada de Petroleum traps, 2015).

### 3.7 Trampas mixtas

Como se menciona en capítulo anterior, las trampas mixtas se consideran las que son originadas por una combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad, de igual manera se incluyen a las trampas hidrodinámicas.

### 3.7.1 Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad

Constituyen trampas mixtas aquellas donde intervienen en partes sensiblemente iguales, las deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas o litológicas. En realidad, la preponderancia de uno de estos factores en relación al otro, es poco menos que imposible determinar con exactitud, y muchas de las trampas agrupadas en la categoría de las estructurales y estratigráficas, en particular en las estratigráficas secundarias, deberían clasificarse entre las mixtas (Guillemont, 1982).

Entre ambos extremos –formando una gradación casi continua- se encuentran las trampas en las que se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía. Resulta fácil clasificar como estratigráficas o estructurales las trampas en las que es evidente que el factor estratigráfico o el estructural es el predominante. Pero cuando se llega al terreno compartido entre trampa estratigráfica y la estructural, resulta sumamente difícil decidir la importancia relativa de ambos factores.

Según Levorsen (1967), algunas trampas combinan barreras estructurales, estratigráficas y con fluidos en proporciones variables.

Una trampa mixta o combinada suele tener una historia en dos o tres de las siguientes etapas:

1. Un elemento estratigráfico que provoque el cambio de permeabilidad del yacimiento.
2. Un elemento estructural que provoque la deformación, que se combina con el elemento estratigráfico para completar la trampa.
3. Un flujo del agua de la formación donde aumenta el efecto de entrapamiento.

Se revisan los elementos de roca de las trampas mixtas, y se muestra un ejemplo en la figura 3.15. Se observa el Campo Gigante Sunset-Midway en el Valle San Joaquín (California), que muestra una combinación de trampas anticlinales, acuñaamiento y trampas por discordancia, la trampa mixta se puede observar en la discordancia Mio/Pleistoceno.

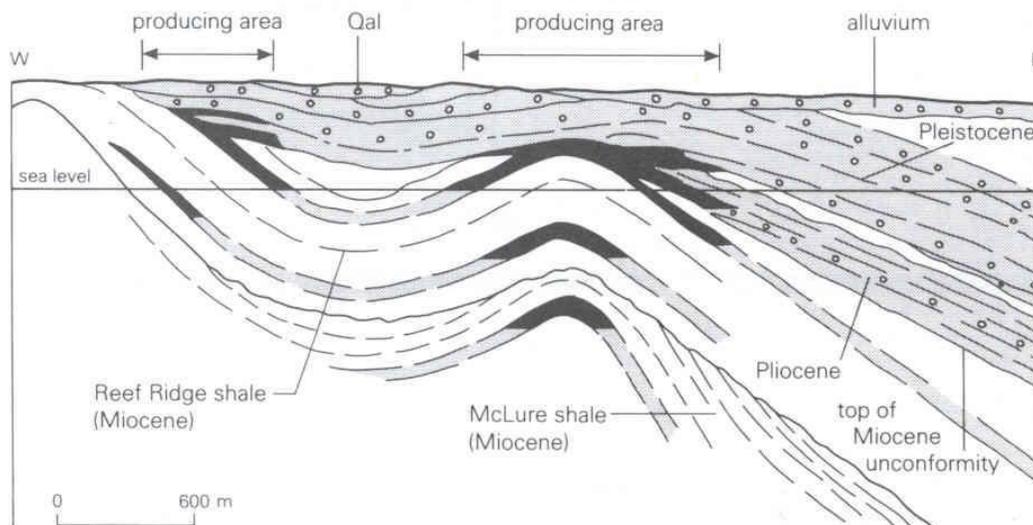


Figura 2. 15: Esquema con características de las trampas mixtas (tomada Petroleum Geology AES, 2017).

### 3.7.2 Hidrodinámicas

En el caso de las trampas hidrodinámicas, existen los contactos petróleo-agua o gas-agua inclinados, esta situación no está relacionada con la topografía, pero es usualmente más pronunciada en las áreas de relieve marcado, como en cuencas entre montañas o al frente de una sierra (orógeno).

De acuerdo a Landes (1977), en las cuencas vecinas confinadas a sistemas montañosos, las capas porosas que afloran a altitudes elevadas pueden transportar y descargar el agua a una altitud mucho menor en forma de fuentes o manantiales formando acuíferos; este sistema da como resultado una superficie potenciométrica (piezométrica) inclinada. La superficie potenciométrica en un punto dado indica la altura a la que se elevaría el agua artesiana si en dicho punto se perforara un pozo hasta la capa conductora. Una capa acuífera que contenga petróleo con una superficie potenciométrica inclinada tiene también una superficie de contacto petróleo-agua inclinado; a una acumulación de hidrocarburos con esas características se le llama trampas hidrodinámicas (figura 2.15). Si el contacto petróleo-agua es horizontal, las condiciones son hidrostáticas.

El resultado más evidente que indican condiciones hidrodinámicas es la posición excéntrica de la acumulación de petróleo o gas dentro de la trampa en un anticlinal, donde el contacto agua-hidrocarburo es inclinado. Existe una relación definida entre la pendiente de los contactos gas-agua y petróleo-agua y la inclinación de la superficie potenciométrica; éstas características pueden verse en la figura 2.15. Cuando no existe petróleo y el gas yace directamente sobre el agua, su superficie de contacto es casi paralela a la superficie potenciométrica. Pero si están en contacto el petróleo y agua, la mayor densidad del primero da como resultado un contacto de mayor pendiente para el mismo gradiente potenciométrico.

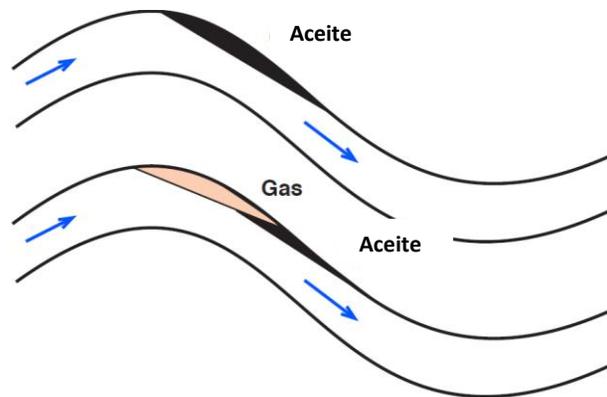


Figura 3. 11 rampa hidrodinámica donde se observan los contactos inclinados entre los hidrocarburos y el agua Petroleum traps (2015). Se puede observar que debido a que el aceite es de mayor densidad está más inclinado que el gas que es menos denso.



## **4. Sismoestratigrafía, trampas estratigráficas y mixtas**

### **4.1 Fundamentos**

De acuerdo con Sheriff (1991), en la exploración sísmológica se utilizan ondas elásticas generadas artificialmente para localizar depósitos con sustancias naturales de interés para la humanidad (incluyendo hidrocarburos, yacimientos minerales, agua, depósitos geotérmicos, etc.), zonas arqueológicas, y para obtener información geológica para la ingeniería aplicada.

Mediante la exploración sísmológica se obtienen datos que, cuando se usan junto con otros datos geofísicos, obtenidos de pozos de sondeo y geológicos, y con conceptos de física y geología, proporcionan información sobre la estructura y distribución de diversos tipos de rocas.

La importancia del trabajo sísmico en la exploración petrolera se hace evidente por su extensa aplicación. Casi todas las empresas petroleras confían en la interpretación sísmica para seleccionar los sitios en donde se perforarán los pozos petroleros de exploración.

De acuerdo con Sheriff (1991), la técnica básica de la exploración sísmica consiste en generar ondas sísmicas y medir el tiempo requerido para que éstas viajen desde la fuente hasta una serie de geófonos, distribuidos usualmente a lo largo de una línea recta orientada hacia la fuente. Usualmente los datos se registran en forma digital, de modo que se puedan usar procesamientos en computadora para acentuar las señales con respecto al ruido, extraer la información importante y presentar visualmente los datos de tal forma que se efectúe rápidamente una interpretación geológica.

De acuerdo con Knut (2010), existe sísmica de reflexión y refracción, siendo la reflexión sísmica la técnica más extensamente usada en exploración de hidrocarburos. Esta técnica proporciona una imagen del subsuelo en dos o tres dimensiones, como se observa en la figura 4.3.

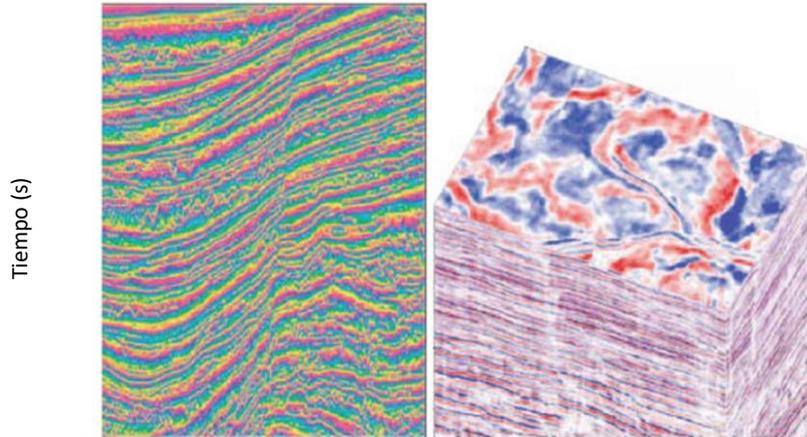


Figura 4. 1 : Imagen del subsuelo a la izquierda en 2D y a la derecha en 3D, con datos de reflexión sísmica (Tomada de Knut, 2010).

Las imágenes sísmicas del subsuelo son producidas mediante la generación, grabación y análisis de las ondas de sonido que viajan a través de la Tierra (tales ondas también son llamadas ondas sísmicas). La densidad y la velocidad cambian entre rocas que reflejan las ondas de regreso a la superficie, y que tan rápido y fuertemente las ondas son reflejadas de vuelta permiten obtener información de lo que se encuentra por debajo.

Según Knut (2010), los pulsos sísmicos en los estudios de exploración son generados en una de tres maneras, empleando una pistola de aire, un camión vibrador o dinamita. La pistola de aire es una fuente empleada para la adquisición marina mientras que el camión y la dinamita son fuentes comunes para estudios en Tierra.

La fuerza de los pulsos asociados a diferentes estudios sísmicos varía, dependiendo de factores específicos de sitio como tipos de roca, que tan profundo necesita ser el estudio para obtener su imagen, así como la fuente requerida.

El primer paso en la exploración sísmica es la adquisición de datos, la cual, en la mayoría de los casos es llevado a cabo en la superficie.

De acuerdo con Knut (2010), el principio básico del estudio sísmico es iniciar el pulso sísmico de una fuente sísmica en o cerca de la superficie terrestre y, grabar las amplitudes y tiempos de las ondas regresando a la superficie después de ser reflejadas o refractadas desde la interface(s) de una o más capas.

La tecnología para exploración de trampas estratigráficas tanto en Tierra como en costa fuera ha existido desde la década de los 80's del siglo pasado, comenzando con estratigrafía de secuencias o estratigrafía sísmica, después adquisición 3D y su mayor resolución de los detalles en datos sísmicos. Costa afuera, sin embargo, los avances en tecnología cambiaron a finales de los 90's, sobre todo en la manera de adquirir los datos, teniendo las siguientes dos maneras principales:

La primera, es donde múltiples streamers son remolcados en la superficie de adquisición con una mayor longitud (de 3 a 12 streamers, de 5000m a 10000 m de largo), pueden producir anchos de banda más amplios para una más amplia resolución y obtención de una distancia fuente-receptor lo suficientemente larga para atenuar los múltiples.

La segunda es el uso del cable de fondo oceánico (OBC, ocean bottom cable) de cuatro componentes 4C, la adquisición se ha vuelto más factible, la cual no solo logra mayor resolución en los datos sísmicos resultantes, sino también provee información más confiable en litología y porosidad del objetivo, que la obtenida por receptores remolcados.

Debido a que las trampas estratigráficas no son necesariamente asociadas con eventos estructurales, son a menudo invisibles en datos de onda P, pero son a menudo identificables fácilmente en combinación con datos P y S. Esto se debe a que las ondas cortantes tienen información complementaria a las ondas P, la cual permite una caracterización más completa de las propiedades elásticas de la roca y fluido, lo cual permite la identificación de cambios sutiles en la litología que vienen con las trampas estratigráficas.

Debido a que las ondas cortantes (S) no viajan a través del agua, el cable debe estar en contacto directo con el fondo del mar para completar un disparo 4C, un despliegue que requiere posición precisa de los cables conforme son puestos en la parte posterior del barco de adquisición. Una vez que un cruce sísmico ha sido disparado, los cables son desplegados nuevamente en una nueva ubicación, ya sean arrastrados o recogidos; las líneas adicionales de datos sísmicos pueden ser adquiridas aunque el área entera este cubierta (Caldwell, et al, 1997).

## 4.2 Sismoestratigrafía

Sheriff (1989), estableció una definición pragmática de la sismoestratigrafía, la cual establece que, “se pueden utilizar datos sísmicos para determinar características de las rocas sedimentarias más allá del aspecto estructural”. Esto incluye determinar la naturaleza de la historia geológica y sedimentaria de las rocas a partir de la evidencia sísmica.

En la exploración con métodos sísmicos se aplican algunos de los conceptos de la sismoestratigrafía para la interpretación antes de la primera publicación en 1975, pero el enfoque cambió después. El concepto implica que, si el ruido ha sido suficientemente atenuado, el cambio en la forma de onda sísmica tiene un significado geológico. Este enfoque es posible debido a la mejora continua en la calidad de los datos sísmicos. Ahora se pueden observar muchas características que estaban ocultas debido al ruido.

La sismoestratigrafía considera varios aspectos, para Sheriff (1989), los más relevantes son:

- 1.- División de secciones sísmicas dentro de las secuencias sísmicas, que están asociadas con las unidades sedimentarias (análisis de secuencias sísmicas).
- 2.- Reconocimiento de patrones que caracterizan las condiciones de sedimentación (análisis de facies sísmicas).
- 3.- Análisis de variaciones de la forma de onda traza a traza en términos de variaciones estratigráficas, esto en términos de variaciones en la naturaleza de los intervalos de roca y su espesor (análisis de carácter de reflexión).

El modelado (ambos directo e inverso) es la herramienta más importante de la sismoestratigrafía. Se interpreta en términos de un conjunto de modelos conceptuales de condiciones de sedimentación que incluyen los depósitos fluviales, deltas, depósitos de barra, flujos turbidíticos, construcciones arrecifales carbonatadas y procesos marinos profundos. Los modelos conceptuales permiten variaciones que podrían esperarse bajo diferentes circunstancias. Se postula cómo esas situaciones sedimentarias podrían aparecer en los datos sísmicos. Finalmente se identifican los patrones que se observan en los datos sísmicos con modelos sedimentarios.

De acuerdo con Veeken (2007), el interés en las técnicas de sismoestratigrafía para interpretar un conjunto de datos sísmicos se expande continuamente. La gran ventaja de las sismoestratigrafía en los estudios de cuenca se halla en el hecho de que la metodología puede combinar dos diferentes escalas de observación, la sísmica y aproximación de pozo. Esto explica por qué se usan los principios de sismoestratigrafía para evaluar observaciones sísmicas.

El método sísmico de reflexión crea una imagen muestreada geofísicamente del subsuelo, la cual tiene que ser interpretada de una manera geológicamente significativa. La información sísmica es única y es fundamental para evaluar la cantidad de cambios geológicos. Además, el método sísmico de reflexión representa una técnica de detección remota conveniente, debido a que el objeto bajo investigación es examinado sin ser destruido.

El alcance de un estudio de sismoestratigrafía va desde el análisis de la cuenca a gran escala hasta el mapeo detallado del yacimiento, con la caracterización del yacimiento. Una solución multidisciplinaria es requerida para el problema dado, por lo que se necesita de una buena comunicación, por lo cual el argot necesita ser adaptado para los intérpretes. Puede ser fácilmente apreciado que el análisis sísmico es extremadamente benéfico para la explotación de recursos energéticos como hidrocarburos, pero también se tienen otros dominios de interés potencial (industria minera, arqueología, manejo ambiental, etc.).

De acuerdo con Caldwell, et al (1997), los hidrocarburos migran hacia arriba desde el depósito a través de los estratos subterráneos porosos a menos de que su ruta sea bloqueada por una capa de roca impermeable. Geológicamente las trampas se dividen en trampas estructurales, trampas estratigráficas y mixtas.

La exploración para encontrar trampas estructurales es mucho más fácil de llevar a cabo que para encontrar trampas estratigráficas en datos sísmicos 2D y 3D, porque las trampas estructurales son vistas como reflexiones con altas pendientes y discontinuidades en reflexiones de otro modo suaves. Así que por años las técnicas de adquisición y procesamiento han sido acentuadas a acentuar estas características, permitiendo a los

intérpretes concentrar sus esfuerzos en fallas, anticlinales y formaciones de arrecifes que en su contraparte estratigráfica más fina.

Otros métodos de acuerdo con Caldwell, et al (1997), como la detección de puntos brillantes (reflexiones con anomalía de amplitudes altas) son usadas con cierto éxito en ambos tipos de trampas (estructurales y estratigráficas). Ciertamente muchos puntos brillantes iluminan trampas estratigráficas, lo que hace que estas trampas sean fácilmente identificadas por algunas técnicas actuales y las que faltan por ser descubiertas. En la Figura 4.1, se puede observar un ejemplo de un punto brillante.

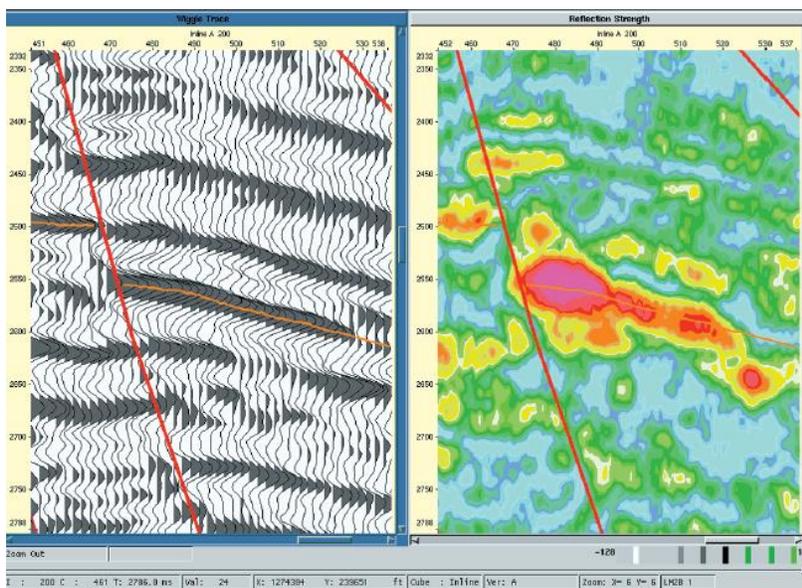


Figura 4. 2 : Un punto brillante en una grabación sísmica. Un punto brillante es un evento de una alta amplitud sísmica, en el panel izquierdo, el punto brillante se muestra en el centro como una reflexión negra de amplitudes positivas. En el panel derecho. El mismo punto brillante se muestra como un atributo sísmico, en un color rosa y rojo (Tomada de Caldwell, et al, 1997).

Las trampas estratigráficas son generalmente subsísmicas visualmente, tal delgadas o tan conforme con la geometría que la rodea que sus sutilezas son casi invisibles en datos sísmicos tradicionales. El detalle que puede indicar la existencia de una trampa estratigráfica y por ende la existencia de una trampa mixta, en datos sísmicos, bien podría ser solo una pequeña parte de una traza sísmica, quizás sea solo un pequeño bulto o de otra manera un cambio de curvatura o una forma de onda ligeramente diferente que no estaba presente antes.

Para detectar estas sutilezas se requieren datos de la mayor calidad posible. Para ese propósito, alta calidad significa un gran ancho de banda o un amplio rango de frecuencias para resolver pequeñas características y un ruido bajo. Todavía algunas trampas estratigráficas generan mucho ruido en los datos sísmicos que las hacen difíciles de ver. Por ejemplo, algunas trampas estratigráficas están asociadas con superficies discordantes o superficies con mayor contraste de velocidades. Las reflexiones de estas superficies, pueden resonar (reverberar) o reflejar múltiples veces, dando lugar a un tipo de ruido sísmico llamado múltiples (Caldwell, et al, 1997).

La presencia de estos múltiples en los datos puede ocultar la trampa y hacer difícil la definición de su profundidad exacta. Frecuentemente, sin embargo, no hay una reflexión fuerte asociada a trampas estratigráficas. En vez de eso la trampa está asociada con un cambio gradual en la litología en vez de un contraste abrupto. En estos casos, una firma sísmica más típica sería pequeños cambios en el carácter de una reflexión de una traza a otra como se muestra en la Figura 4.2.

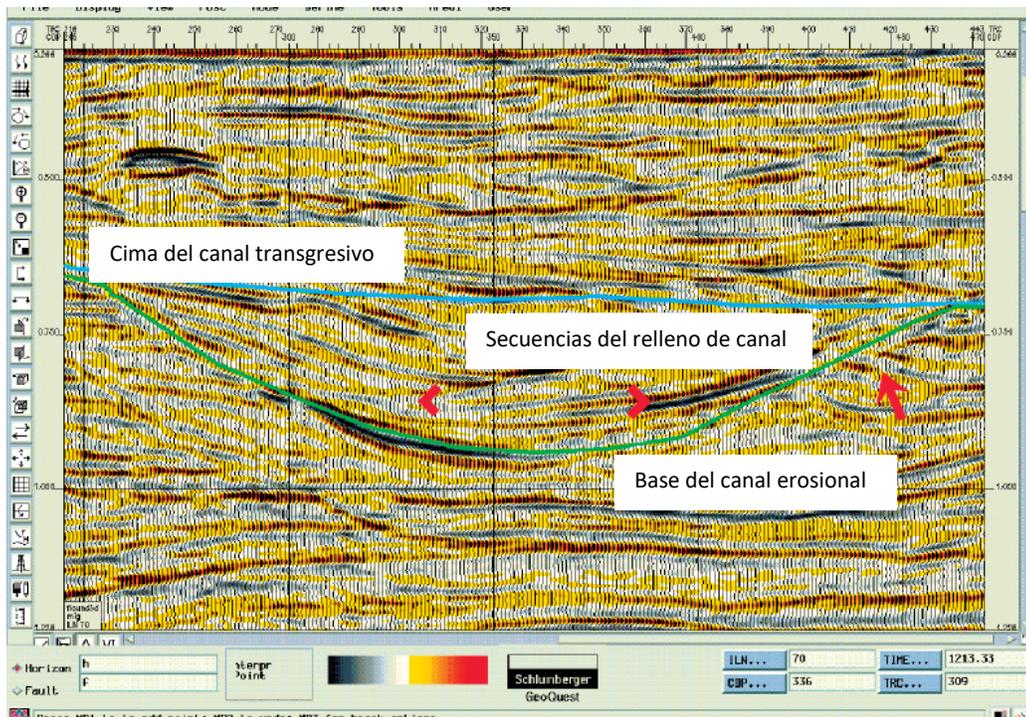


Figura 4. 3: Imagen de una trampa estratigráfica en una formación de canal, la Formación Flounder, en la Cuenca Gippsland, a poca distancia de la costa de Australia. Obsérvese el patrón de sigmoideo, los eventos sísmicos truncados (flecha) indicativos de una discordancia, y los cambios de amplitud de una traza a otra (entre los chevrons).

Afortunadamente muchos depósitos formados por trampas estratigráficas también tienen un componente estructural que las hace más fáciles de descubrir. Debido a que son difíciles de ver. La exploración de trampas estratigráficas requiere el conocimiento de dónde buscar. Es fundamental entender el marco geológico estructural, incluso si es complicado, además reconocer el marco de sedimentación de una prospección, para saber dónde anticipar la ocurrencia de trampas estratigráficas.

De acuerdo con Veeken (2007) y concordando con Sheriff (1989), la parte más relevante de la sismoestratigrafía del relleno de cuenca es delinear genéticamente unidades relacionadas, las cuales son llamadas secuencias depositacionales. Estas secuencias se definen como una sucesión relativamente conforme de estratos relacionados genéticamente y delimitada por discontinuidad subaérea.

Según Veeken (2007), los cuatro grupos principales de reflexiones sistemáticas que se distinguen en las secciones sísmicas son:

- ❖ Reflexiones sedimentarias que representan los planos de estratificación.
- ❖ Discordancias o discontinuidades en el registro geológico.
- ❖ Artefactos; como difracciones o múltiples, etc.
- ❖ Reflexiones no sedimentarias; como planos de fallas, contactos de fluidos, etc.

De acuerdo con Veeken (2007), el primer grupo que corresponde a las reflexiones sedimentarias representan los planos de estratificación que corresponden a cambios conformes al régimen de sedimentación, como el nivel de energía, velocidad de sedimentación, ambiente sedimentario, origen del aporte, grado en diagénesis, contenido de poro. Las reflexiones son generadas por interfaces que muestran un contraste suficientemente grande de velocidad-densidad. Existen muchas características que ayudan a describir el carácter de reflexión de una curva sísmica, como:

- ❖ Configuración en la reflexión, la cual está relacionada a la geometría del patrón de estratificación que resulta de un proceso específico de sedimentación, la paleotopografía original y contactos con fluidos.

- ❖ Continuidad en la reflexión, la cual describe la continuidad de las capas. Está directamente relacionada a los procesos sedimentarios y por lo tanto también a su ambiente de sedimentación.
- ❖ Amplitud de la reflexión, proporciona una medida para la fuerza de la reflexión, contraste litológico, espaciamiento de estratos y contenido de fluido.
- ❖ Frecuencia de reflexión, la cual da una estimación del grosor de un estrato y posiblemente también el contenido de fluido.

De acuerdo con Godinez (2016), las configuraciones internas de reflexión indican velocidades uniformes de depositación sobre un hundimiento uniforme de plataforma o una cuenca estable, las paralelas pueden ser planas u onduladas. Los divergentes indican variaciones laterales en la velocidad o inclinación de la superficie de depositación (figura 4.4).

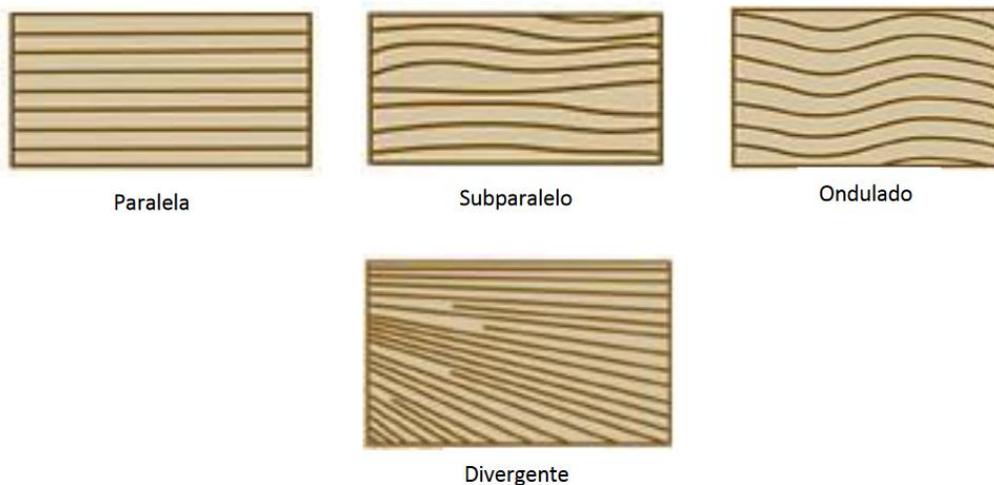


Figura 4. 4: Tipos de configuraciones de reflexiones (Godinez, 2016).

De acuerdo con Godinez (2016), las clinofomas se interpretan como una rápida subsidencia en la cuenca, y/o aumento del nivel del mar con respecto a bajo suministro de sedimentos, permitiendo que la capas top set agraden simultáneamente con la progradación. Los oblicuos representan subsidencia relativamente baja en la cuenca, un “still-stand” del nivel del mar y alto suministro de sedimentos, pueden ser tangenciales o paralelos. Los complejos sigmoideo-oblicuo; son intercalaciones o alternancias de la configuración sísmica sigmoideas y oblicuas progradacionales. La forma de tejas es similar a la oblicua paralela,

excepto que los espesores de la unidad son sólo el punto de resolución sísmica y sugieren progradación en aguas someras. Las configuraciones caóticas, se presentan en estructuras de deformación contemporáneas, en complejos de canales y zonas de alto plegamiento o de falla. Las hummocky son producto de depósitos de alta energía, normalmente asociados a deltas de borde de plataforma o bancos de arenas carbonatadas, donde la pendiente es alta. Las cliniformas y configuraciones de tipo caótico y hummocky se pueden ver en la figura 4.5.

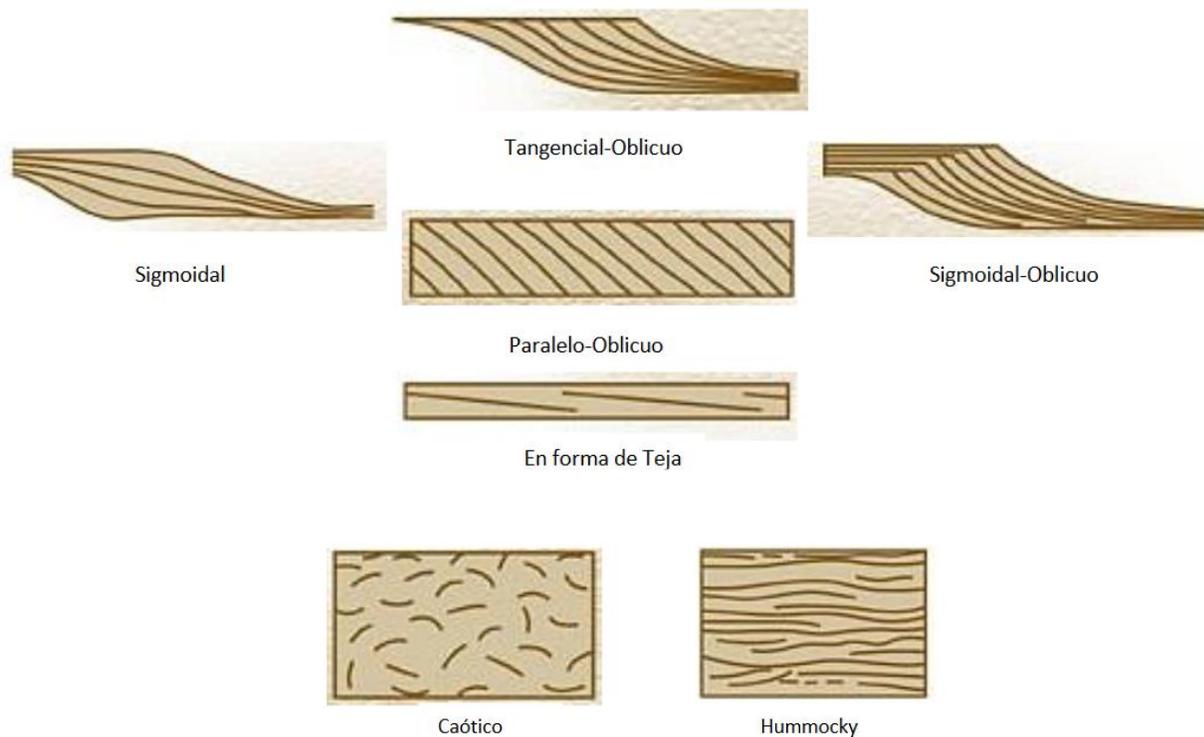


Figura 4. 5: Tipos de cliniformas y configuraciones del tipo caótico y hummocky (Tomada de Godinez, 2016).

De acuerdo con Veeken (2007), el segundo grupo que corresponde a las discordancias. Las cuales son superficies de erosión y/o sin sedimentación que constituyen huecos temporales en el registro geológico. Una superficie erosional es descrita con mayor precisión sobre la base de las relaciones geométricas. Muchos tipos de relaciones de reflexión son distinguidas en estas interfaces discordantes, si el sub estrato es considerado, se pueden observar las siguientes relaciones:

- ❖ “Truncamiento erosional”, donde los sedimentos más antiguos son erosionados y removidos en grandes áreas. El sub estrato puede ser deformado tectónicamente, como se observa en la figura 4.6.
- ❖ “Top lap”, si la erosión está afectando la geometría del borde progradante. La unidad que subyace debe mostrar una sedimentación inclinada de capas como se muestra en la figura 4.7.
- ❖ “Concordancia”, es el caso en el que la interface y el sub estrato son deformados de la misma manera. Esta geometría no necesariamente indica que no hay un hueco importante de tiempo entre las capas.

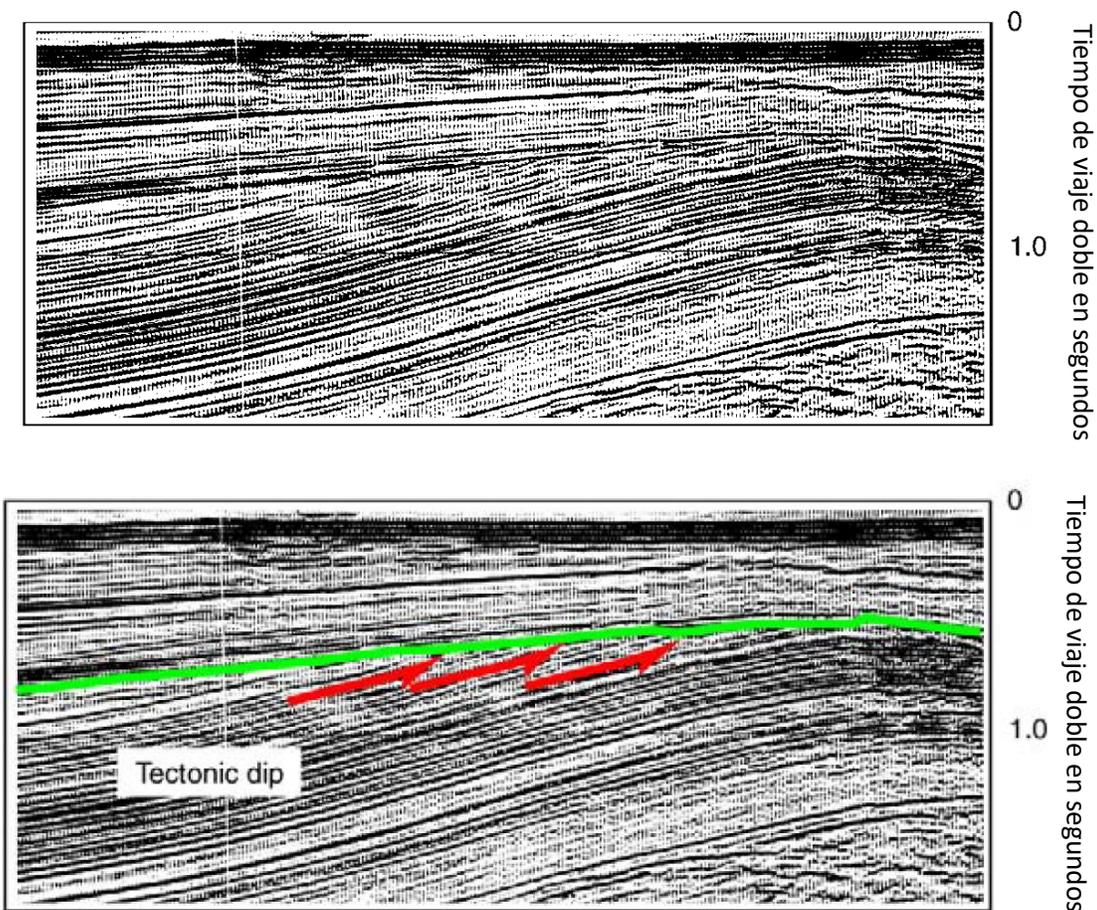


Figura 4. 6: En la imagen superior se muestra un truncamiento erosional, en la imagen inferior se marca la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas, para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007).

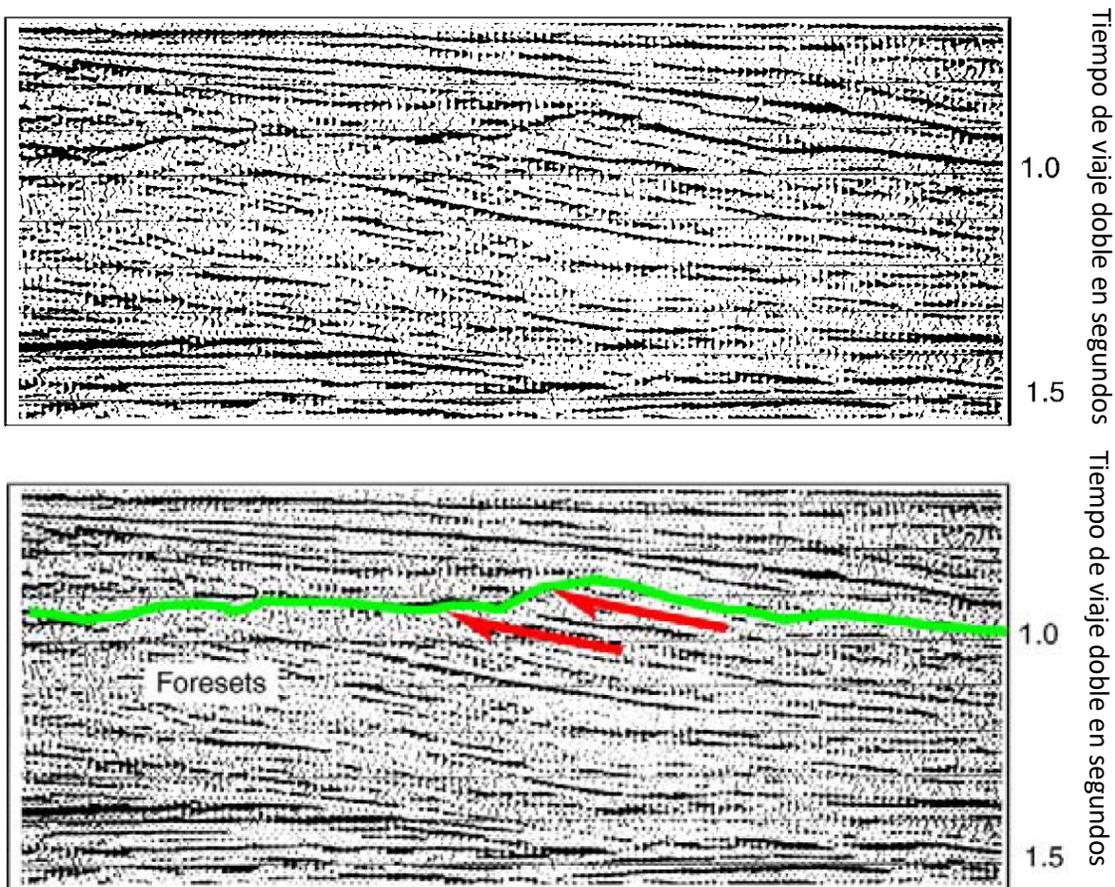


Figura 4. 7: En la imagen superior se observa una discordancia “Top Lap”, donde se ve claramente que la capa que subyace muestra una sedimentación inclinada de capas. En la imagen inferior se muestra la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007).

Si la configuración desplegada por la secuencia superior es considerada, las siguientes relaciones de reflexiones se pueden distinguir:

- ❖ “Onlap”, donde los sedimentos más jóvenes son progresivamente superados, como se muestra en la figura 4.8.
- ❖ “Downlap” en caso de que un borde colindante con una discordancia. Los estratos más jóvenes son inclinados sedimentariamente. La inclinación del borde da la indicación de la dirección del suministro de sedimentos (figura 4.9).
- ❖ “Concordancia” si los sedimentos suprayacentes muestran la misma defromación como la separación de la interface y la unidad que la subyace.

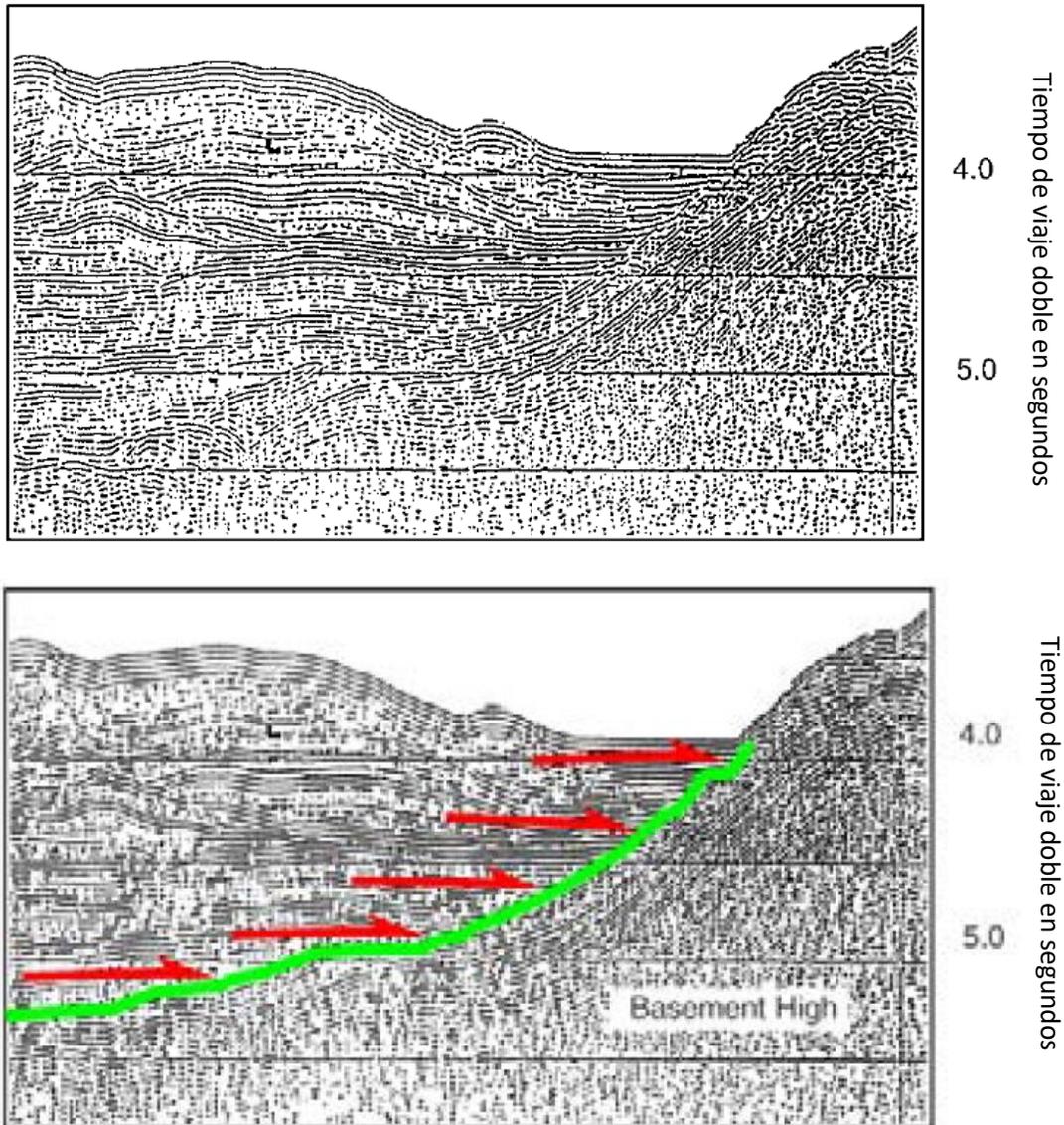


Figura 4. 8: En la imagen superior se observa una configuración "Onlap", y cómo los elementos más jóvenes son progresivamente superados. En la imagen inferior se muestra la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007).

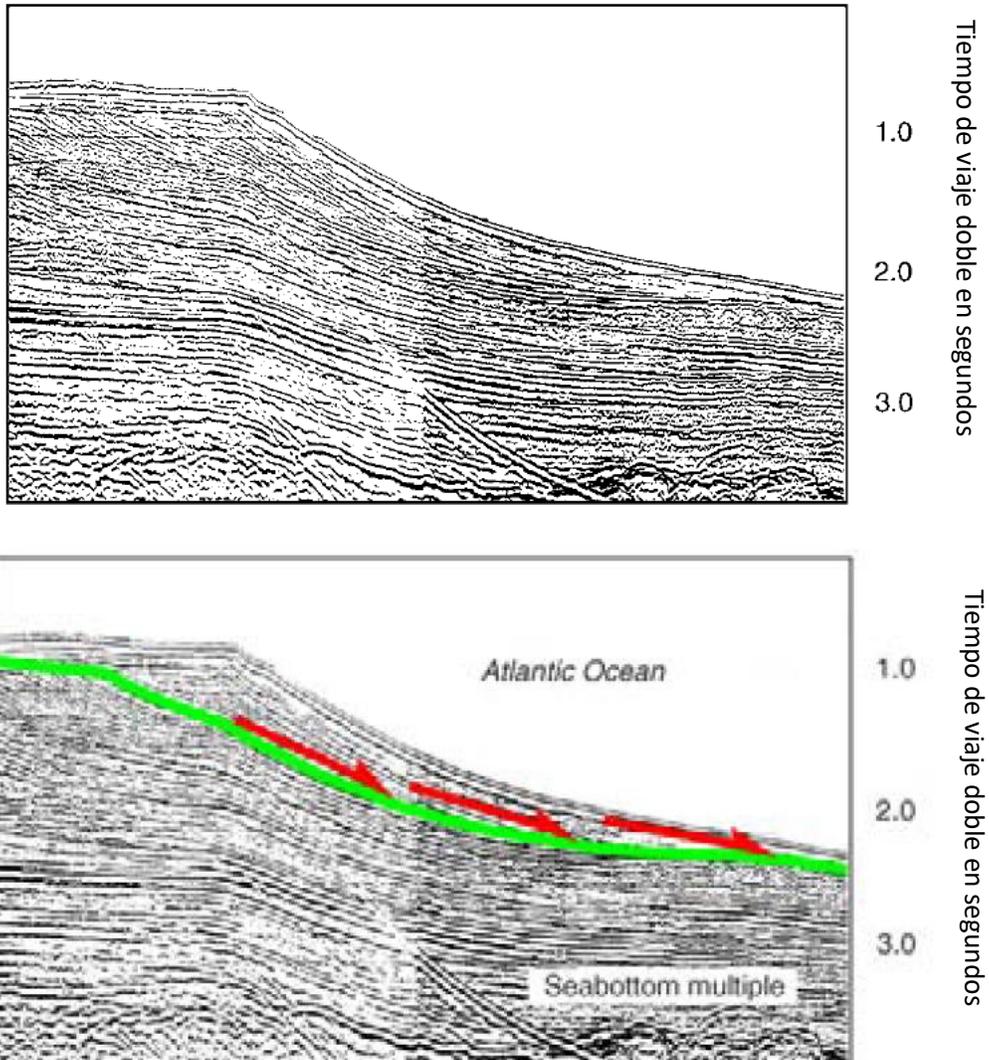


Figura 4. 9: En la imagen superior se observa una configuración “Downlap”, y cómo los elementos más jóvenes son inclinados y colindantes a la discordancia, por lo que el aporte de sedimentos se daba de la parte superior derecha y descendían hacia la izquierda. En la imagen inferior se muestra la interpretación de la terminación reflectiva con flechas rojas y para definir la posición de la discordancia con una línea verde (Tomada de Veeken, 2007).

De acuerdo con Veeken (2007), el tercer grupo que corresponde a los artefactos. Estos pueden tener muchas causas, algunos son formados por curvas de difracción. Estas curvas de difracción son generadas por dispersión de la energía alrededor del punto de la fuente por debajo de la superficie.

También existen los múltiples que son reflexiones artificiales creadas por ondas acústicas que están viajando muchas veces entre dos reflectores fuertes antes de ser interceptadas

por un receptor. Los dos tipos básicos son múltiples de trayecto corto y los múltiples de trayecto largo.

Muy a menudo el fondo oceánico es un generador de múltiples de primer orden, son formados por señales que rebotan varias veces entre dos capas específicas antes de ser grabadas en superficie, este efecto de rebote del frente de onda es llamado reverberación.

En el proceso de migración se pueden crear artefactos conocidos como “sonrisas de migración” (migration smiles) como se muestra en la figura 4.10, en la parte más profunda de la sección, la presencia de las sonrisas que curvean hacia arriba significa que la velocidad de migración no es la correcta y que se ha establecido demasiado alta. Esto resulta en una sobre migración de los datos, la incorrecta velocidad de la migración también da lugar a deformaciones artificiales de la reflexión.

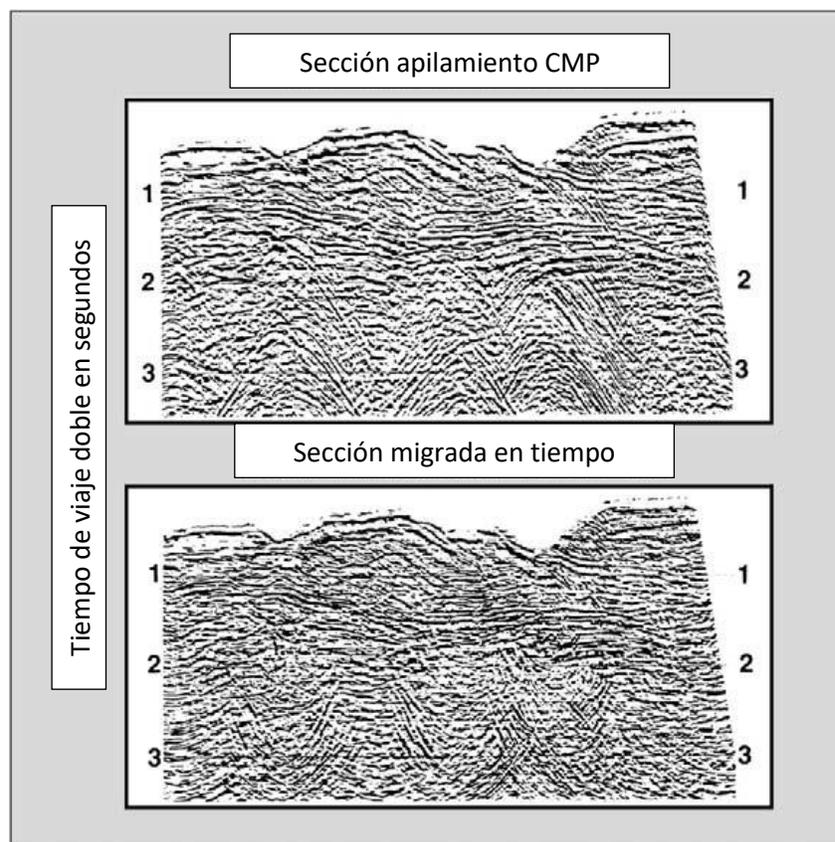


Figura 4. 10: Sonrisas de migración, que se pueden observar en la parte inferior de la sección migrada en tiempo (Tomada de Veeken, 2007).

De acuerdo con Veeken (2007), el cuarto grupo que corresponde a las reflexiones no sedimentarias. Existen diferentes tipos de reflexiones coherente no sedimentarias. Los planos de falla aparecen como reflexiones sísmicas prominentes. Esto se da especialmente cuando el contraste de impedancia acústica es alto entre dos litologías yuxtapuestas en ambos lados del plano de falla (figuras 4.11 y 4.12). La energía de los planos de falla es normalmente atenuada en el procesamiento sísmico debido a su alta pendiente.

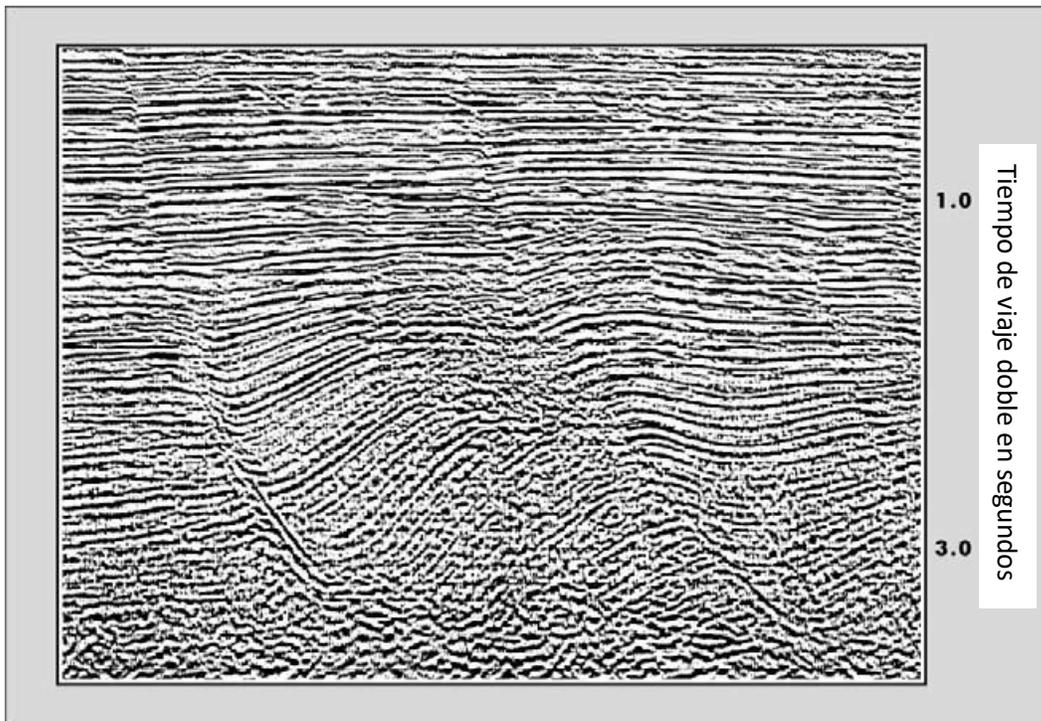


Figura 4. 11: Plano de falla no reflectivo, con claras terminaciones de reflexión ligadas a fallas. Hay un espaciamiento regular para la falla, que indica un patrón de esfuerzo uniforme y continuidad lateral en las capas. La parte más profunda de la sección es caótica y caracterizada por reflexiones discontinuas (Tomada de (Tomada de Veeken, 2007).

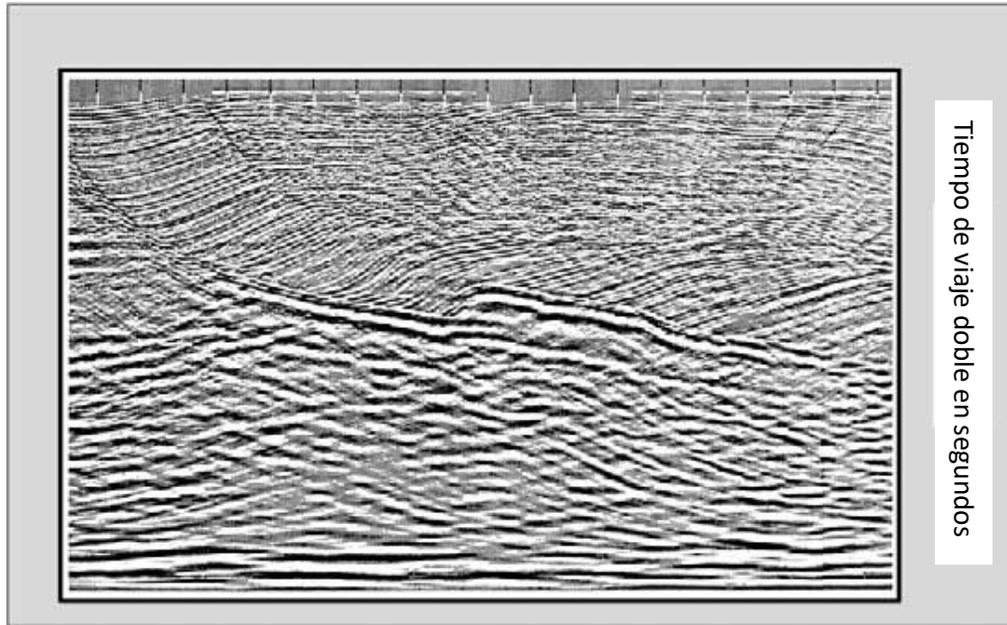


Figura 4. 12: Plano de falla lístrico parcialmente reflectante, con una fuerte rotación e inclinación de los sedimentos de las paredes colgantes con respecto a depósitos sub-paralelos. Se debe notar que la inmersión oblicua de las reflexiones está tectónicamente inducida y no deben de ser confundidas con pendientes de sedimentación. El criterio para discriminar entre los dos distintos orígenes es el carácter bastante uniforme y regular de la variación del espesor lateral de las capas y la presencia del plano de falla curvo (Tomada de Veeken, 2007).

Los contactos de fluidos dentro de cuerpos porosos como un contacto gas-agua en un yacimiento de hidrocarburos, también genera reflexiones individuales (figura 4.13). EL relleno de poro influye en la reflectividad de una unidad litológica. La presencia de gas (reduce la densidad y la velocidad) es a menudo detectable en las secciones sísmicas como anomalías de amplitud. Hay una clara disminución en la impedancia acústica sobre la unidad del yacimiento. El gas tiene una velocidad de onda P más lenta y menor densidad que un relleno de salmuera. Una menor velocidad se traduce tiempos de viaje más largos, por lo que a menudo se observa un efecto desplegable por debajo de la zona de gas en las secciones de doble tiempo sísmico.

Los cambios de fase mineral son responsables de algunas de las reflexiones profundamente asentadas. Otras reflexiones profundamente asentadas o parecen coincidir con un contraste medible de densidad/velocidad y tienen que ser atribuidas a diferencias mínimas en contenido de poro y/o composiciones químicas de la construcción de la roca (minerales y cementación)

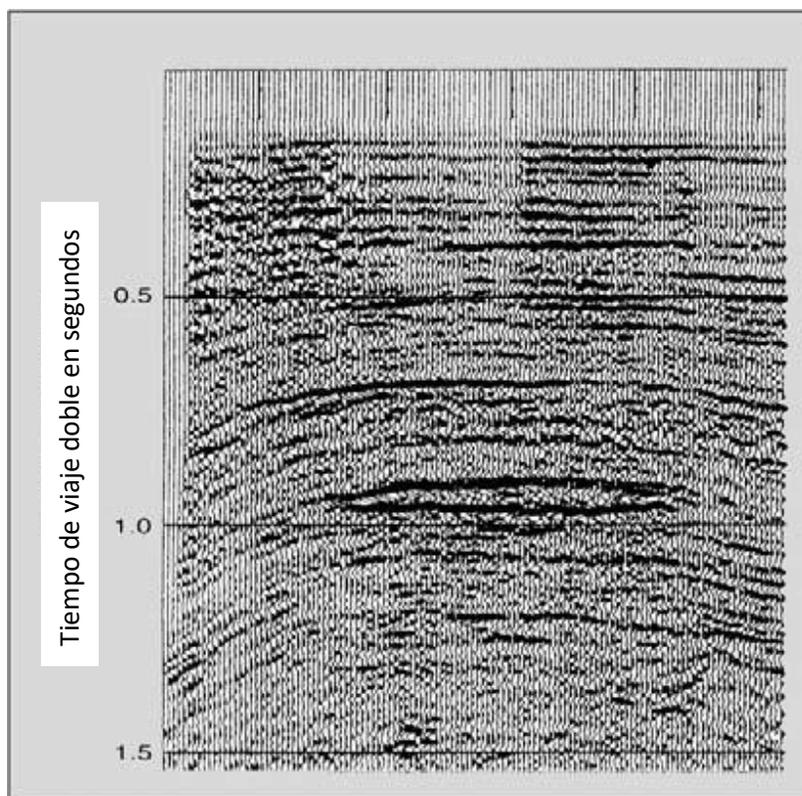


Figura 4. 13: Contacto de fluido en un yacimiento que coincide con un contraste de velocidad/densidad que es suficiente para generar una reflexión sísmica. La anomalía de amplitud corresponde a un punto brillante. El lugar plano es el resultado de un cambio en el relleno de poro, este corresponde a la interface gas/agua (Tomada de Veeken, 2007).

Una vez que se ha podido delinear genéticamente unidades relacionadas (secuencias depocitacionales), que son sucesiones delimitadas por discontinuidades subaéreas, estas discordancias son superficies formadas por la exposición subaérea y erosión e incluye características formadas por cortes de ríos y disolución de rocas como caliza y dolomías. Se tiene que tomar en cuenta que las secuencias son de importancia regional, son el registro del nivel relativo del mar y además están subdivididas en trectos individuales.

De acuerdo con Veeken (2007), los System tracts son delineados basados en la presencia de discordancias locales y su equivalente lateral conformidades. Estos contienen un grupo de depósitos de un sistema depositacional equivalente en tiempo. Una secuencia depositacional está compuesta por un apilamiento de systems tracts y que se pueden distinguir por ser de bajo o alto nivel. El método básico para la delimitación de los límites de una secuencia depositacional, es llamada técnica de mapeo de terminación de reflexión.

Se presenta un modelo de cuatro sistemas llamados (IMP, 2015):

- ❖ LST, Low stand Systems Tract
- ❖ TST, Transgressive Systems Tract
- ❖ HST, Highstand Systems Tract
- ❖ FSST, Falling-Stage Systems Tract

Una secuencia comienza con el corto ascenso después de una caída en el nivel del mar, y continúa hasta la siguiente caída en el nivel del mar. Estos systems tract están limitados por importantes superficies (figura 4.14).

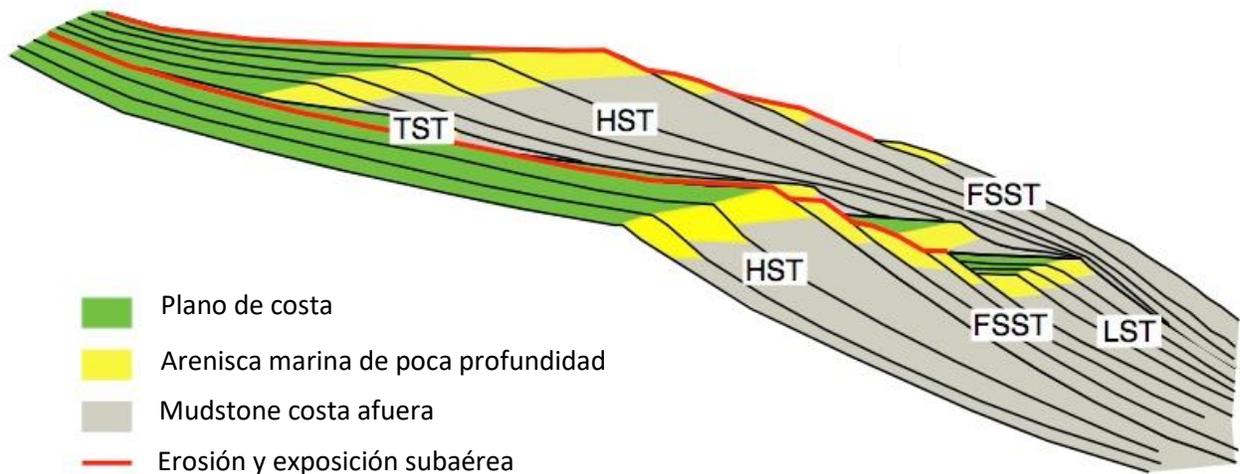


Figura 4. 14: Secuencia depositacional completa, una secuencia completa comienza en un límite de secuencia y termina en el próximo límite de secuencia. Consta de cuatro sistemas, de abajo hacia arriba. Aunque los cuatro systems tract estarán presentes en la cuenca sedimentaria, no todos van a estar presentes en cualquier punto dado. TST y HST pueden ser delgados, ausentes o son difíciles de distinguir en áreas depositacionales de baja pendiente (Tomada de Holland, 2008).

Los LST y TST están separados por la superficie transgresiva.

Los TST Y HST están separados por una superficie de máxima inundación.

Los HST y FSST están separados por la superficie basal de la regresión forzada.

La aplicación de sismoestratigrafía a los datos sísmicos existentes y los registros de pozos ayudan a la comprensión, proporcionando información necesaria en la dirección del flujo sedimentario, si el nivel del mar sube o baja, y otras condiciones sedimentarias.

Los exploradores no seleccionan un sitio para perforar basados en la intuición o en un orden del jefe de partido. Tampoco son hoy en día ejercicios simples de tiros sísmicos en geometría. Una contribución considerable geológica y geofísica va dentro de una planeación de un estudio moderno.

De acuerdo con Caldwell, et al (1997), para reducir el riesgo de perforar un pozo caro que resulte seco, se debe de tomar en cuenta el conocimiento geológico y geofísico previo del lugar con el que se puede diseñar un exhaustivo programa de adquisición sísmica 3D. Este modelo preliminar indica no solo la profundidad del objetivo para el estudio, cuando una trampa estratigráfica es el objetivo, sino que provee una aproximación de qué tan grande es la trampa, así que el estudio final puede tener la cobertura deseada del subsuelo. Todas las secuencias estratigráficas conocidas deben ser incluidas en el modelo, así como sus velocidades y densidades.

### **4.3 Estratigrafía de secuencias**

De acuerdo con Neal Jack, Risch David y Vail Peter (1993), ninguna técnica de exploración localiza impecablemente un yacimiento potencial, pero la estratigrafía de secuencias puede acercarse ya que proporciona información muy valiosa. Entendiendo los cambios globales en el nivel del mar, el arreglo local de las capas de arenisca, lutita, carbonatos y sal, pueden ser interpretados. Este mejorado entendimiento de la mecánica de sedimentación dirige a los exploradores hacia prospectos perdidos en una interpretación convencional.

La correlación de mapas litológicos convencional se complementa al interpretar los datos solos del registro del pozo. La estratigrafía de secuencias combina el uso de registros geofísicos y los patrones de reflexión sísmica para explicar, los arreglos de las rocas y su ambiente de sedimentación.

Entendido las resoluciones entre las capas de rocas, su expresión sísmica y los ambientes sedimentarios es probable realizar una predicción más exacta de los yacimientos, con la ubicación de la roca madre y sellos.

De acuerdo con Neal Jack, Risch David y Vail Peter (1993), la estratigrafía de secuencias es usada principalmente en exploración para predecir la composición de la roca de una zona de los datos sísmicos más distantes, con datos de pozos escasos como se muestra en la figura 4.15. También ayuda en la búsqueda de probables rocas generadora y sello.

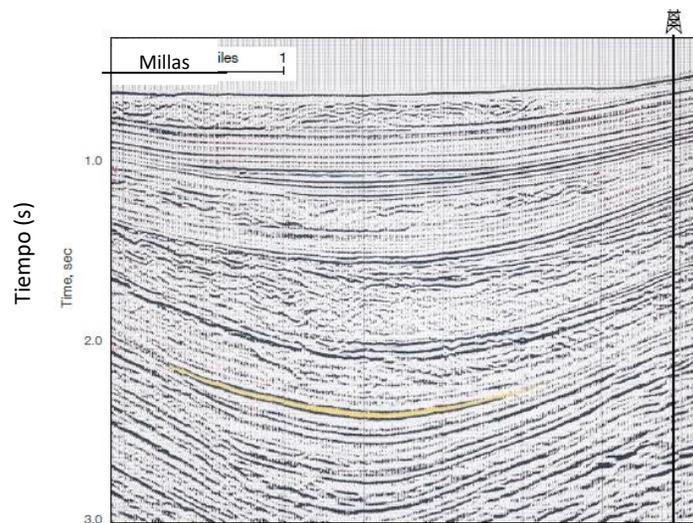


Figura 4. 15 : Una sección sísmica interpretada que muestra el intervalo arenoso en amarillo, predicho usando estratigrafía de secuencias, la línea vertical remarcada muestra la localización del pozo (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

La estratigrafía es la ciencia de describir las relaciones verticales y laterales de las rocas. Estas relaciones pueden estar basadas en tipos de roca, llamada litoestratigrafía, en tiempo geológico se tiene a la cronoestratigrafía; en contenido de fósiles se tiene a la bioestratigrafía, o en propiedades magnéticas, se denomina magnetoestratigrafía.

La estratigrafía de una forma u otra se ha estudiado desde los años 1600s. Considerando que en 1669 Nicolás Steno, un geólogo danés que trabajó en Italia, reconoció que los estratos son formados conforme las partículas pesadas salen de un fluido. El también reconoció que algunos estratos, contienen remanentes de otros, y por eso deben ser más jóvenes. Esto entraba en conflictos con el generalizado punto de vista que predominaba en ese tiempo, donde se pensaba que todos los sedimentos eran depositados durante la inundación en los tiempos de Noé. Steno desarrolló los tres principios que forman la base de la estratigrafía; las capas más jóvenes yacen en la parte superior de capas más viejas, las capas son originalmente horizontales, y las capas continúan hasta que se topan con una

barrera natural. Su trabajo no fue ampliamente publicado ni recordado y a menudo acreditado a James Hutton (1726-1797) o a Charles Lyell (1797-1875).

Por 300 años después de Steno, los geólogos trabajaron en la estratigrafía interpretando la historia de la Tierra, correlacionando fósiles de un continente a otro, asignando nombres, eras y eventualmente mecanismos físicos de la creación de capas de rocas. Hacia 1850, la mayoría de las unidades geológicas principales habían sido nombradas. Hacia 1900, la mayoría de los estratos tenían una edad relativa y los tipos de roca habían sido asociados con ciertas posiciones de la línea de costa, que era conocido que se movía con el tiempo. Las rocas de grano fino como limolitas y lutitas fueron asociadas con calma, agua profunda, y las de grano grueso, rocas arenosas con ambientes de alta energía y ambientes pocos profundos.

En el cambio de siglo, el movimiento de la línea de costa era atribuido a la actividad tectónica el ascenso y la caída de continentes. Esta perspectiva fue desafiada en 1906, cuando Eduard Suess dio una hipótesis en la que los cambios de la línea de costa eran relacionados a los cambios del nivel del mar, y ocurrían a una escala global; él llamó al fenómeno eustatismo. Sin embargo, Suess no fue capaz de refutar evidencia presentada por los que se oponían a la teoría; en muchos lugares había discrepancias entre los tipos de roca encontrados y los tipos predichos por la variación del nivel del mar.

En 1961, Rhodes W. Fairbridge resumió los principales mecanismos del cambio del nivel del mar; tectónico eustático, controlado por la deformación de la cuenca oceánica, sedimento-eustático, controlado por la adición de sedimento a las cuencas, causando que el nivel del mar suba; glacio-eustático, controlado por el clima, bajando el nivel del mar durante la glaciación y elevándolo durante la desglaciación. Él reconoció que todas estas causas podrían ser parcialmente aplicables, y no son mutuamente incompatibles; entendió que mientras la hipótesis eustática aplicaba en todo el mundo, la hipótesis tectónica no lo hacía y variaba de región a región. Fairbridge resumió la meta percibida en ese momento: "Nosotros necesitamos por consiguiente mantener todos los factores en mente y descubrir una teoría integrada. Tal idea todavía no es alcanzable y debe involucrar estudios de geofísica, geoquímica, estratigrafía, tectónica y geomorfología encima del nivel del mar y debajo".

En 1977, Peter Vail en Exxon y muchos colegas publicaron la primera parte de tal teoría integrada. Vail descubrió un nuevo tipo de estratigrafía basado en ideas propuestas por L.L. Sloss (el agrupamiento de estratos en secuencias ligados a discordancias basados en litología) y por Harry E. Wheeler (El agrupamiento de estratos basados en lo que se ha convertido en cronoestratigrafía). El enfoque de Vail permite interpretar discordancias basados en explicar juntos los cambios globales en el nivel del mar, los cambios locales relativos en el nivel del mar y los patrones sísmicos de reflexión, Esta metodología nombrada Estratigrafía sísmica, clasifica estratos entre discordancias mayores basados en los patrones sísmicos de reflexión, dando noción sísmica derivada del marco litológico y sedimentario.

Los estudios sismoestratigráficos subsecuentes en cuencas alrededor del mundo produjo un conjunto de cartas mostrando la distribución global de discordancias mayores interpretadas de discontinuidades sísmicas durante los últimos 250 millones de años. Surgió un entendimiento de que estas discordancias fueran controladas por cambios relativos en el nivel del mar, y esos cambios fueron reconocidos en los registros de pozos y afloramientos, con o sin secciones sísmicas. Esto llevó al concepto interdisciplinario de estratigrafía de secuencias; un enlace de datos sísmicos, registros, fósiles y afloramientos a escalas locales, regionales y globales. La Teoría Integrada buscada por Fairbridge había llegado.

De acuerdo con Neal Jack, Risch David y Vail Peter (1993), los conceptos que gobiernan el análisis de estratigrafía de secuencias son simples. Una secuencia sedimentaria comprende sedimentos depositados durante un ciclo de fluctuación del nivel del mar, por una convención de Exxon, empezando en un nivel bajo del mar, yendo a lo alto y regresando abajo. Un ciclo puede durar de unos pocos miles a millones de años y producir una variedad de sedimentos, tales como arenas de playa, canales submarinos, y depósitos de dique, flujos caóticos o depresiones y lutitas de aguas profunda. El tipo de sedimento podrá variar gradualmente o abruptamente, o puede ser uniforme y extendido sobre la cuenca entera. Cada secuencia de rocas producida por un ciclo es limitada por una discordancia en el fondo y en la cima. Estos límites de secuencia son las principales reflexiones sísmicas usadas

para identificar cada secuencia sedimentaria, y separan los estratos jóvenes de los más antiguos en cualquier lugar de la cuenca.

La composición y el grosor de una secuencia de rocas son controlados por el espacio disponible para sedimentos en el lugar, la cantidad de sedimento disponible y el clima; el clima depende en gran medida la cantidad de calor recibida del sol. El clima también influye en el tipo de sedimento, el cual tiende a ser más abundante en arenas y lutitas en zonas templadas y permite la mayor producción de carbonatos en los trópicos.

Como una herramienta de exploración, la estratigrafía de secuencias es usada para localizar areniscas y calizas que contienen yacimientos. En las cuencas de agua profunda con altas tasas de sedimentación, las arenas son comúnmente primero establecidas como abanicos submarinos en el fondo de la cuenca (Fig. 4.16 "A") y después como depósitos en la pendiente continental o banco (Fig. 4.16 "B"). Pero conforme el nivel del mar empieza a subir lentamente sobre el banco continental las arenas son depositadas en una gran distancia lateral de la pendiente anterior y los depósitos de cuenca. Los depósitos durante este tiempo son sedimentos deltaicos que construyen en la cuenca y las lutitas de agua profunda (Fig. 4.16 "C"). Si el suministro de sedimentos no puede mantener el ritmo de elevación del nivel del mar, la línea de costa migra hacia Tierra y las arenas se mueven progresivamente más arriba del arrecife (banco) (Fig. 4.16 "D"). Una vez que el nivel del mar alcanza el máximo para este ciclo, las arenas construirán mientras los sedimentos permanecen disponibles. (Fig. 4.16 "E"). La secuencia termina con una caída relativa en el nivel de la mar, marcada por una interrupción, en la sedimentación. La secuencia puede repetir, mientras haya sedimentos y otros ciclos de aumento y caída relativos al nivel del mar que cambia el espacio de acomodo (Fig. 4.16 "A") en la figura se muestra una vista detalla de la estratigrafía de secuencias (Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

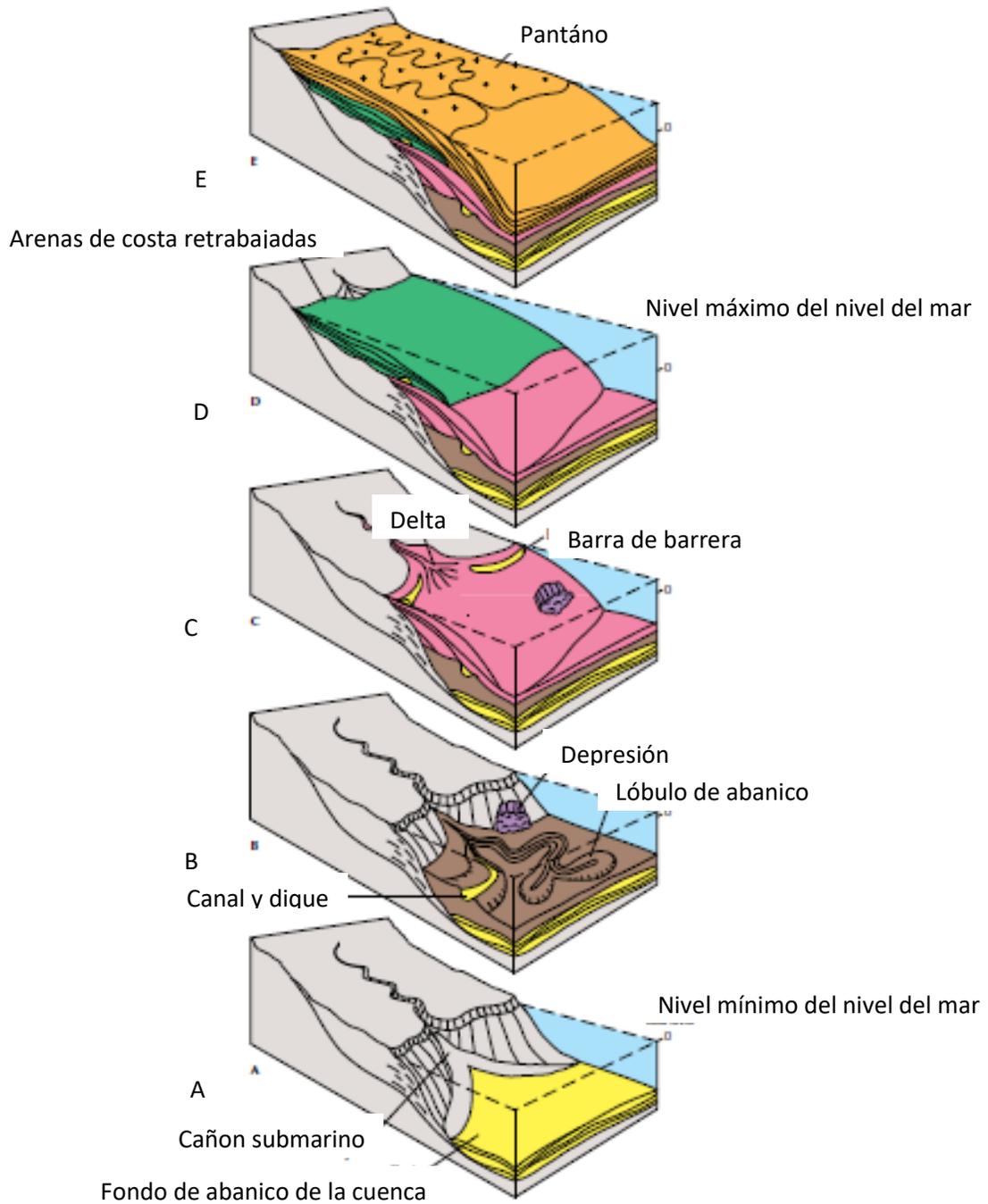


Figura 4. 16 : Componentes de secuencia en orden de sedimentación, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

De acuerdo a Neal Jack, Risch David y Vail Peter (1993), los componentes de una secuencia pueden ser repetidos o faltar, dependiendo de las condiciones locales y el ritmo del cambio del nivel de mar, pero la estructura básica de la secuencia es predecible. Los modelos generados por computadora de los ciclos de secuencia son usados para mostrar los efectos

del cambio en el nivel del mar, el suministro de sedimentos y el perfil de sedimentación (Fig. 4.17), los datos de entrada pueden ser variados para probar su importancia relativa, o para producir apilamientos de secuencias en un intento por emparejar datos reales.

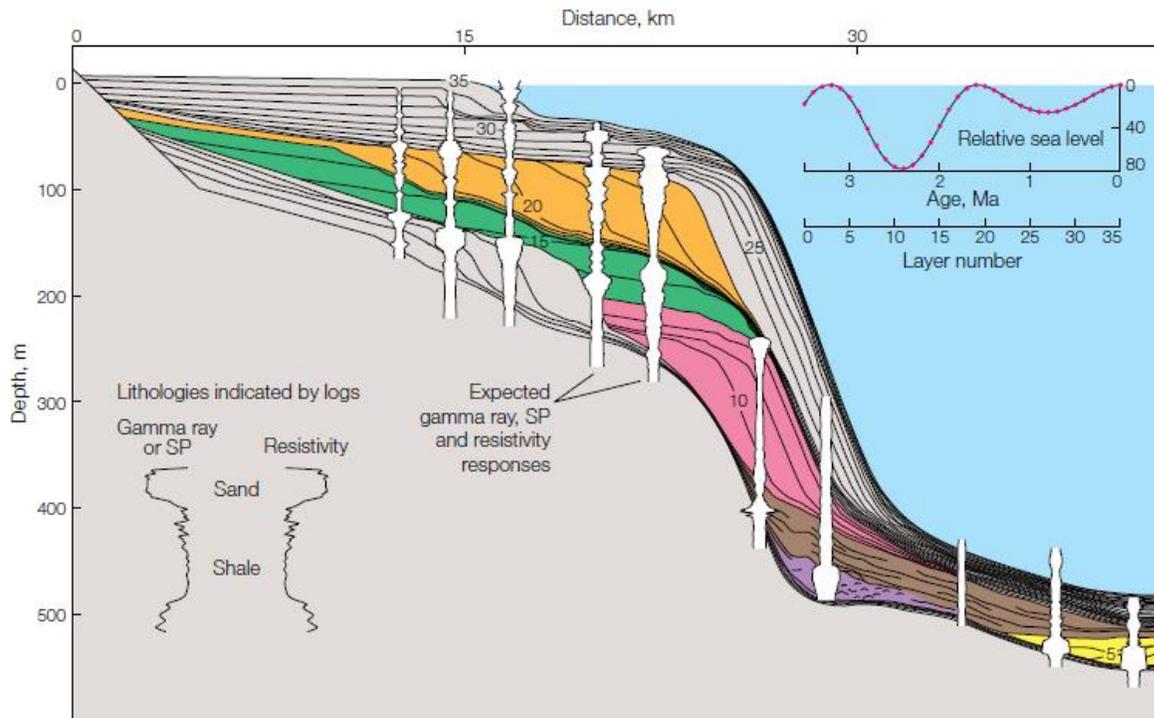


Figura 4. 17 : Secuencias simuladas usando la técnica de Bowman, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

La figura 4.17 corresponde a secuencias simuladas usando la técnica Scott Bowman. Las entradas son la forma inicial de la cuenca, velocidad de sedimentación y el nivel relativo del mar. Las líneas de tiempo geológico están numeradas del 5 al 35, de la más antigua a la más joven. Las secuencias empiezan en 5. Las respuestas de registro esperadas son dibujadas en 10 lugares. La curva de la izquierda es SP o rayos gama y la del lado derecho resistividad.

Los componentes de secuencia sedimentaria son llamados sistemas de depósito. Los sistemas de depósito son divididos en tres grupos de acuerdo con el nivel relativo del mar en el momento de la sedimentación, Bajo nivel en un bajo nivel relativo del mar, Transgresivo conforme la línea de costa se mueve hacia la Tierra y Nivel alto en un alto nivel relativo del mar. Los sistemas de depósito son grupos sedimentarios que tienen un

orden estratigráfico predecible, formas y contenidos predecibles. Viendo más de cerca a los sistemas de depósito sus geometrías y litologías, muestran como una secuencia estratigráfica puede ser usada para predecir la localización y calidad de un yacimiento.

De acuerdo con Neal Jack, Risch David y Vail Peter (1993), cada sistema de depósito, exhibe una respuesta característica a un registro, una firma sísmica y una huella paleontológica, y desempeña un papel predecible en una familia de yacimientos (roca generadora, roca almacén y sello). Los registros de rayos gama (GR) y potencial espontáneo (SP) toman lecturas bajas en areniscas y altas en lutitas. Los registros de resistividad muestran lo inverso, con lecturas altas en areniscas llenas de hidrocarburos y bajas en lutitas.

Las capas aparentes interpretadas en las secciones sísmicas (llamadas patrones de estratificación), es determinado por el rastreo de reflexiones sísmicas a su terminación. La terminación es categorizada por su geometría y asociada a un estilo de sedimentación. Los fósiles son descritos por su abundancia, diversidad y la primera o última ocurrencia, permitiendo determinar fechas basadas en correlaciones con condiciones globales.

Empezando con el sistema de depósito de bajo nivel del mar en el inicio de las secuencias, los abanicos en el fondo de la cuenca son típicamente lodos masivos aislados de flujos de grano bien clasificados o arenas turbidíticas derivadas de las arenas aluviales de los valles o cercanas a la costa (Fig. 4.18 "A"). Las respuestas de registros corresponden, con una cima aguda y con un agrupamiento inferior de arenas limpias. Las reflexiones sísmicas en la base presentan curvas hacia abajo y terminan en el límite de secuencia subyacente (una característica llamada vuelta-bajo) mientras que la cima puede formar un montículo. Las facies de bajo nivel pueden constituir excelentes yacimientos con porosidad a menudo por encima del 30% y permeabilidad de varios darcies. Las cuales pueden ser cubiertas por una capa delgada rica en arcilla que pueden comportarse como un sello, pero más a menudo están cubiertas por la siguiente unidad de sedimentación. En estos casos el abanico del piso de la cuenca actúa como una ruta de migración del hidrocarburo. El contenido fósil es mínimo, ya que la velocidad de sedimentación es a menudo muy alta. Los abanicos de la cuenca obtienen su hidrocarburo de secuencias previas.

En áreas con altas tasas de sedimentación, el mayor componente de los sistemas de depósito de bajo nivel, es el complejo de la pendiente del abanico. La inclinación del abanico puede ser extensa y puede exhibir muchos estilos de sedimentación, dependiendo del gradiente vertical de la superficie de la pendiente y de la fuente de sedimentos (Fig. 4.18 "B"). El complejo puede incluir canales submarinos con diques, sedimentos sobre diques, derrumbes y flujos caóticos. Los registros responden comúnmente en forma de media luna.

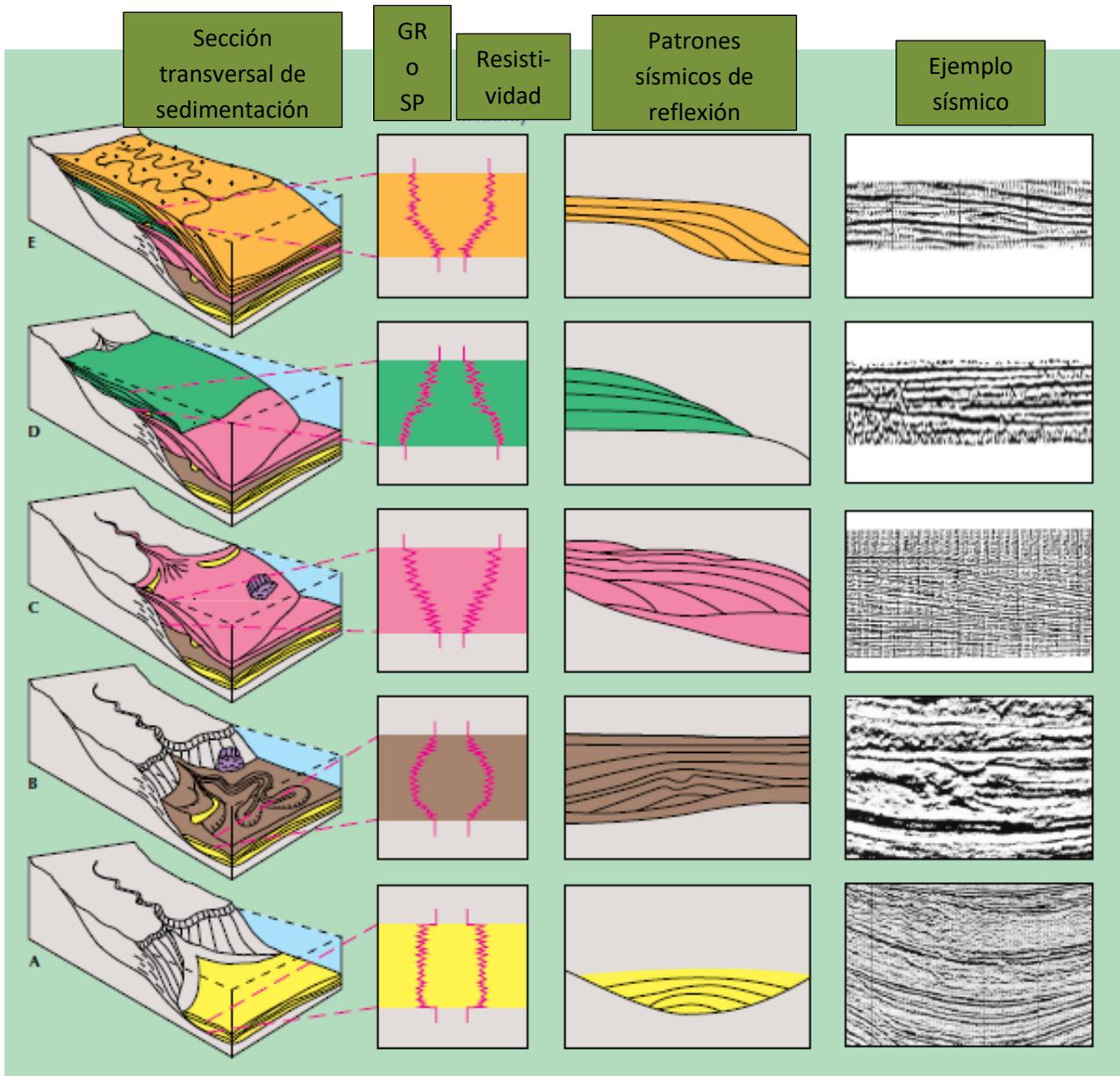


Figura 4. 18: Componentes de secuencias, sus respuestas a registros y los factores de reflexión predichos y observados, (Tomada de Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

Una base aguda dentro de la forma de media luna podría indicar arena en un canal, con una forma de campana que indican el fin de la sedimentación hacia arriba conforme el canal es abandonado. Por otra parte, los canales pueden llenarse de lodo. En las secciones sísmicas, los canales de diques en el abanico muestran un montículo característico con una leve depresión en la cima. Los canales llenos de arena hacen objetivos excelentes de exploración, pero pueden ser difíciles de identificar. Las arenas que fluyen sobre el canal pueden ser depositadas como capas alternadas con lutitas, creando reflectores subparalelos. Estas secuencias de areniscas pueden proporcionar yacimientos apilados con porosidades de 10 a 30%, pero son generalmente muy delgadas.

Por otro lado, las depresiones de los bordes de los deltas crean un patrón caótico o desordenado (“hummocky”), fácil de identificar con los datos sísmicos. Las fuentes de hidrocarburos para yacimientos de borde de canal o en una llanura de inundación (overbank) son secuencias más profundas. Los sellos son previstos por “secuencias condensadas” que corresponden a capas delgadas de lutitas extendidas, que representan una sedimentación prolongada a tasas muy bajas que vienen con la elevación en el nivel del mar. La lutita sello también contiene abundantes fósiles marinos que pueden ser usados para fechamientos. La parte superior de bajo nivel, el acuñamiento progradante del complejo deriva en su nombre deltas superficie-arriba que construye hacia la cuenca del borde de la llanura de inundación y acuñamientos hacia el continente en la precedente línea de costa (Fig. 4.18 “C”). Las respuestas de los registros muestran la presencia de más areniscas en la parte superior de la sección y menos areniscas hacia la cuenca, indicando un engrosamiento hacia arriba. La huella sísmica muestra amplitud moderada a alta de reflectores continuos que bajan hasta el piso de la cuenca. Esta unidad sedimentaria a menudo contiene areniscas amplias, especialmente cerca de las fuentes de sedimentos. Pendiente arriba los sellos son muy pobres, sin embargo, una trampa estructural es requerida para la acumulación de hidrocarburos (Neal Jack, Risch David y Vail Peter, 1993).

Los sistemas transgresivos de depósito representan sedimentación durante una rápida elevación del nivel del mar (Fig. 4.18 “D”). Sobre todo, cuando la línea de costas se retira hacia la Tierra privando a la cuenca de sedimento. Los registros SP y gama se muestran sutilmente hacia arriba. La retirada de la línea de costa da un alza a los patrones sísmicos

que aparecen para truncar hacia la cuenca. En la práctica, estos sistemas de depósito son comúnmente delgados, y tales patrones son usualmente imperceptibles en las típicas secciones sísmicas. Las areniscas basales transgresivas derivadas de arenas retrabajadas de bajo nivel pueden ser excelentes yacimientos, excepto donde hay cementación de los granos.

La cima de los sistemas de depósito transgresivos es el límite de la invasión marina, y es llamado la superficie máxima de inundación en este caso la sedimentación extendida de lutitas resulta en una sección condensada. Los fósiles abundantes proveen edades y buenos vínculos a través de la sección sísmica. Esta capa es rica en arcilla y muestra lecturas bajas en resistividad y altas en rayos gama. El patrón sísmico de esta superficie es hacia abajo, la cual se vuelve conformal (reflectores paralelos adyacentes) hacia la cuenca y desaparece arriba de la llanura de inundación. Esta superficie es usualmente un reflector muy continuo. En el borde de la llanura, esta puede ser comúnmente identificada por cambios en los patrones de reflexión arriba y abajo.

Las capas depositadas durante el más alto nivel de mar son conocidas como sistemas de depósito de nivel alto (Fig. 4.18 "E"). Los primeros sedimentos de alto nivel son usualmente lutitas. El complejo tardío nivel alto es depositado conforme el aumento del nivel del mar se alente, contiene limos y arenas. Algunos sedimentos tardíos pueden ser depositados posteriormente como sedimentos fluviales. Las respuestas de rayos gama y SP presentan en general un decremento gradual en rayos gamas, indicando el engrosamiento hacia arriba asociado con la decreciente profundidad del agua.

En las anteriores condiciones de depósito, las reflexiones sísmicas son caracterizadas por un patrón sigmoidal (en forma de s) de estratos, similar a una reflexión de acuñamiento progradante. Puede haber depósitos de areniscas deltaicas y de frente de costa en la cima de la sección, pero en general, estos sistemas de depósito tienen escasas arenas de yacimientos, y los sellos pendiente arriba son pocos comunes; la abundancia de fósiles disminuye conforme el ambiente marino se vuelve restringido para las partes más profundas de la llanura de inundación.

#### 4.4 Atributos Sísmicos

De acuerdo con Sheriff (2002), un atributo sísmico es una medición derivada de los datos sísmicos, usualmente basados en mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia y/o atenuación. Generalmente las mediciones basadas en tiempo se relacionan a la estructura, las basadas en amplitud a la estratigrafía y caracterización de yacimientos, y las basadas en frecuencia (aunque a menudo no se entienden claramente) a estratigrafía y caracterización de yacimientos.

Las mediciones de atenuación son usualmente inciertas. Las mediciones son usualmente basadas en datos aplicados o migrados, pero los datos pre-apilamiento son usados al determinar la velocidad de apilamiento (q.v.). La variación de amplitud con la distancia fuente-receptor (AVO, amplitud variation with offset, q.v.), y otros atributos.

Debido a que existen muchas maneras de arreglar los datos, los atributos constituyen un conjunto abierto, y debido a que están basados en muy pocos tipos de mediciones, los atributos generalmente no son independientes. Los atributos son útiles para extender lo que ellos correlacionan con algunas propiedades físicas de interés. La utilidad primaria de los atributos es que algunas veces ayudan a ver características, relaciones y patrones que de otra manera podrían no ser notados.

Entre las formas en que calculan los atributos son alisando y promediando sobre ventanas de varios tamaños, encontrando residuales y valores pico, midiendo la distribución dentro de una ventana (promedio, media, curtosis porcentaje grande/pequeño que un límite, sumas, residuales, scater, etc.), continuidad, bordes, suavidad, linealidad o curvatura, gradientes u otros derivados, valores absolutos, cambio de polaridad (cruces-zero) diferencia de pico-máximo, etc. Las relaciones deben ser medidas sobre ventanas (espectro, correlación, covarianza), etc.

Los atributos pueden ser medidos a lo largo de una traza o a través de un volumen o de otras maneras. Los primeros atributos identificados como tales fueron, atributos de traza-compleja de amplitud envolvente, fase instantánea, frecuencia instantánea y polaridad

aparente, e impedancia acústica (o velocidad) determinada por inversión (q.v.), que se utiliza en la exploración petrolera y en la caracterización de yacimientos.

Los atributos pueden combinarse para crear nuevos atributos. Las transformaciones de atributos algunas veces dan nombres de propiedades físicas (porosidad, saturación de fluido, litología, discontinuidad estratigráfica o estructural, etc.) basados en mediciones y registros locales, pueden dar aproximaciones razonables localmente, pero pueden dar valores erróneos bajo diferentes circunstancias.

De acuerdo con R. Brown (2001) con el éxito de los estudios 3-D ha crecido el uso de los atributos sísmicos, ya que son una herramienta valiosa por la ganancia de percepción de los datos, particularmente cuando son desplegados espacialmente sobre horizontes interpretados. Sin embargo, todos los atributos disponibles no son piezas independientes de información, simplemente representan diferentes maneras de presentar una cantidad limitada de información básica. La llave para el éxito yace en seleccionar el atributo más aplicable al problema. Además, el análisis estadístico usando atributos debe de ser basado en entender, no simplemente una correlación matemática.

De acuerdo con Knut (2010), un atributo sísmico es una medida cuantitativa de una característica sísmica de interés. El análisis de atributo sísmico se interesa por el estudio de amplitud, polaridad, continuidad y forma de onda. Una de sus metas es que de algún modo capture la información máxima cuantificando la amplitud y las características morfológicas vistas en los datos sísmicos a través de un conjunto de cálculos determinísticos realizados en computadora. La extracción de atributos sísmicos, tales como amplitud envolvente, frecuencia dominante, polaridad aparente y fase instantánea puede producir imágenes 3-D notables de las formaciones de roca del subsuelo (Fig 4.19). Tal análisis puede dar por ejemplo una indicación del grosor y la naturaleza de los contactos superiores e inferiores de un horizonte de areniscas. En comparación de las ondas sísmicas observadas con trazas sintéticas calculadas de un modelo geológico da alguna percepción en el ambiente sedimentario de la arenisca, y por lo tanto ayuda a predecir su geometría y la característica interna del yacimiento (fig. 4.20).

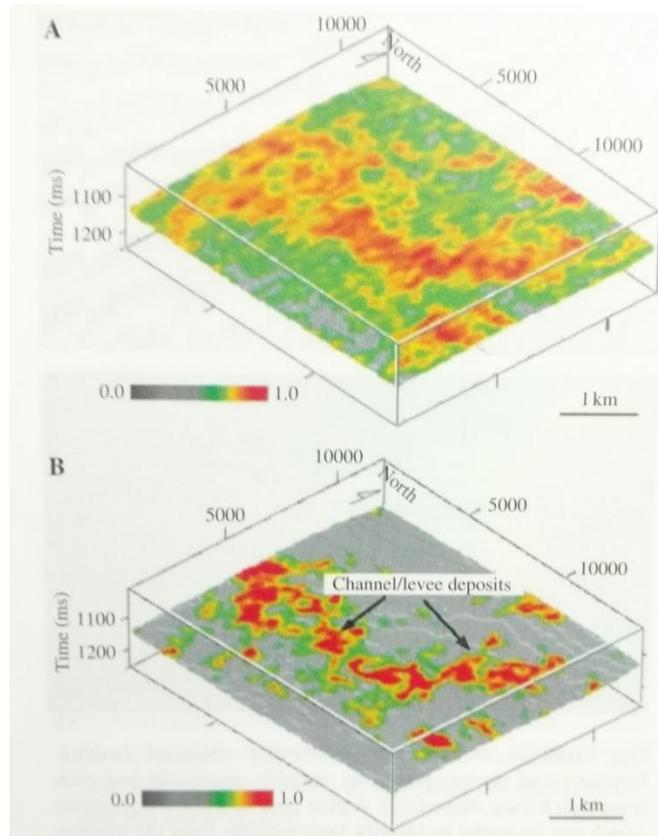


Figura 4. 19 : Comparación entre promedio de amplitud absoluta (a) y energía (b), en una porción de horizonte en el mismo nivel estratigráfico. En la cual los depósitos de canal/dique son más fácilmente detectados por el volumen de energía que por el de amplitud, (Tomada de Knut, 2010).

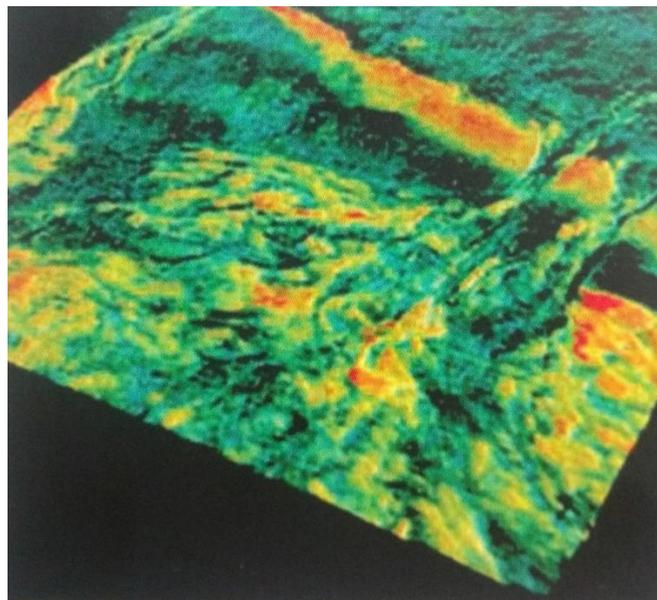


Figura 4. 20 : Volumen interpretado de sísmica 3D, mostrando un complejo canal de abanico con un borde de llanura de inundación, (Tomada de Knut, 2010).

Existen más de 100 atributos sísmicos distintos, calculados de los datos sísmicos que pueden ser aplicados a la interpretación de estructuras geológicas, estratigrafía y propiedades del fluido de poro.

De acuerdo con Knut (2010), y tomando como base a Taner en 1994, es posible dividir a los atributos en dos categorías generales, geométrico y físico. El objetivo de los atributos geométricos es mejorar la visibilidad de las características geométricas de los datos sísmicos, incluyen azimut, inclinación y continuidad. Los atributos físicos tienen que ver con parámetros físicos del subsuelo que se pueden relacionar con la litología. Esto incluye amplitud, fase y frecuencia. Liner en 2004 clasificó atributos en categorías generales y específicas. Los atributos generales son mediciones de geometría y características cinemáticas, dinámicas o estáticas derivadas de los datos sísmicos. Ellos incluyen amplitud del reflector, frecuencia y amplitud compleja. Por otra parte, los atributos generalizados de Hilbert, incluyen la iluminación, detección y coherencia de bordes, descomposición AVO y espectral. Los atributos generales están basados tanto en un carácter físico o morfológico de los datos relacionados a la litología o geología y son además generalmente aplicables en cualquier cuenca sedimentaria del mundo, en contraste con los atributos específicos que tienen una base bien definida en física y geología. Mientras que un atributo específico dado puede estar bien relacionado a las características geológicas o a la productividad del yacimiento dentro de una cuenca dada, no son de utilidad para realizar correlación con otra cuenca.

De acuerdo con Knut (2010), en las últimas décadas se ha descubierto que con los atributos se han logrado avances significativos en la adquisición y mapeo de reflectores, identificación de fallas, identificación de punto brillante, pérdida de frecuencia, sintonización de estratos delgados, estratigrafía sísmica y geomorfología (figura 4.21). Más recientemente los intérpretes realizan un plano-cruzado que permite identificar grupos de atributos asociados tanto a las anomalías estratigráficas como a la presencia de hidrocarburos. En la actualidad, las estaciones de cómputo muy poderosas son capaces de integrar grandes volúmenes de datos diversos y calcular numerosos atributos sísmicos, lo cual es una herramienta rutinaria usada por los intérpretes de sísmica buscando información útil sobre los yacimientos petroleros.

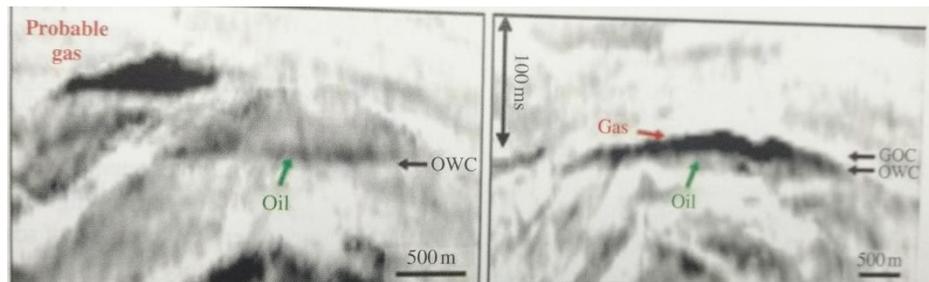


Figura 4. 21 : En la imagen de la izquierda se muestra, una fuerte anomalía de amplitud suave (columna de aceite) en la cima del yacimiento corresponde a un claro evento plano dentro del yacimiento. En la imagen de la derecha, la sección muestra un cuerpo acústicamente suave (columna de gas) dentro del yacimiento con una marcada, base plana (Tomada de Knut, 2010).

Para ejemplificar el uso de los atributos para resaltar características estratigráficas, se muestra el atributo de energía realizado por Campero (2012), el cual se usa para resaltar altas o bajas amplitudes en el canal de interés. Para poder calcular este atributo se varió un solo parámetro, el tamaño de la ventana de tiempo en múltiplos iniciando con - 8 ms hasta +32 ms (Figura 4.22), a manera de seleccionar la ventana que mejor delimite la amplitud del canal de interés.

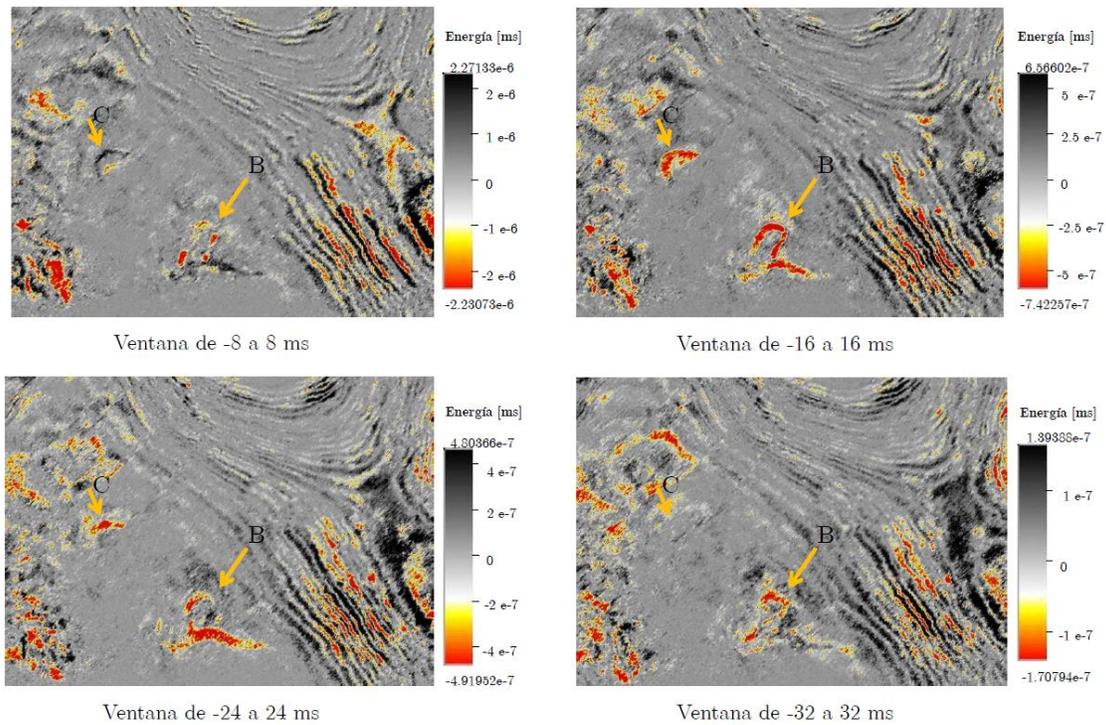


Figura 4. 22: Atributo de energía variando el tamaño de las ventanas de análisis (Campero, 2012).

Los canales B y C tienen valores negativos de energía; cuanto mayor sea la energía mayor será la amplitud. El atributo que mejor delimitó las geomorfias se muestra en la figura 4.23 (ventana de -16 a 16 ms) y 4.24, se muestra un corte horizontal a 1824 m(a) y un corte vertical (c) y los cortes juntos tanto vertical como horizontal en (b).

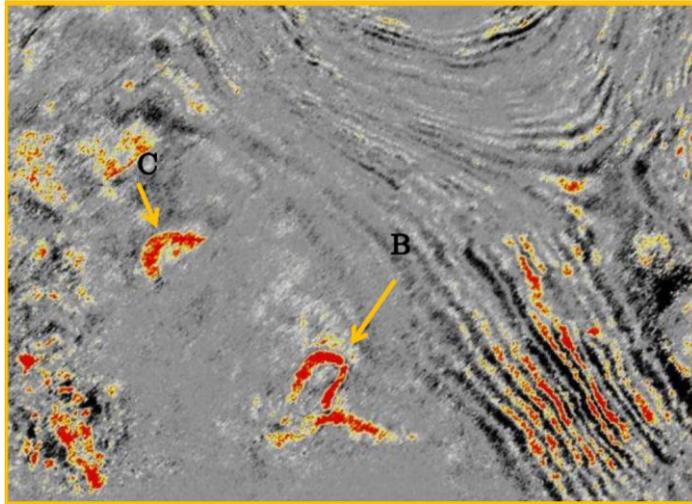


Figura 4. 23: Atributo de energía con una ventana de tiempo a 16 ms, apreciándose el canal B y C.(Tomada de Campero, 2012)

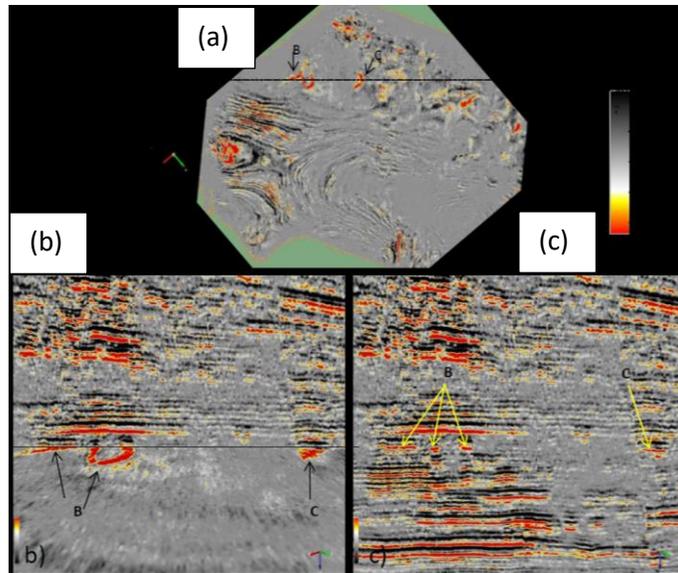


Figura 4. 24: Atributo de energía. a) Corte horizontal a 1824 ms. b) Corte vertical y horizontal. c) Corte vertical (Campero, 2012).

## 4.5 Interpretación sísmica

De acuerdo con Geldgart, Telford, y Sheriff (1990), la interpretación sísmica de reflexión está dada por diferentes técnicas.

La primera técnica, se utiliza para mapear los horizontes reflectantes. Las reflexiones son usualmente identificadas con planos estratificados basados en correlaciones con observaciones hechas en pozos, información de velocidad, sismogramas sintéticos, o experiencia previa en el área.

Los horizontes que se dibujan en secciones sísmicas, proveen imágenes bidimensionales únicamente. Una imagen tridimensional es necesaria para determinar si existe un cierre; el área dentro del contorno del cierre y la ubicación del punto más alto en la estructura, etc. Para obtener información tridimensional, usualmente se utilizan varias líneas sísmicas y la mayoría de los estudios de reflexión son llevados a cabo a lo largo de un mallado más o menos rectangular.

Los horizontes son mapeados en secciones cruzadas y las secciones son comparadas en la intersección de la línea para identificar los mismos horizontes en todas las líneas. La identificación se hace con base en el carácter y tiempos de viaje. Los horizontes se llevan a lo largo de todas las líneas en el área prospectada en la medida que la cantidad de datos lo permita.

Cuando un horizonte se realiza en todos los sentidos en torno a un borde cerrado, se debe terminar con el mismo tiempo de viaje con el que se empezó. Este cierre de bordes (circuito) proporciona un control importante sobre la fiabilidad. Cuando una curva falla en el cierre dentro de un error razonable (el cual depende principalmente en la calidad de grabación y la calidad de las correcciones estáticas), la causa del error de cierre debe ser investigado cuidadosamente.

Las secciones migradas tienen que ser ligadas por la búsqueda de las mismas reflexiones en las secciones de intersección. Tales puntos de unión serán desplazados de la vertical a lo largo del punto de origen por la cantidad de la migración en cada línea. A menudo un error

de cierre es debido a un error en correlación de línea a línea, posiblemente porque hay correcciones incorrectas, cambios en el carácter de reflexión o error al correlacionar a través de fallas. Cuando la inclinación es diferente en los dos lados de la falla o el tiro varía a lo largo de la falla, una correlación incorrecta a través de la falla puede resultar en un error de cierre (pero no necesariamente). Después de que las fuentes de error de cierre han sido cuidadosamente examinadas el error de cierre final es reducido a un nivel aceptable; el error de cierre remanente es distribuido alrededor de la curva (Geldgart, Telford, y Sheriff, 1990).

Después de que los horizontes han sido llevados a las secciones, los mapas se preparan. Por ejemplo, se podría mapear un horizonte superficial, un horizonte intermedio a aproximadamente la profundidad a la cual se espera encontrar hidrocarburos. Se mapea en un mapa base, el cual muestra la localización de las líneas sísmicas (usualmente por medio de círculos pequeños que representan puntos de origen) más otras características, como pozos petroleros, ríos, líneas de la playa, carreteras, fronteras políticas, etc. Los valores que representa la profundidad del horizonte por debajo del plano de referencia, se colocan en el mapa, usualmente en cada punto de origen.

Otra información relevante para que el horizonte sea mapeado (profundidad en pozo, es la localización de anomalías gravimétricas, información geológica relevante, como la presencia de fallas que han sido identificadas en las secciones son dibujadas en el mapa.

Los mapas de isopacas, muestran el grosor de una secuencia sedimentaria entre dos horizontes, que es de utilidad en el estudio del crecimiento estructural. Se pueden preparar mediante la superposición de mapas de los dos horizontes y restando el valor del contorno donde quiera que el contorno de un mapa cruce los contornos del otro. La diferencia es graficada en un mapa en blanco y después contorneada. Si los contornos muestran una tendencia hacia el crecimiento del grosor es una cierta dirección, puede sugerir que la región estaba inclinada hacia abajo en esa dirección durante el periodo de sedimentación o que la fuente de los sedimentos está en esa dirección. Un grosor uniforme de un estrato plegado indica que el pliegue vino después de la sedimentación mientras que, si el grosor incrementa lejos de la cresta de un anticlinal, en este caso la sedimentación probablemente fue contemporánea con el crecimiento de la estructura. El crecimiento durante la sedimentación es usualmente más favorable para acumulación de petróleo porque esto es más probable

para yacimientos en areniscas, que sean depositados en los flancos de las estructuras aún con un relieve ligero.

De acuerdo con Geldgart, Telford, y Sheriff (1990), la segunda técnica, corresponde al estilo estructural. Las trampas estructurales en anticlinales y fallas son usualmente evidentes a partir de la interpretación de los mapas. Las trampas resultado de acuñamientos y discordancias son más difíciles de reconocer y a menudo evidencia no sísmica debe ser combinada con los datos sísmicos para definir dichas características, el cual es el caso de las trampas estratigráficas y mixtas. Sin embargo, un cuidadoso estudio de los mapas, secciones, más una extensa experiencia puede revelar variaciones de inclinación u otros efectos que ayuden a localizar trampas de ese tipo. Lo anterior sumado a un buen uso de los atributos sísmicos podría dar buenos resultados para trampas estratigráficas y mixtas, ya que lo que hacen estos es realzar ciertas características que facilitan la interpretación.

El estilo estructural de un área provee una guía para interpretar lo que de otra manera pudiera ser una definición ambigua de características estructurales, especialmente donde los datos son escasos. Por ejemplo, si una falla bien definida es vista en un horizonte, pero no es clara en otros horizontes, esto podría no ser tan evidente si el movimiento de la falla fue normal, inversa o lateral y cuál es la actitud del plano de falla. Sin embargo, el estilo estructural, ayuda a decidir el tipo más probable de falla, inclinación y orientación del plano de falla.

De acuerdo con Geldgart, Telford, y Sheriff (1990), la tercera técnica, ayuda a la interpretación de la historia geológica. Después de que la información estructural ha sido extraída, el siguiente paso es trabajar tanto como sea posible en la historia geológica del área. Lo fundamental en esta conexión es la determinación de las edades de los diferentes horizontes, preferentemente de acuerdo a la escala de tiempo geológico, pero al menos relativo a otro. A menudo las líneas sísmicas pasan muy cerca de los pozos para permitir la correlación de horizontes sísmicos con los horizontes geológicos. Las velocidades de refracción (si están disponibles) pueden ayudar a identificar ciertos horizontes. Las discordancias asociadas con grandes espacios de tiempo son aptas para delimitar a partir de observar a los reflectores más prominentes.

De acuerdo a lo desarrollado en la parte de estratigrafía de secuencias, con esta técnica se podría complementar el análisis de los sistemas de depósito, debido a que nos ayuda a interpretar la historia geológica, a relacionar y correlacionar características importantes que nos lleven a un mayor entendimiento del área de estudio, dando mejores resultados.

De acuerdo con Geldgart, Telford, y Sheriff (1990), la cuarta técnica, implica obtener las conclusiones de los datos de reflexión. Cuando la interpretación es completada finalmente, se realiza un reporte de los resultados mediante una presentación por escrito y una presentación oral. Se presentan las oportunidades exploratorias bien documentadas con el apropiado curso de acción para la continuidad del proyecto. Las interpretaciones alternas también deben ser presentadas y dar un estimado de la confiabilidad de los resultados y conclusiones, finalmente el intérprete debe recomendar que accionar deba llevarse a cabo.



## 5. Importancia de las trampas estratigráficas y mixtas

De acuerdo con Dolson (1999), conforme la tecnología evoluciona y el control de pozos aumenta, la exploración para trampas estratigráficas se vuelve más y más práctico, tomando como base la tecnología sísmica que permite obtener imágenes del subsuelo, con una mejor resolución. Imágenes y mediciones del subsuelo, por más que estén detalladas, deben de ser interpretadas geológicamente. La interpretación geológica efectiva y, por lo tanto, la exploración efectiva de trampas estratigráficas integra todos los tipos de datos, incluyendo sísmica, registros de pozo, carácter del fluido, presión del fluido, núcleos, cortes. La estratigrafía de secuencias sirve como un marco de referencia para los datos integrados.

Históricamente muchas trampas estratigráficas fueron encontradas accidentalmente mientras se perforaba un objetivo estructural. Esto es debido a un énfasis histórico en estructuras y la dificultad en poner en una imagen sísmica los componentes estratigráficos. La mayoría de las trampas estratigráficas son pequeñas, debido a que en general se presentan en secuencias.

Las trampas estratigráficas son acumulaciones de hidrocarburos independientes de un sello estructural o de fallas. Las trampas mixtas ocurren cuando entra la parte estructural que modifica la condición estratigráfica y como consecuencia la distribución del hidrocarburo; pero esto no es la única razón de la acumulación.

Antes de que la tecnología sísmica sofisticada fuera desarrollada para que fuera lo suficientemente vasta para poder ver en una imagen la geometría de una trampa estratigráfica, muchos (sino es que la mayoría) descubrimientos de trampas estratigráficas fueron accidentales, debido a que fueron resultado de una perforación en busca de un cierre estructural. Con la llegada de la sísmica 3D y otras técnicas, la industria de exploración se inclinó más por perforar pozos exploratorios para trampas estratigráficas.

La estratigrafía de secuencias combina esfuerzos de la sismoestratigrafía y la bioestratigrafía para mejorar la efectividad de la exploración de trampas estratigráficas y

mixtas. Una aproximación efectiva para la exploración de trampas estratigráficas es aplicar los principios de estratigrafía de secuencias a los datos geofísicos y geológicos.

La geometría del sello en las trampas estratigráficas y mixtas es muy importante, debido a que la mayoría requieren sellos superiores, laterales e inferiores para retener una acumulación de hidrocarburo. La figura 5.1, compara una trampa estructural típica y una trampa estratigráfica, y muestra por qué los sellos inferiores son más importantes para las trampas estratigráficas en la determinación del tamaño de acumulación.

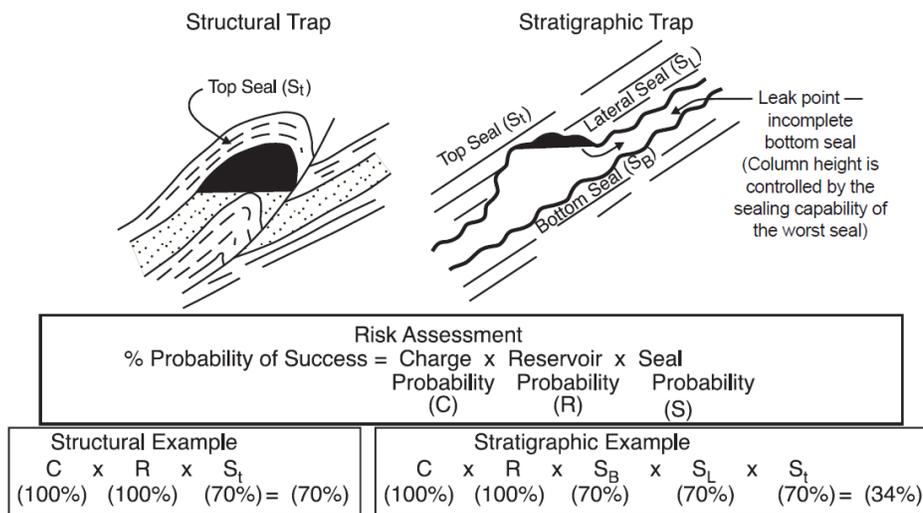


Figura 5. 1: Trampas estructural y estratigráfica (Tomada de Dolson, 2016).

Las grandes trampas estratigráficas son más comunes en cuencas con una pendiente estructural suave donde los espesores saturados de hidrocarburo pueden ser realmente extensas conforme la pendiente estructural crece; en estos casos la necesidad de sellos de alta calidad aumenta, ya que se incrementa la posibilidad de que la trampa falle. Es por eso que las grandes trampas estratigráficas son más comunes en cuencas con una pendiente estructural suave donde las columnas de hidrocarburo son pequeñas pero que llegan a ser muy extensas.

De acuerdo con Dolson (2016), quien estudió más de 300 trampas estratigráficas en todo el mundo, se encontró que solo el 10% de las trampas eran gigantes (trampas que contenían por encima de 100 millones de barriles de aceite).

En la última década, un número de trampas estratigráficas gigantes fueron encontradas, usualmente por compañías pequeñas con personal de alta experiencia, simplemente construyendo los mapas de facies apropiados, entendiendo las manifestaciones de aceite y gas. La mayoría se encuentra en abanicos turbidíticos de aguas profundas en facies de canal y lóbulos.

Los nuevos descubrimientos en trampas estratigráficas se realizaron con sísmica 3-D, la cual, bajo las circunstancias correctas, puede poner en una imagen los sellos y el yacimiento con mayor exactitud que los que pueden ser descubiertos con sísmica 2-D o con el control de pozos únicamente. Como resultado, estos procedimientos son finalmente cada vez más fáciles de hacer.

Otra estadística clave era el tiempo promedio para reconocer una trampa estratigráfica gigante, ya que en una provincia madura de la cuenca era por encima de los 11 años. En la actualidad es menor, con la sísmica 3D, pero quizá no en algunas cuencas donde la cobertura sigue siendo dominada por sísmica 2D.

En muchos casos, las trampas estratigráficas grandes han sido encontradas porque los operadores ponían atención al desempeño de la producción o los indicadores de aceite en unos pocos pozos anómalos.

La razón de fallar al encontrar el hidrocarburo y el enfoque sobre trampas estructurales son simples. Las compañías de hidrocarburos siempre preferirán perforar un anticlinal, bloque con falla o un cierre de cuatro vías de una trampa de pared de sal antes que aventurarse a probar trampas estratigráficas y mixtas, a menos de que existieran indicadores de hidrocarburo directo (DHI, Direct Hydrocarbon Indicators) sobre la sísmica la cual directamente muestra dónde se localizan los fluidos en la trampa.

## 5.1 Ejemplos de trampas estratigráficas y mixtas en México

### 5.1.1 Activo Cinco Presidentes

De acuerdo con PEP (1999), el Activo Cinco Presidentes se encuentra en la planicie costera del Golfo de México, al oeste de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, y comprende parte de los estados de Veracruz y Tabasco. Al norte limita con la costa del Golfo de México, al este con los activos Bellota-Chinchorro y Jujo-Tecominoacán, al sur con el paralelo  $17^{\circ}20'00''$  y al oeste con el meridiano  $94^{\circ}40'00''$ . La extensión del activo es de 10, 890 kilómetros cuadrados, cuya distribución geográfica se muestra en la Figura 5.2. al activo que administra 52 campos, de los cuales 28 están en producción y 22 se encuentran agotados. Además, los campos Arroyo Prieto y San Alfonso no tuvieron producción en 1992. Este activo es el que incluye los campos más antiguos de la Región Sur.

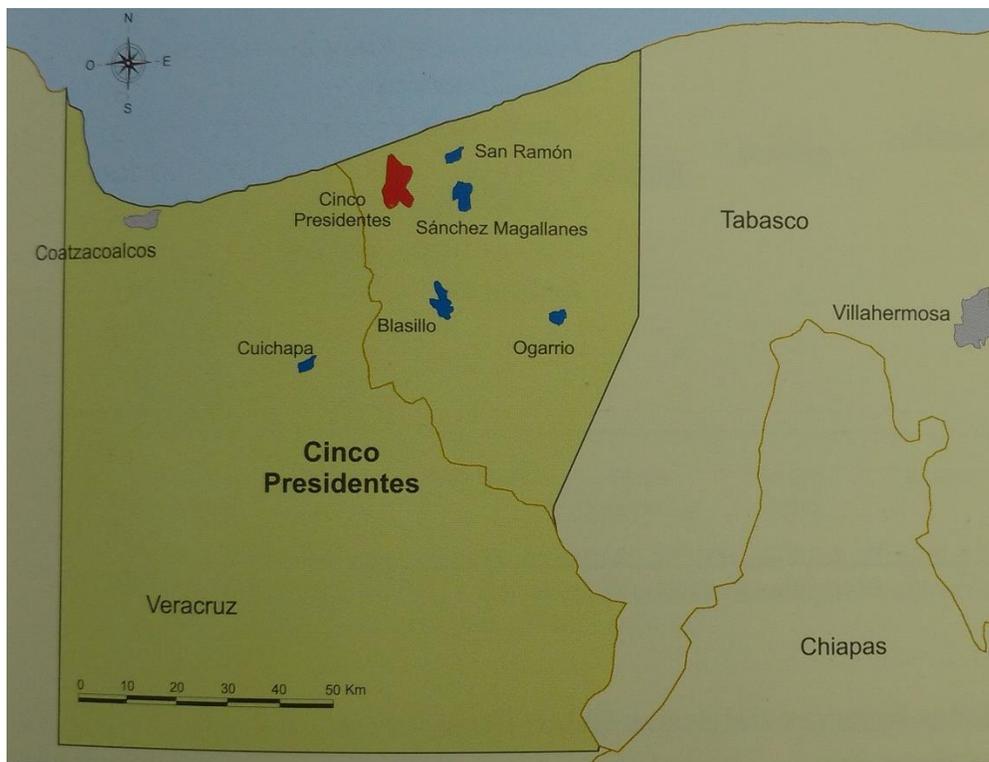


Figura 5. 2: Ubicación del Campo Cinco Presidentes (Tomada de PEP, 1999).

Los campos del activo tuvieron una producción promedio diaria en 1998, de 43, 945 barriles de aceite y 53.8 millones de pies cúbicos de gas, que porcentualmente son el 7.1 y el 2.6 de la producción de aceite y gas natural de la región, respectivamente.

Sus campos productores más importantes son Cinco Presidentes, Ogarrio, Blasillo, Sánchez Magallanes, y Cerro de Nachital. En 1998 la producción diaria de estos campos fue de 26, 587 barriles de aceite y 29.3 millones de pies cúbicos de gas natural, representando el 60.5 y 54.4 por ciento de la producción del activo de aceite y gas, respectivamente.

De acuerdo con PEMEX (2014), en el año 2001 se inicia la reactivación del campo, con la perforación de 30 pozos intermedios y desarrollo de extensión Flanco. Igualmente, destaca una gran actividad en reparaciones mayores y menores (sencillos y múltiples) con y sin equipo. También, se emprendieron esfuerzos para la optimización de los sistemas de levantamiento artificial. El campo es productor de aceite negro de densidad 33 °API; la temperatura de yacimiento es de 85°C.

La producción del campo Cinco Presidentes al 31 de diciembre de 2013 fue de 7.8 Mbd y 14.3 MMpcd y su producción acumulada a la misma fecha fue 321.41 MMb de aceite y 445.06 MMMpc de gas. De acuerdo al estado de pozos de Dic-2013, el campo Cinco Presidentes tenía 393 pozos perforados de los cuales 57 están operando: 46 como productores y 11 como inyectores, cuenta además con 40 pozos cerrados temporalmente con posibilidades, 63 cerrados temporalmente sin posibilidades de explotación, 21 pozos programados para taponamiento y 212 pozos taponados.

#### **5.1.1.1 Metodología empleada para realizar el descubrimiento**

De acuerdo con PEP (1999), principalmente se había utilizado la sismología de reflexión para definir los diferentes bloques del campo, en una secuencia de terrígenos del Cenozoico, los cuales se encuentran afectados por un tectonismo producto de intrusiones salinas.

#### **5.1.1.2 Geología estructural y estratigrafía local**

Es una estructura anticlinal cuyo eje mayor es de aproximadamente 9 kilómetros, orientado de norte a sur, y su eje menor de 8 kilómetros, presentando en el flanco norte buzamiento con echado suave al noreste. La presencia de actividad salina ha provocado que la

estructura esté separada en varios bloques, por fallas de tipo normal, que se paran los yacimientos en diferentes niveles de producción.

Se encuentra una configuración estructural de diferentes cuerpos arenosos. En las figuras 5.3 y 5.4, se observan los estilos de fallamiento que predominan en el campo, destacando la presencia de fallas normales.

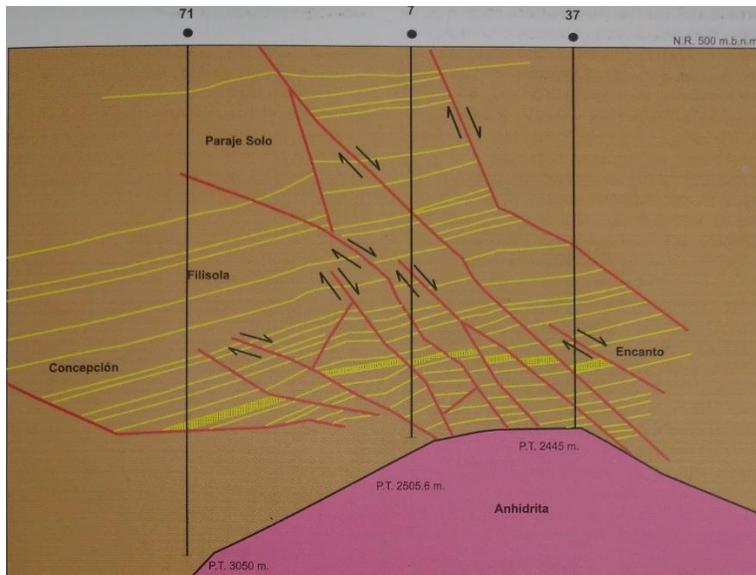


Figura 5. 3: Sección estructural tipo del campo Cinco Presidentes, lo que muestra un intenso fallamiento de tipo normal (Tomada de PEP, 1999).

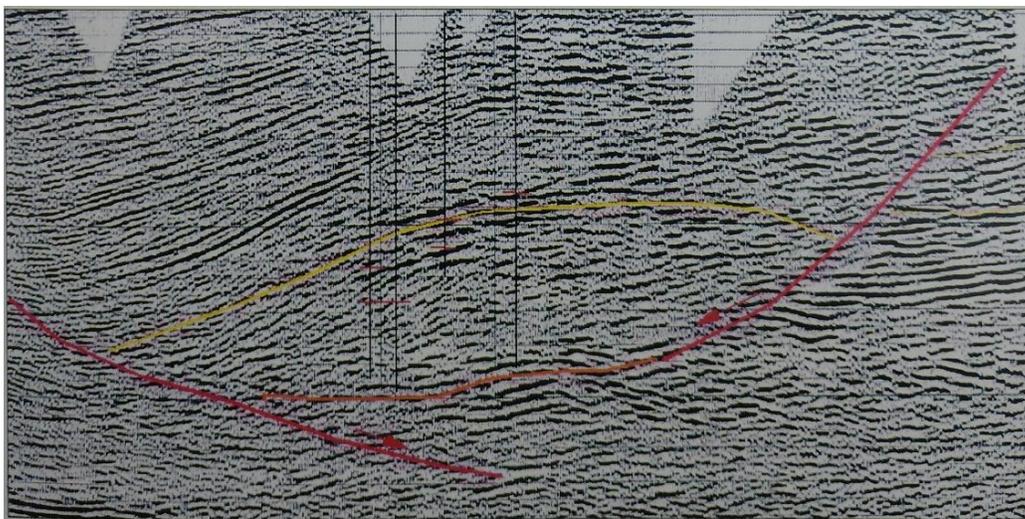


Figura 5. 4: Sección sísmica tipo campo Cinco Presidentes, mostrando el fallamiento y la interpretación de la cima de la formación productora (Tomada de PEP, 1999).

Los pozos del campo Cinco Presidentes han atravesado, en pocos lugares, una columna estratigráfica del Cuaternario de poco espesor, posteriormente han cortado rocas del Cenozoico, siendo el Mioceno la más importante en el sistema petrolero como roca almacenadora, la que se encuentra constituida por una potente secuencia de terrígenos finos con intercalaciones de horizontes de areniscas de granos finos a gruesos. La columna Cenozoica está subdividida en las formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior y Superior, Filisola, Paraje Solo y Cedral, que ocasionalmente se encuentran sobre anhídritas o sal por intrusión. Lo anterior se muestra en la tabla 5.1 y en la figura 5.5 se detalla la columna estratigráfica tipo del campo.

| <b>Formación</b>    | <b>Periodo y Época</b> | <b>Cima (mbmr)</b> |
|---------------------|------------------------|--------------------|
| Cedral              | Plio-Pleistoceno       | Afloramiento       |
| Paraje Solo         | Mioceno Superior       | 700                |
| Filisola            | Mioceno Superior       | 1400               |
| Concepción Superior | Mioceno Medio          | 1950               |
| Concepción Inferior | Mioceno Inferior       | 2150               |
| Encanto             | Mioceno Inferior       | 2400               |
| Depósito            | Mioceno Inferior       | 3300               |
| Anhídrita-Sal       |                        | 3950               |

Tabla 5. 1: Columna estratigráfica tipo del Campo Cinco Presidente (Modificada de PEP, 1999)

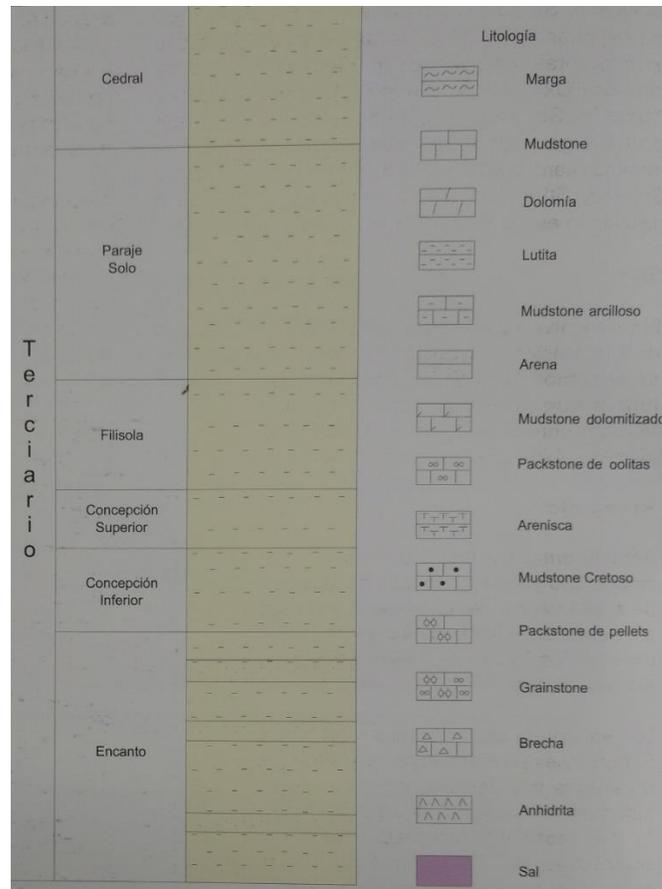


Figura 5. 5: Columna geológica tipo del Campo Cinco Presidentes (Tomada de PEP, 1999).

### 5.1.1.3 Trampas

De acuerdo con PEP (1999), las trampas, para todos los yacimientos del Mioceno Medio y Superior de este campo, son de tipo mixto, constituidas por areniscas separadas por una serie de bloques fallados producto de la tectónica salina que predominan en toda el área. La geometría de las trampas se definió originalmente por medio de la interpretación sísmica, y posteriormente fueron configuradas con los datos obtenidos de los registros geofísicos de los pozos perforados. En resumen y de acuerdo a PEMEX (2014), el tipo de trampas que podemos encontrar en este campo son estratigráficas en lentes de arena y combinadas por las estructuras salinas y por las fallas normales.

La principal roca generadora de los hidrocarburos corresponde al Jurásico Superior Tithoniano, por su alto contenido de materia orgánicas en lutitas bituminosas y las calizas

arcillosas. Se estima que hay otras rocas generadoras, en otros niveles estratigráficos, sin embargo, lo que pudieron generar es mínimo comparado con la mayor proporción de hidrocarburos aportado por el Jurásico Superior Tithoniano. A esa unidad se le calcula un espesor de 250 metros en el área (PEP, 1999).

El sello a nivel regional está constituido por las lutitas de la Formación Concepción Inferior. Adicionalmente, en el campo se tienen como sello las lutitas que se encuentran interestratificadas con los cuerpos de arenas, y los cierres debido a la presencia de fallas.

En la figura 5.6 se muestra el ambiente sedimentario en que se formaron las rocas almacenadoras del Campo Cinco Presidentes, área Flanco, que corresponde a abanicos submarinos depositados en varios sub ambientes desde complejos de canales pasando a lóbulos proximales a distales.

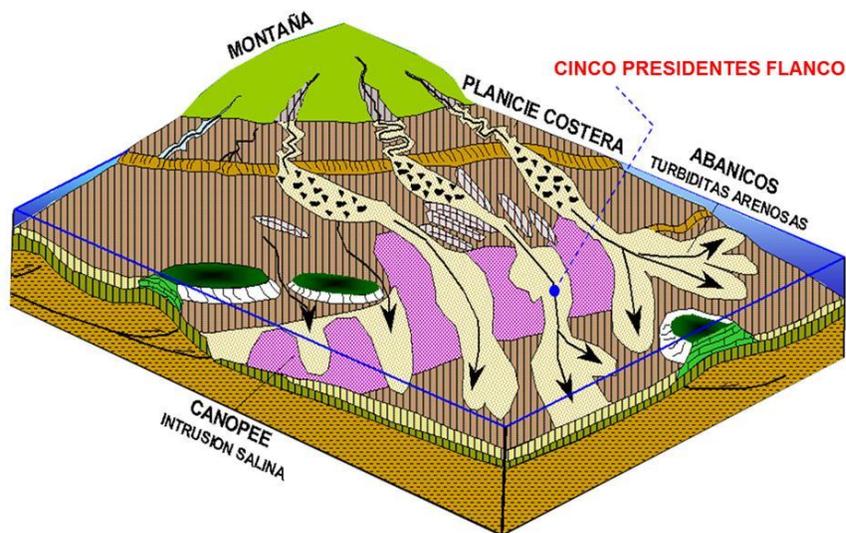


Figura 5. 6: Ambiente sedimentario en que se formaron las rocas almacenadoras tipo del campo Cinco presidentes (Tomada de PEMEX, 2014).

### 5.1.2 Campo Poza Rica

Este Campo Poza Rica de acuerdo con PEP (1999), pertenece al activo de producción Poza Rica en la Región Norte. Se localiza en la porción central-este de la República Mexicana, en el estado de Veracruz, y en gran parte dentro de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz (Figura 5.7). El campo ocupa un área de 104 kilómetros cuadrados.

La adquisición de información gravimétrica realizada con balanza de torsión en 1923, identificaron la existencia de altos estructurales al accidente de la Faja de Oro. Esta información permitió interpretar un alto estructural en las áreas de Poza Rica y Mecatepec con posibilidades de contener hidrocarburos.



Figura 5. 7: El campo Poza Rica se ubica en la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Tomada de PEP, 1999).

El Campo Poza Rica se descubrió en mayo de 1930 con el pozo Poza Rica-2, perforado en la zona del casquete de gas del yacimiento. Sin embargo, la explotación del campo se inició hasta 2 años después, con la perforación del pozo Poza Rica-3, que tuvo una producción inicial diaria de 898 barriles de aceite y 858.5 miles de pies cúbicos de gas, a una profundidad de 2060 metros.

### 5.1.2.1 Metodología empleada para realizar el descubrimiento

El descubrimiento del campo fue logrado principalmente por medio de un levantamiento gravimétrico realizado en 1923, y posteriormente complementado en 1932, con la adquisición de información sísmica.

Estas informaciones, junto con la perforación de los pozos de desarrollo, definieron la trampa estratigráfica y mixta del campo, PEP (1999).

### 5.1.2.2 Geología estructural y estratigrafía local

De acuerdo con PEP (1999), se ubica en la Provincia Tampico-Misantla, y se localiza en la parte media distal del talud de la plataforma de Tuxpan. Las rocas del yacimiento principal son flujos de escombros y granos de carbonatos de la caliza Tamabra, provenientes de la denudación del borde occidental de la plataforma carbonatada de Tuxpan.

En la figura 5.8 se muestra una sección esquemática representativa de la ubicación del Campo Poza Rica al occidente de la Paleo- Plataforma de Tuxpan.

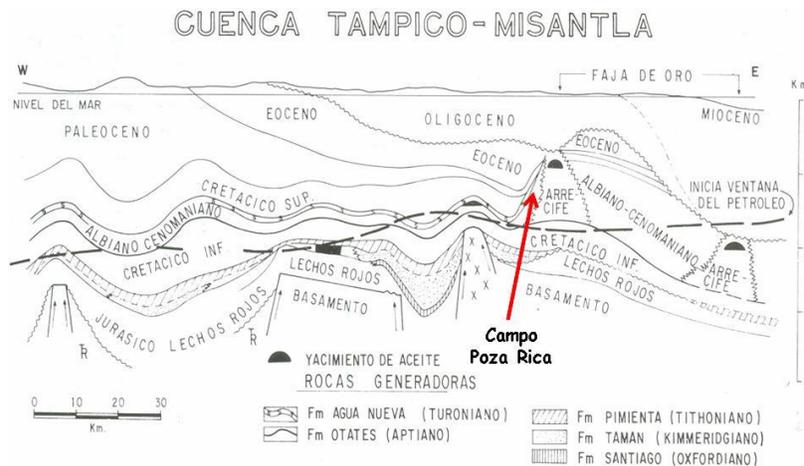


Figura 5. 8: Ubicación del campo Poza Rica al occidente de la Faja de Oro (Tomada de Cabrera, 2008).

El campo Poza Rica es un pliegue doblemente buzante y asimétrico, con buzamiento hacia el sureste, con 17 kilómetros de longitud por 6 kilómetros de ancho, cuya configuración estructural se observa en la figura 5.9.

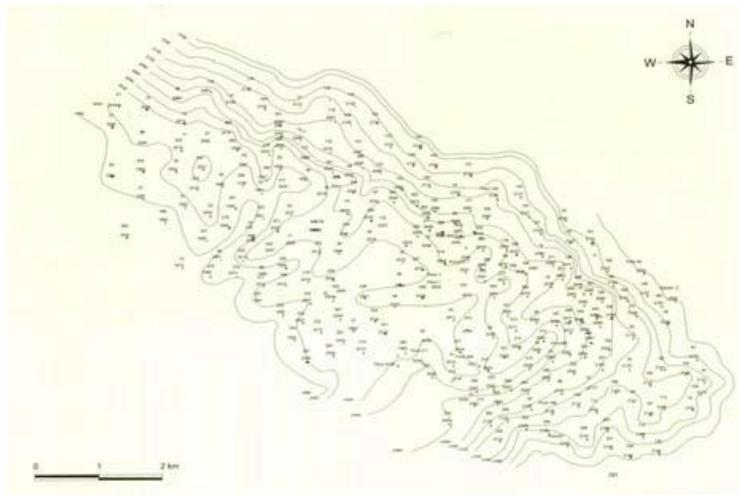


Figura 5. 9: Configuración estructural de la cima del Albiano-Cenomaniano del Campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).

Se puede observar en la sección de la figura 5.10 la deformación que ha sufrido la estructura.

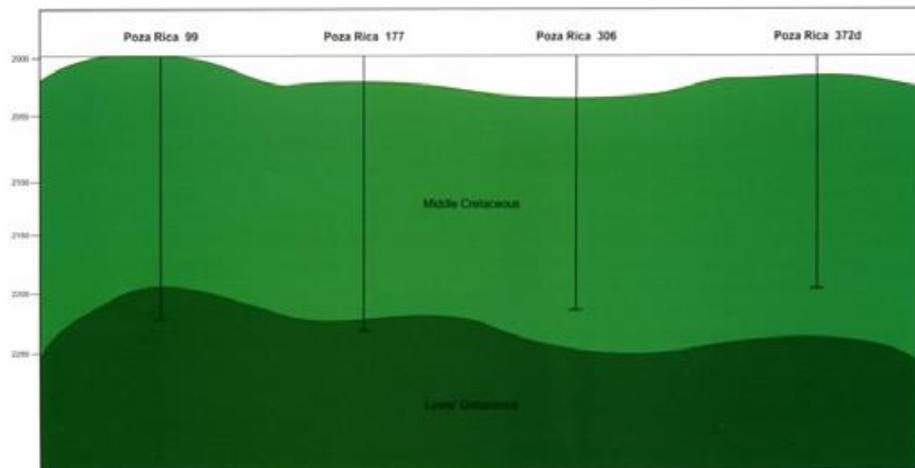


Figura 5. 10: Sección del campo Poza Rica se muestra la Formación Tamabra y la Formación Tamaulipas Superior del Albiano-Cenomaniano (Tomado de PEP, 1999).

La columna sedimentaria inicia con rocas del Jurásico Medio que se depositaron sobre un basamento metamórfico, éste continúa hasta el Cenozoico. Para fines prácticos se describe la columna a partir del Albiano.

La formación productora es la caliza Tamabra de edad Albiano-Cenomaniano, constituida en la porción superior por zonas estratificadas de cuerpos porosos y compactos de brechas calcáreas. La parte inferior presenta profusos horizontes de fragmentos de rudistas, y suprayaciendo a ésta, existe un miembro de bioclastos. Estratigráficamente, ha sido dividida en dos partes (figura 5.11); Tamabra Superior e Inferior, los dos miembros se encuentran separados por una capa impermeable denominada horizonte F, aunque en algunas áreas se ha podido observar que existe comunicación entre ellas.

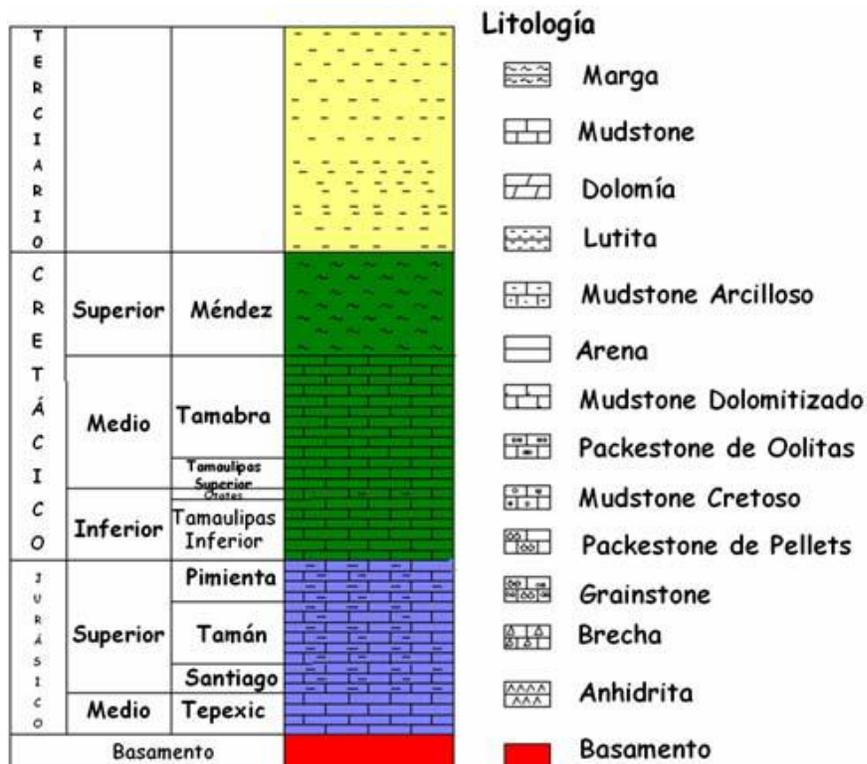


Figura 5. 11: Columna Geológica tipo del campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).

A la caliza Tamabra, le sobryace La Formación Agua Nueva, constituida por un mudstone que cambia a wackestone, con planctónicos de mar abierto, y con presencia de pedernal. Suprayaciéndola se encuentra la Formación San Felipe, constituida por un mudstone y wackestone de bioclastos, de color gris claro. En la parte alta del Cretácico Superior se

encuentra la Formación Méndez, caracterizada por tener horizontes calcáreo-arcillosos y margas de color café y crema.

Suprayaciendo el paquete mesozoico, se localiza un potente espesor de sedimentos del Cenozoico, constituidos principalmente de lutitas que alternan con areniscas en facies de aguas profundas, con depósitos de abanicos submarinos. La figura 5.11 muestra la columna geológica y la tabla 5.2 la columna estratigráfica de los espesores del mismo.

| <b>Formación</b>              | <b>Periodo y Época</b> | <b>Cima (mbmr)</b> |
|-------------------------------|------------------------|--------------------|
| Horcones                      | Oligoceno Superior     | Afloramiento       |
| Alazán                        | Oligoceno Inferior     | 600                |
| Tantoyuca                     | Eoceno Superior        | 1100               |
| Guayabal                      | Eoceno Medio           | 1500               |
| Canal de Chicontepec Superior | Eoceno Inferior        | 1650               |
| Chicontepec Medio             | Paleoceno Superior     | 1700               |
| Chicontepec Inferior          | Paleoceno Superior     | 1750               |
| Velasco Basal                 | Paleoceno Inferior     | 1850               |
| Méndez                        | Cretácico Superior     | 1900               |
| San Felipe                    | Cretácico Superior     | 1950               |
| Agua Nueva                    | Cretácico Superior     | 1980               |
| Tamabra                       | Cretácico Medio        | 200                |

Tabla 5. 2: Columna estratigráfica tipo del campo Poza Rica (Tomada de PEP, 1999).

### **5.1.2.3 Trampa**

De acuerdo con PEP (1999), la trampa es predominantemente del tipo estratigráfico, combinada con características estructurales (mixta), y controlada por variaciones de permeabilidad originadas por los cambios de facies.

Los estudios geoquímicos realizados identifican que los hidrocarburos provienen de las calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Pimienta, y en menor grado, de las formaciones Santiago y Tamán. Todas ellas del Jurásico Superior.

La roca sello está constituida por calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, del Cretácico Superior Turoniano de la Formación Agua Nueva. Tiene una distribución regional y es un excelente sello.

El play Tamabra, consiste principalmente de una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona postarrecifal de la Plataforma de Tuxpan. La porosidad es de 14 por ciento que incluye porosidad primaria y la modificada por procesos diagenéticos, habiéndose identificado por lo menos 4 diferentes etapas, además de estar naturalmente fracturado, la permeabilidad alcanza, en promedio, 6.5 milidarcies. La columna de aceite es de aproximadamente 120 metros, con una saturación de agua de formación del 2 por ciento, y una salinidad de 60000 partes por millón.

Para la evaluación del yacimiento se tomaron registros en agujero descubierto como son el de rayos gamma, el de potencial espontáneo, los de resistividad somera y profunda, además de los registros de neutrón, de densidad y el sónico de porosidad.

### **5.1.3 Cuenca de Chicontepec**

De acuerdo con PEP (1999), La Cuenca de Chicontepec se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al Oeste (figura 5.12),

geográficamente comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla. Su distribución y gran extensión origina que la Cuenca de Chicontepec se administre desde el activo Altamira, y en mayor medida desde el activo Poza Rica; ambos forman parte de la región Norte.

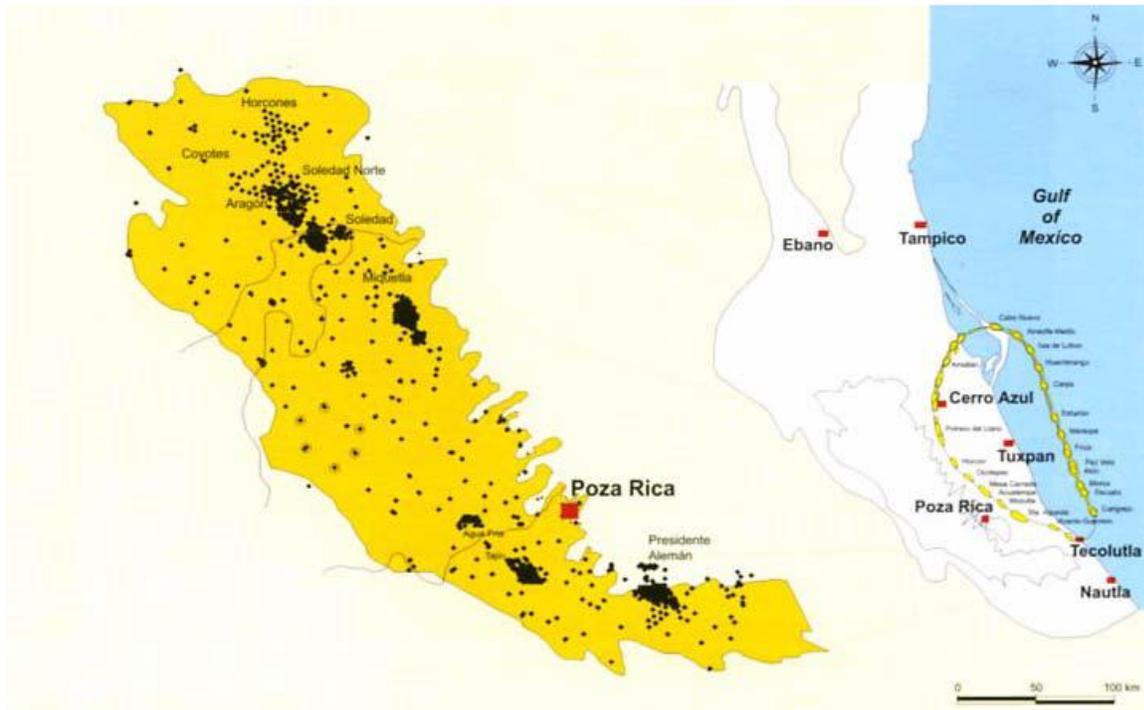


Figura 5. 12: Principales campos productores de La Cuenca de Chicontepec. Se muestra a la derecha la plataforma de Tuxpan, la Provincia Tampico-Misantla, y el frente de la Sierra Madre Orienta, (Tomada de PEP, 1999).

La cuenca de Chicontepec es de tipo foreland (antepaís), y contiene sedimentos terrígenos depositados en un ambiente marino profundo, en forma de abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, por lo que presenta zonas de derrumbes, rellenos de canal y lóbulos.

Su origen es consecuencia de la erosión producida por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico, generando una serie de canales que fueron rellenos por sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en forma de turbiditas, definidos como Grupo Chicontepec.

Se ha registrado que desde 1926, la perforación de pozos con objetivos cretácicos (Tamaulipas y Tamabra) y jurásicos (Pimienta y San Andrés), se detectaron manifestaciones

de hidrocarburos en las areniscas de la Formación Chicontepec, que no fueron explotadas en ese momento por carecer de valor comercial.

Fue hasta 1935 con la perforación del pozo Poza Rica-8, en el que mediante una prueba de producción se demostró la producción de aceite crudo en las areniscas de la Formación Chicontepec.

### **5.1.3.1 Metodología empleada para realizar e descubrimiento**

El descubrimiento de los yacimientos de Chicontepec no siguió las etapas normales del proceso exploratorio debido a que la presencia de hidrocarburos en la columna cenozoica se detectó por diversos pozos que llevaban objetivos más profundos. Es entre 1974 y 1978, cuando se realizaron estudios sedimentológicos-estructurales que concibieron por primera vez la existencia de la cuenca foreland. Estos estudios determinaron aspectos como el mecanismo de entrapamiento de los hidrocarburos y variación de espesores de las areniscas, y el ambiente de depósito y distribución superficial de las formaciones productoras; también se determinó el comportamiento estructural, y se realizó una primera delimitación de áreas para la explotación comercial de hidrocarburos.

Además, en 1978 se programó la perforación de 79 pozos exploratorios con objetivo Chicontepec, resultando 61 de ellos productores de hidrocarburos. En 1997 se realizó la caracterización geológica regional del Paleocanal de Chicontepec, actualizando los modelos estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y estructural. También, se obtuvo una estimación del volumen original de hidrocarburos in situ, considerando toda la información geológica, geofísica y petrofísica disponible. La información de producción también fue usada en otra actualización en 1998, asociando la información geológica con el comportamiento de los diferentes yacimientos (PEP, 1999).

### 5.1.3.2 Geología estructural y estratigrafía local

De acuerdo con PEP (1999), regionalmente, la geometría de las arenas está asociada en forma directa con el medio ambiente de depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves y amplias en facies de abanico medio y distal. Las estructuras más pronunciadas se encuentran en la porción occidental del Paleocanal, en las fases de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, situación por la que el aspecto estructural está subordinado al carácter estratigráfico (figura 5.13).

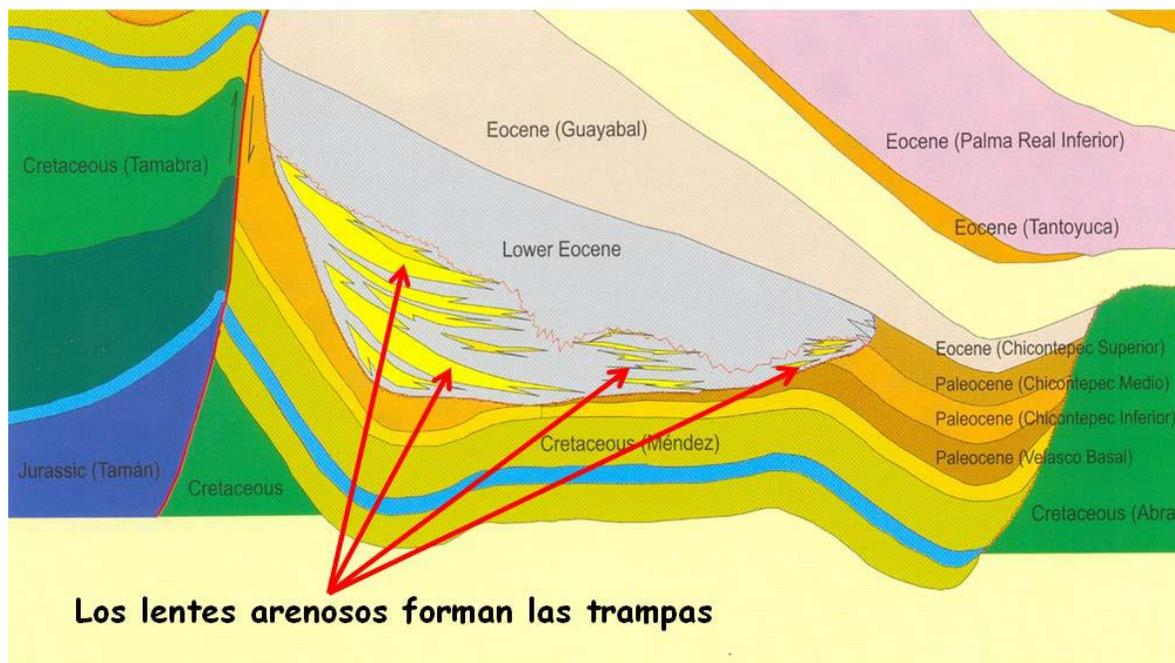


Figura 5. 13: Sección regional que muestra las areniscas depositadas bajo la discordancia regional del Eoceno Inferior. Las areniscas que forman la trampa tienen una continuidad lateral limitada (Tomada de Cabrera, 2008).

Los estudios sedimentológicos de diferentes autores coinciden con explicar que los sedimentos de Chicontepec son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, y que han sido transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambientes de aguas profundas.

En 1999 con la descripción detallada de 390 núcleos y con el soporte de información sísmica tridimensional, se identificaron 11 facies correspondientes al modelo de abanico submarino, precisándose su distribución a lo largo la Cuenca de Chicontepec.

Regionalmente, el modelo está conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec. Estos depósitos de abanicos, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia del Eoceno Inferior, que forma un canal principal que se profundiza de noreste hacia el sureste, donde sedimentos Paleoceno-Eoceno y del Jurásico Superior están en contacto. La columna estratigráfica se muestra en la figura 5.12. Las tres discordancias que separan a las tres unidades de Chicontepec, son los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro de la cuenca, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de la discordancia intermedia, mientras que, en la porción sur, la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

En la Cuenca de Chicontepec se han definido unidades litoestratigráficas que se muestran en la tabla 5.3.

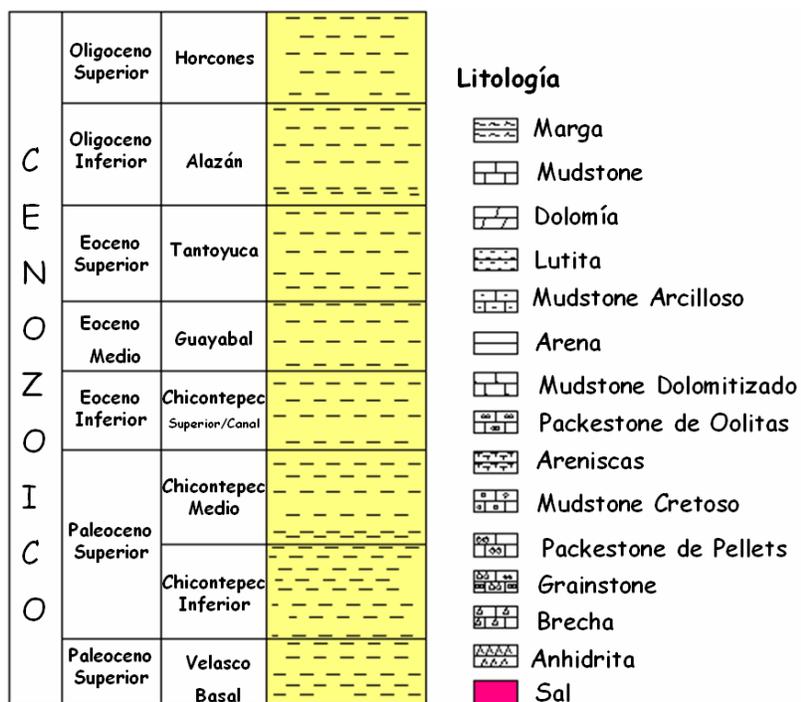


Figura 5. 14: Columna geológica de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de PEP, 1999).

| Formación            | Edad, Periodo y Época | Cima (mbmr)  |
|----------------------|-----------------------|--------------|
| Horcones             | Oligoceno Superior    | Afloramiento |
| Alazán               | Oligoceno Inferior    | 600          |
| Tantoyuca            | Eoceno Inferior       | 1100         |
| Guayabal             | Eoceno Medio          | 1500         |
| Chicontepec Superior | Eoceno Inferior       | 1750         |
| Chicontepec Medio    | Paleoceno Superior    | 1850         |
| Chicontepec Inferior | Paleoceno Superior    | 1950         |
| Velasco Basal        | Paleoceno Inferior    | 2200         |

Tabla 5. 3: Columna estratigráfica tipo Cuenca de Chicontepec (Modificada de PEP, 1999)

Las características de erosión y retrabajo de sedimentos de Chicontepec, generan problemas locales de crono y bioestratigrafía, por lo que en el estudio de caracterización geológica regional se optó por utilizar estratigrafía y facies sísmicas para agrupar paquetes sedimentarios con características similares, y con un propósito económico.

En las Secuencia estratigráficas de Chicontepecse tienen definidos 3 plays productores:

- I. Play Chicontepec de edad Paleoceno-Eoceno Temprano
- II. Play Chicontepec Canl de edad Eoceno Inferior Tardío
- III. Play Tantoyuca de edad Eoceno Tardío

### **5.1.3.3 Trampa**

De acuerdo con PEP (1999), se tienen los tres tipos de plays:

a) Play Paleoceno-Eoceno Temprano: es el más importante y corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico, externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos que en algunos lugares rebasa los 1700 metros de espesor. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y se encuentran distribuidas de manera compleja. Este play se localiza por debajo de una discordancia regional, y preferentemente hacia el borde occidental de la Cuenca de Chicontepec, cercano a la fuente de aporte de los sedimentos.

La roca almacenadora corresponde a areniscas de grano medio a fino, con porosidades promedio de 12 por ciento. Los tipos de trampas encontradas en este play son predominantemente estratigráficas, y en segundo término mixtas. El entrampamiento del yacimiento está dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, en su base y lateralmente, a los desarrollos arenosos.

b) Play Eoceno Inferior tardío: se localiza en la parte sureste de la Cuenca de Chicontepec (Campo San Andrés).

El relleno sedimentario en esta parte del paleocanal ocupó el canal originado por el evento erosivo de gran magnitud. Corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo batial, que en algunos lugares rebasa los 1000 metros de espesor. En esta zona la erosión fue muy profunda y pone en contacto rocas del Jurásico Superior de la Formación San Andrés con las secuencias del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior.

La roca almacenadora se encuentra constituida por areniscas de espesor variable y su continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad de la erosión. Muestra alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas, de porosidad y permeabilidad. Estas rocas presentan constituyentes líticos carbonatados en un rango del 35 al 40 por ciento. Las trampas son principalmente del tipo estratigráfico y en segundo término mixtas. Los procesos relacionados con la erosión y la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiando sus propiedades fisicoquímicas, como lo demuestra la presencia de aceites pesados de 18 grados API.

c) Eoceno tardío: corresponde a una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas, depositadas en ambientes que varían de nerítico interno a batial superior correspondientes a la Formación Tantoyuca. Su distribución está restringida principalmente entre el borde oriental de la Cuenca de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan. Su depósito se efectuó en deltas y canales submarinos. El espesor promedio alcanza los 500 metros.

Las rocas almacenadoras son areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales distributarios que tiene espesores de 12 y 18 metros. Son comunes la litarenitas de grano fino a medio, aunque en algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa.

La porosidad es predominantemente intergranular y varía del 7 al 11 por ciento. La roca sello regional está formada por lutitas de la Formación Palma Real (Oligoceno). Localmente se tienen lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos que actúan como sellos. El tipo de trampa predominantemente es estratigráfica, pero las hay mixtas, debido a la presencia de fallas laterales.

El Paleocanal de Chicontepec está constituido por una gran cantidad de trampas donde predominan las del tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

Los trabajos geoquímicos realizados en la Provincia Tampico-Misantla han demostrado que las rocas del Jurásico Superior, en especial las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta son las principales generadoras de los hidrocarburos que cargan a los tres plays.

En las porciones norte y central del área, el sello lo componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno temprano, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos de la Formación Guayabal (Eoceno Medio). Es importante mencionar que, debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local.

Los cuerpos arenosos forman yacimientos independientes, que varían desde los 800 a los 2400 metros en profundidad, según su posición dentro de la cuenca.

#### **5.1.4 Campo Yaxché**

De acuerdo con Cabrera (2008), el pozo Yaxché – 101 descubrió un yacimiento de crudo superligero en arenas del Cenozoico en el campo Yaxché, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Tabasco y aproximadamente a 14 km al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en un tirante de agua de 21 m, como se muestra en figura 5.14. Se ubica dentro de la provincia Geológica de Coatzacoalcos, y estructuralmente sobre la porción sur del Pilar Akal y al sureste de la falla de Comalcalco.

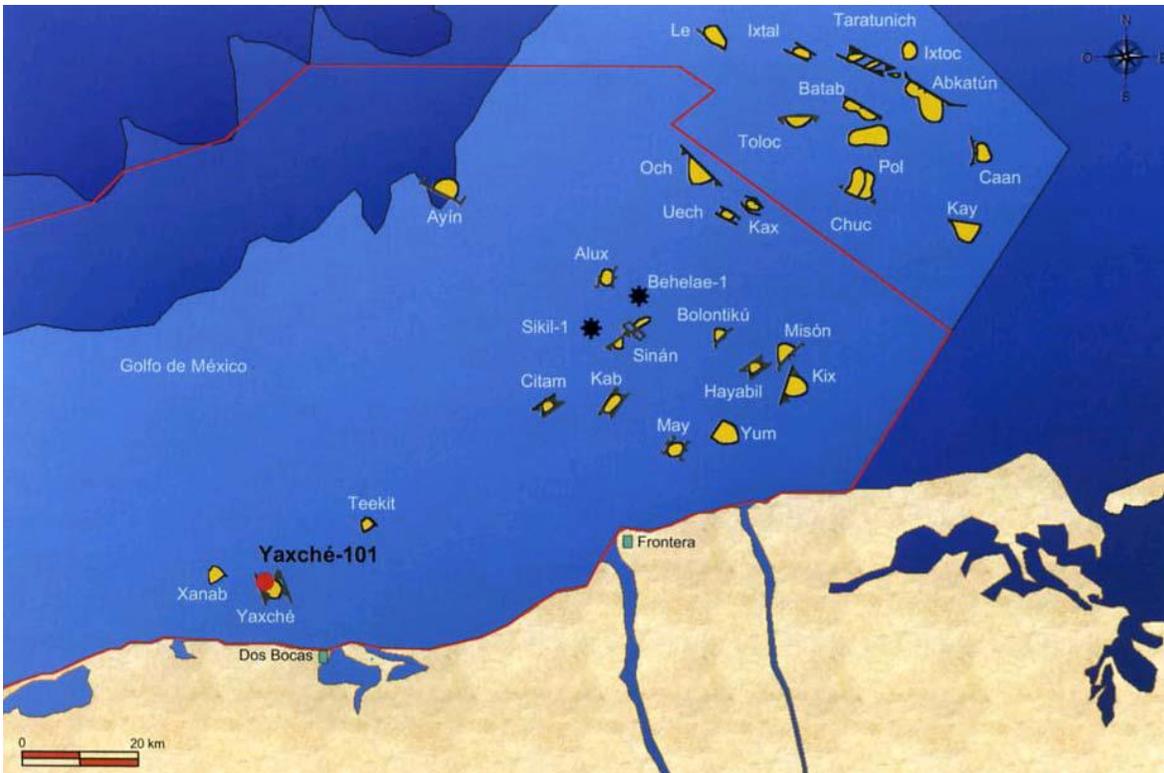


Figura 5. 15: Mapa de la localización del pozo Yaxché-101 en aguas territoriales (Tomada de Cabrera, 2008).

#### 5.1.4.1 Geología estructural y estratigrafía local

De acuerdo con Cabrera (2008), la estructura que conforma el yacimiento está representada por una trampa mixta, donde la parte estructural corresponde con un anticlinal segmentado de bajo relieve con dirección este a oeste, teniendo hacia el sur la parte más alta. En general, el yacimiento está limitado hacia el sur por una falla normal de dirección este a oeste y caída hacia el sur. En su porción norte el límite está asociado a una intrusión salina, al oriente y occidente se encuentra limitado por fallas normales, como se muestra en la figura 5.16.

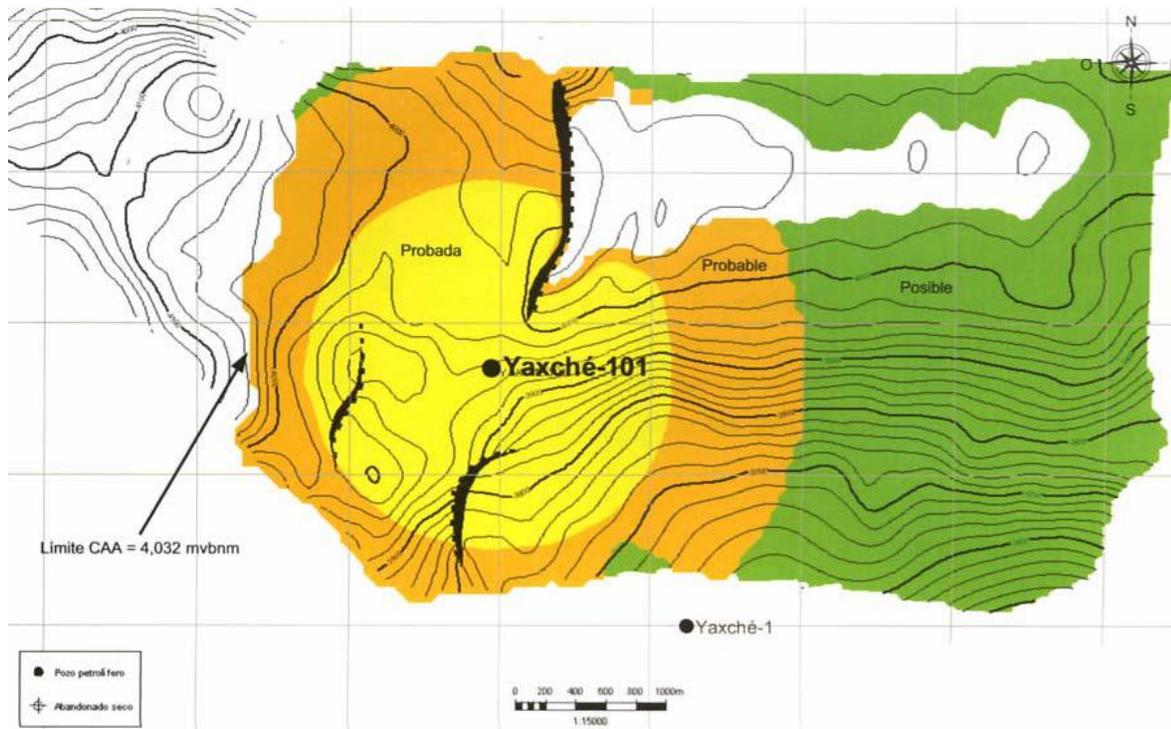


Figura 5. 16: Configuración de las arenas del Mioceno Superior y distribución de las reservas de aceite en el campo Yaché (Tomada de Cabrera, 2008).

El pozo Yaché – 101 cortó una columna estratigráfica que va desde rocas del reciente Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Sus cimas se fijaron mediante un estudio bioestratigráfico de muestras de canal, de núcleos y de registro geofísicos. Las rocas productoras en este pozo son de edad Mioceno Superior, y están constituidas por una secuencia de areniscas de cuarzo gris claro de grano medio a fino, con intercalaciones que equivalen a aproximadamente 20 a 30% de lutita arenosa de color gris claro.

La roca generadora es de edad Titoniano, formada por lutita bituminosa de color gris oscuro a negro, laminar y calcárea con amplia distribución regional.

La roca sello se encuentra constituida por una potente secuencia arcillo – arenosa de edad Plioceno con amplia distribución lateral a lo largo del área.

### **5.1.4.2 Trampa**

Es de tipo estratigráfica con componente estructural, con cierre normal hacia su parte noroeste. Presenta dos cierres contra fallas normales en sus flancos oriental y sur, y una falla más contra sal hacia la porción norte.

El yacimiento es de edad Mioceno Superior y está integrada por una secuencia de areniscas de cuarzo gris claro de grano medio a fino, con 20 a 30 por ciento de lutitas arenosas gris claro y trazas de lutita gris claro. El espesor bruto de estas rocas es 75 m, y de acuerdo con la evaluación petrofísica la porosidad promedio para este yacimiento es 18 por ciento, con una saturación de agua de 17 por ciento y una relación neto/bruto del 59 por ciento.

## **5.2 Análisis de un campo “Y”**

De acuerdo con PEP (2016), existen una gran variedad de atributos sísmicos que fácilmente se pueden generar en los diversos softwares de interpretación sísmica, unos pueden ayudar en la interpretación de horizontes, otros en la definición de fallas, otros en la detección de cuerpos de sal, e incluso los que identifican presencia de hidrocarburos. Pero es importante conocer el fundamento físico matemático, para conocer las bondades y limitaciones que nos brindan y así usarlos correctamente.

Un atributo sísmico es cualquier cálculo matemático aplicado a la información sísmica básica, por lo cual, los atributos no son información independiente, más bien, los atributos son otra manera de representar la información básica de la sísmica de una manera delimitada; esta información sísmica básica es el tiempo, la amplitud, la frecuencia y la atenuación, a partir de estos cuatro ejes, podemos hacer una clasificación de atributos.

De una manera general los atributos derivados de información de tiempo nos brindan información estructural, los derivados de la amplitud nos brindan rasgos estratigráficos y del yacimiento, los atributos basados en la información de frecuencia nos brindan información

estratigráfica y del yacimiento y los de atenuación (que aún se encuentran en desarrollo) pretenden generar información de permeabilidad. La mayoría de los atributos se derivan de la información apilada y migrada, pero existen otros atributos como los AVO que provienen de la información pre-apilamiento (gathers sísmicos). Los atributos generados en una sísmica PSTM (post stack) pueden ser extraídos a lo largo de un horizonte, una ventana o bien, en un cubo 3D, esto gracias al avance en los equipos de cómputo con los que cuentan los intérpretes hoy en día. Los atributos híbridos se generan a partir de la combinación de información de amplitud y de frecuencia.

El uso de atributos múltiples o multi-atributos, corresponde al uso de diversos atributos sísmicos para calcular un mapa de propiedades, los atributos son normalmente calculados con el objetivo de resaltar cierta información de interés, de una manera razonable, el principio de los multi-atributos es realizar un crossplot de un atributo contra alguna propiedad de interés del yacimiento en los pozos del campo, buscando el pozo que mejor correlacione con el atributo para así seleccionar dicho pozo; los demás atributos son probados con el objetivo de encontrar que tanto de esa disparidad entre el atributo y el pozo puede explicar el segundo atributo, posteriormente, con la ayuda de la geoestadística se selecciona la base de la contribución de cada atributo para así reducir la varianza (es decir, cuanto aumenta la correlación a medida que se meten más atributos para así utilizar un número óptimo de atributos) y a través del método cokriging se interpolan las características del yacimiento entre los pozos. Existen muchos riesgos al utilizar métodos estadísticos para la caracterización de yacimientos, debido a que la geología no sigue a la estadística porque los yacimientos no son homogéneos.

### 5.2.1 Atributo sobre una sección del campo “Y”

De acuerdo con PEMEX (2016), el campo “Y” se encuentran relativamente aislado e inmerso dentro de extensos sistemas sedimentarios de canales y abanicos submarinos, conformados por depósitos de “sábanas” de arena apiladas (*sheet sandstone*). Para el Mioceno Medio la sedimentación ocurrió sobre un fondo marino afectado por cuerpos de sal alóctona (talud estructurado) con el predominio y extensión de sedimentación turbidítica y el desarrollo de grandes complejos de abanicos submarinos y subsistemas complejos de canal-levee como se observa en la figura 5.17.

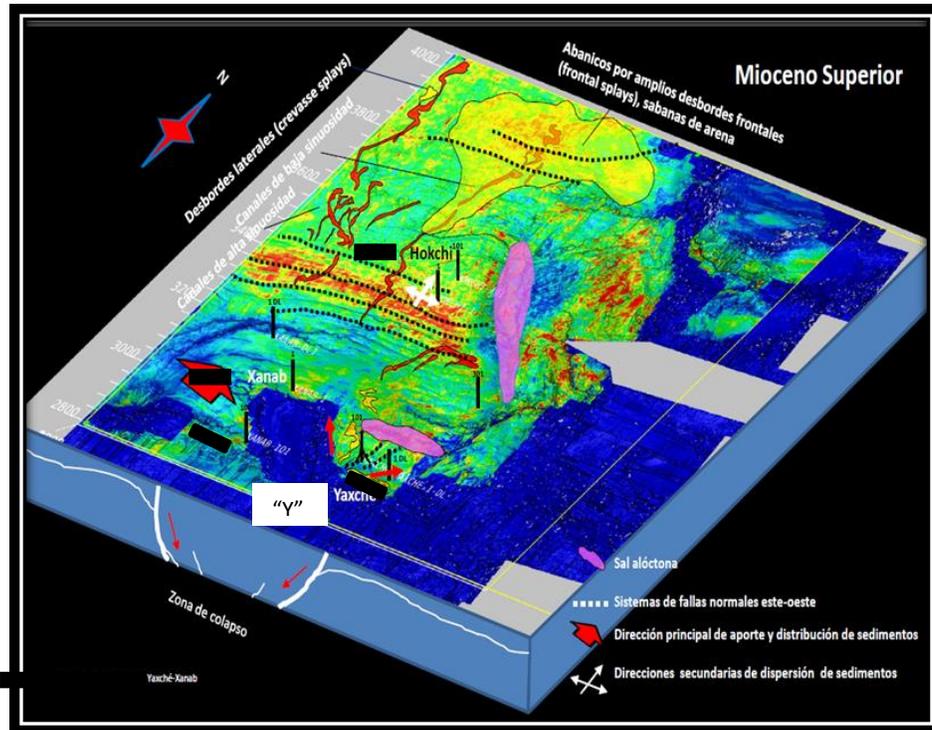


Figura 5. 17: Campo “Y”en Mioceno Superior (Tomada de PEMEX, 2016).

Mapas de Paleoambiente de las denominadas Arenas 15 y 16, considerando las electrofacies de los pozos estudiados. El área en amarillo representa la extensión del abanico o play, el rojo la zona de relleno de canales submarinos o canal de abanico submarino y la flecha en rojo la posible dirección de aporte de sedimentos. La posición que ocupan se muestra en figura 5.18 y 5.19.

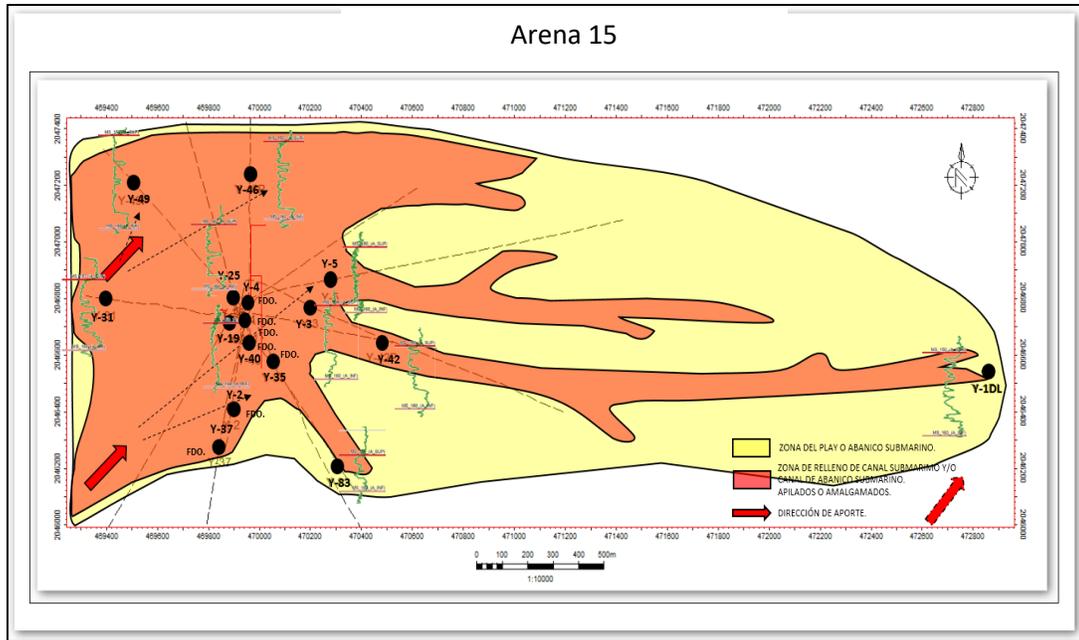


Figura 5. 18: Mapa de paleoambientes Arena 15 (Tomada de Pemex, 2016).

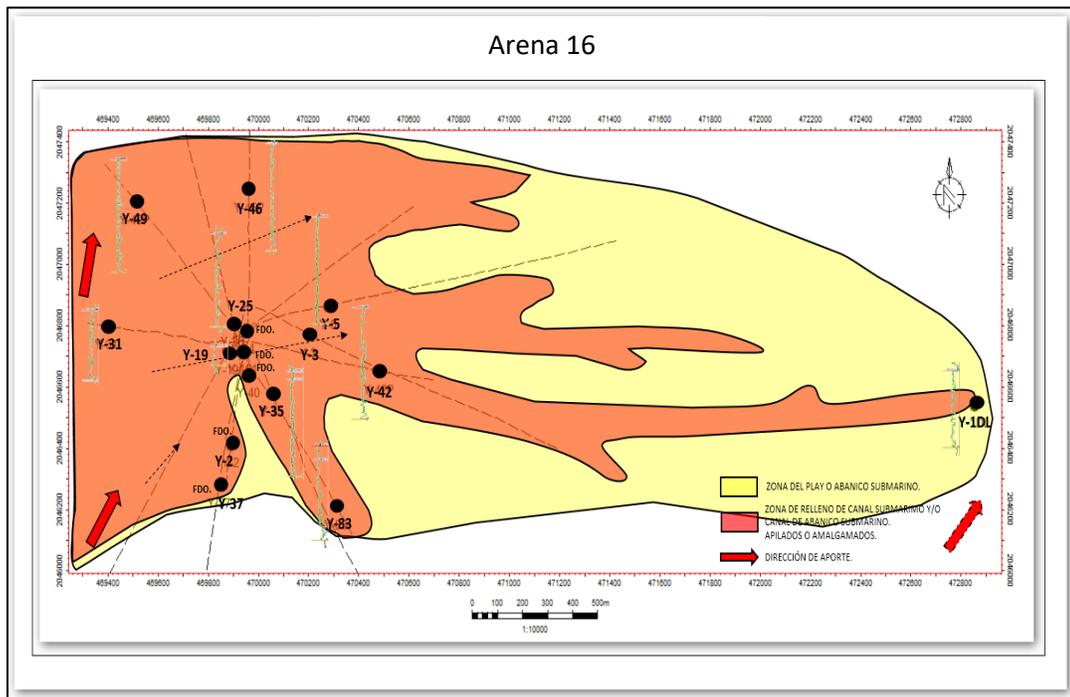


Figura 5. 19: Mapa de paleoambientes Arena 16 (Tomada de Pemex, 2016).

En la Figura 5.20, se muestran dos pozos del campo “Y” (1 y 2), que perforaron arenas de interés con perforación direccional. Se ven zonas de los horizontes perforados en color

verde que corresponden a las reservas probadas, las zonas amarillas son las reservas probables, mientras que las de color naranja son las reservas posibles.

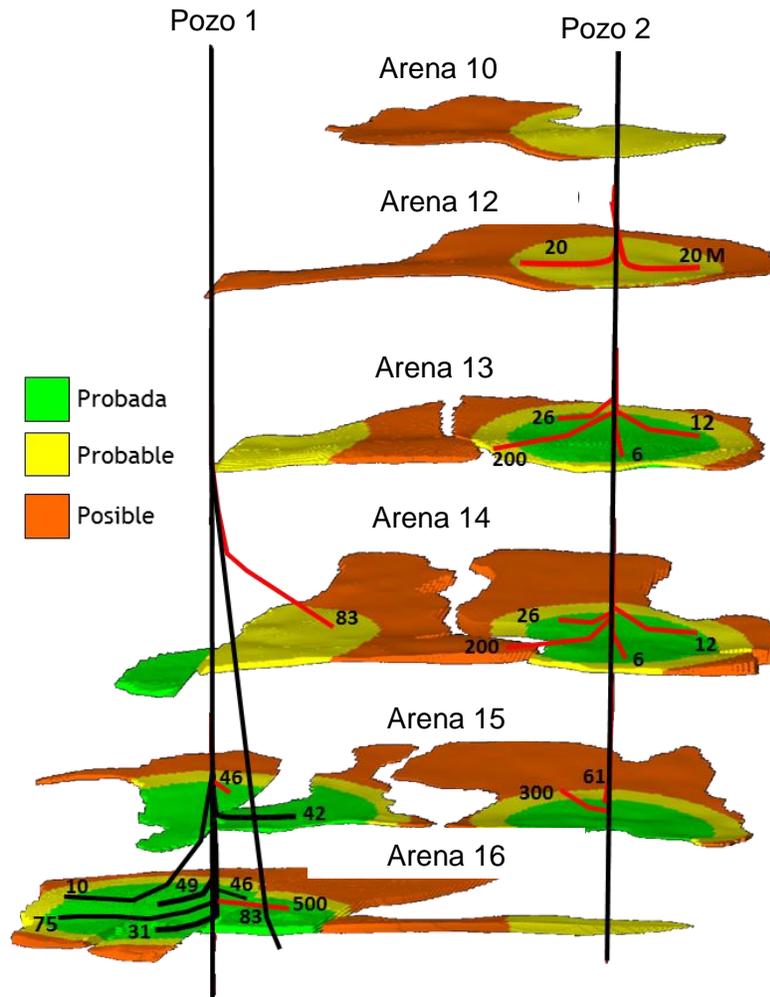


Figura 5. 20: Pozos del Campo “Y” 1 y 2, en relación con sus objetivos y en color verde su reserva probada, en amarillo la probable y en naranja la posible (Tomada de PEMEX, 2016)

Se aplicaron varios atributos a una sección sísmica ABC, a continuación, se muestran y describen dichos atributos.

En la figura 5.21 se muestra la sección de correlación en tiempo con los pozos y los objetivos horizontales propuestos. Se observan las fallas principales. Esta sección se trazó sobre el atributo volumen de amplitud, el cual fue extraído del volumen sísmico T.

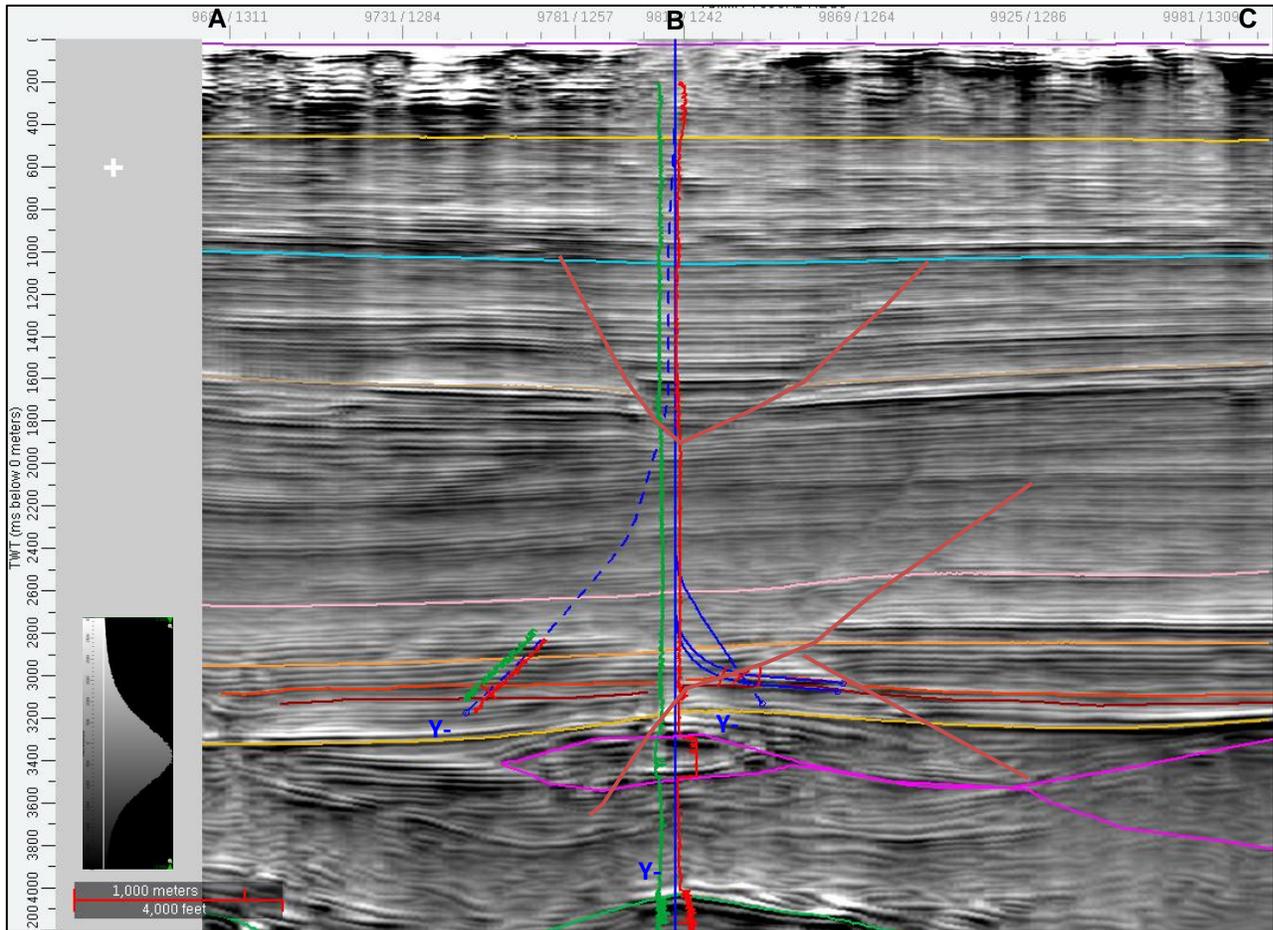


Figura 5. 21; Sección en tiempo ABC, atributo volumen de amplitud (Tomada de PEMEX, 2016).

En esta figura 5.22, se observa la sección en tiempo con el modelo de velocidades sobrepuesto. Este se encuentra en la base de datos del software utilizado, con éste se realizó la conversión a profundidad del volumen sísmico. En donde los colores fríos (del azul al verde) indican baja velocidad, mientras que los colores cálidos (amarillo a rojo) indican alta velocidad.

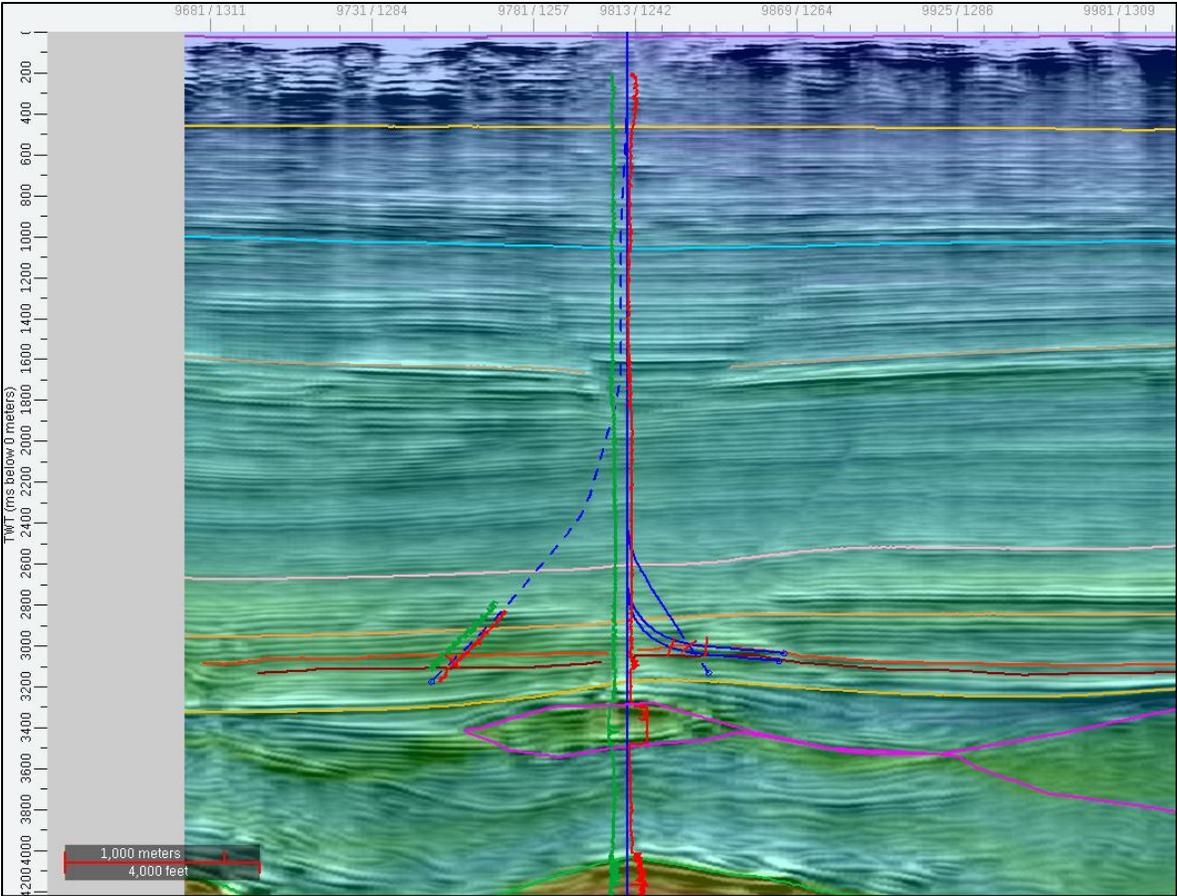


Figura 5. 22: Modelo de velocidades (Tomada de PEMEX, 2016).

En la sección sísmica en profundidad que se muestra en la figura 5.23, pasa por los pozos del campo “Y”. El volumen sísmico corresponde a un atributo de volumen de amplitud que se extrae del volumen en tiempo, posteriormente se convierte a profundidad con el modelo de velocidades mencionado. En esta sección se visualiza la marca geológica de la arena 16, se observa que existe buena correlación con el horizonte interpretado.

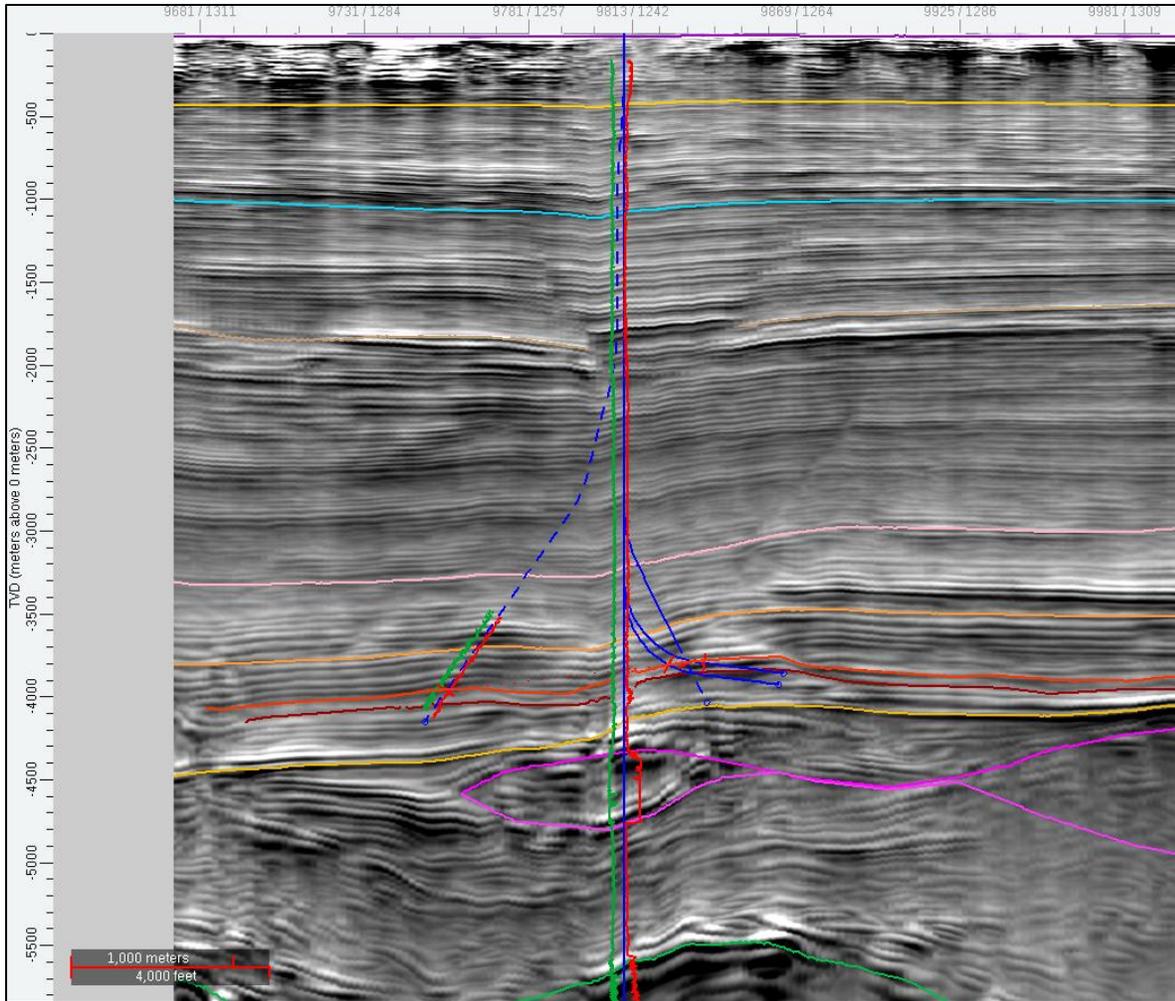


Figura 5. 23: Sección ABC en profundidad (Tomada de PEMEX, 2016).

Se muestra el horizonte 16, sobre éste se despliega el atributo de la envolvente de amplitud, el cual se calculó para todo el volumen sísmico en tiempo y de ahí se hizo el mapa de facies de ese horizonte que se muestra en la figura 5.24. En donde la zonas de amarillo es la más nueva (lutitas), y la parte de naranja y café son las más antiguas en donde hay arenas (gruesas a medias). Por lo tanto, se espera que el pozo corte facies de buena calidad de roca almacén.

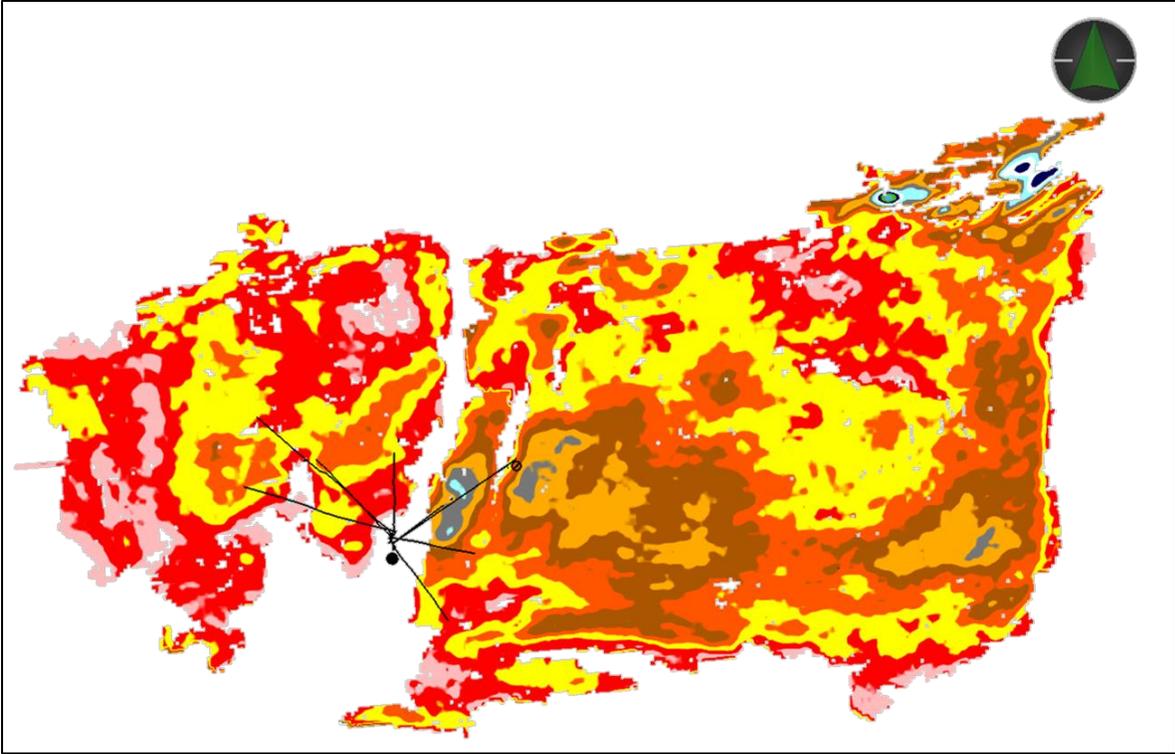


Figura 5. 24: Envolvente de amplitud en un horizonte del Campo "Y" (Arena 16), (Tomada de PEMEX,2016).

En la figura 5.25, se presenta el horizonte arena 16, ahora con los atributos envolvente de amplitud y curvatura, calculados a partir del horizonte. Se observan claramente las fallas que se tienen en la sección, así como la definición de los límites del abanico hacia el este.

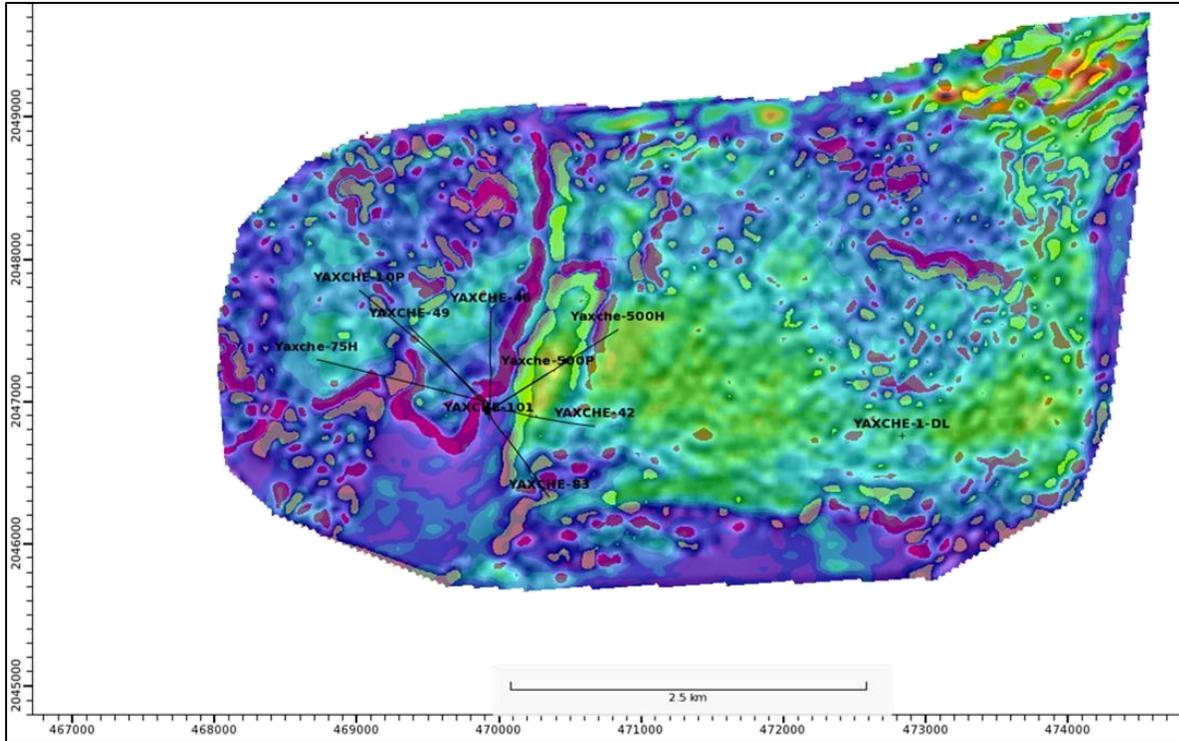


Figura 5. 25: Envoltura de amplitud más curvatura, en un horizonte del campo “Y” (arena 16), (Tomada de PEMEX, 2016).



## 6. Conclusiones

Las trampas petroleras estratigráficas, son el resultado de cierto volumen de roca almacén aislada por formaciones impermeables, tanto vertical como lateralmente. Se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones, como la variación de facies, la variación de caracteres petrográficos, acuñamiento de un horizonte almacén, aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto, y puede ser una sola anomalía o una combinación de éstas. Estas trampas pueden ser formadas desde la sedimentación o diagénesis de la roca, por causas posteriores, como disolución o cementación, y también por discordancias.

Las trampas petroleras mixtas son aquellas en donde intervienen deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas o litológicas. Son trampas en las que se puede dar cualquier combinación de estructura y estratigrafía, donde el elemento estratigráfico proporciona el cambio de permeabilidad del yacimiento y un elemento estructural completa la trampa con alguna deformación.

La sismoestratigrafía combina datos sísmicos con información de pozo, que sirve para la caracterización de un yacimiento, proporcionando información sobre las características de la acumulación de sedimentos, la geometría de los depósitos y su distribución, considerando si el nivel del mar subió o bajó durante el desarrollo de la cuenca, entre otras condiciones sedimentarias que permite que se formen trampas estratigráficas o mixtas.

Los atributos sísmicos son mediciones que se derivan de los datos sísmicos, los que se relacionan a estructuras son los basados en tiempo, y los que se relacionan a la estratigrafía y a la caracterización de los yacimientos son los basados en amplitud, y en algunos casos se utilizan los basados en frecuencia. Son de gran relevancia para observar características, relaciones y patrones de sedimentación que de otra manera podrían no ser notados.

En la búsqueda de trampas petroleras estratigráficas utilizando datos sísmicos, se buscan variaciones sutiles antes que las estructuras obvias, lo que requiere el empleo de atributos sísmicos, los cuales revelan la estructura y estratigrafía, además provee características

adicionales que son útiles para determinar la naturaleza de la litología y el ambiente de sedimentación.

La exploración de trampas estratigráficas en serie detrítica exige un profundo conocimiento de la geología regional y local, esta búsqueda se trata de una etapa detallada en la exploración; se emplea sísmica que con ayuda de atributos sísmicos y estratigrafía de secuencias que permiten conocer las variaciones de potencia de las series, las discordancias y las variaciones de facies.

El problema al que se enfrenta la exploración petrolera en series carbonatadas es la compactación diferencial en las capas contemporáneas en formaciones arrecifales, que hace que aparezcan pseudoanticlinales, por lo que generalmente se descubren al explorar con criterios estructurales. Los arrecifes producen diferencias observables en las características físicas (densidad, velocidad de propagación de las ondas sísmicas), por lo que pueden ser descubiertas con sísmica de reflexión o con gravimetría.

Al explorar en busca de una trampa petrolera estratigráfica por discordancia, se trata de encontrar en los datos sísmicos, un cambio en la secuencia marcada por un cambio de sedimentación que acumuló cuerpos arenosos, pero lo que se requiere en los sedimentos que se depositan después de la discordancia es que sean más finos y con una amplia distribución, lo que lleva a buscar cambios litológicos ocasionados por las variaciones del nivel medio del mar.

La exploración de trampas petroleras mixtas se basa en encontrar elementos estructurales que puedan contener elementos estratigráficos, por lo que son más fáciles de encontrar que las trampas petroleras estratigráficas.

Para hallar trampas petroleras estratigráficas se requiere una adquisición de datos con la mayor calidad posible, donde sea posible aplicación de la estratigrafía de secuencias, y el uso de atributos sísmicos; se requiere de intérpretes con amplia experiencia que den a los datos un sentido geológico, usando las herramientas ya mencionadas de manera adecuada.

El Campo Cinco Presidentes fue descubierto con sísmica de reflexión, lo que fue imprescindible para definir los diferentes bloques del campo, las trampas para todos los

yacimientos del Mioceno Medio y Superior, donde predominan las de tipo mixto, constituidas por areniscas separadas por una serie de bloques fallados producto de la tectónica salina que predominan en toda el área. La geometría de las trampas se definió originalmente por medio de la interpretación sísmica, y posteriormente fueron configuradas con los datos obtenidos de los registros geofísicos de los pozos, ya que, al tener ambos tipos de datos se logra una interpretación de mayor detalle y de mayor certeza.

El Campo Poza Rica fue descubierto principalmente por medio de un levantamiento gravimétrico realizado en 1923, y posteriormente se pudo caracterizar en 1932, con la adquisición de información sísmica. Estos datos, junto con la perforación de los pozos de desarrollo, definieron la trampa estratigráfica y mixta del campo.

En el Campo “Y”, aplicando atributos sísmicos de envolvente de amplitud y curvatura, calculados a partir de un horizonte se logró interpretar con gran precisión a las fallas que se tienen en la sección, así como la definición de los límites del abanico submarino, lo que fue corroborado con los datos de registros geofísicos.



## Bibliografía

- British Petroleum, 2011. Energía en el mundo, Cátedra BP, ahorro y eficiencia energética. Recuperado el 13 de septiembre de 2016, de <http://catedrabpennergia.uji.es/observatorio/energia-en-el-mundo/>.
- Cabrera Ruiz, P. J., 2008. Trampas Estratigráficas. Para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Ciudad Universitaria, UNAM. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil.
- Caldwell, Jack "et al", 1997. Exploring for Stratigraphic Traps. Oilfiel Review: 48-61, Winter 1997.
- Campero Cervantes, M., 2012. Atributos sísmicos aplicados rn la identificación de sistemas turbidíticos en un campo del sureste de México. Para obtener el título de Ingeniera Geofisica. Ciudad Universitaria, UNAM. Director de tesis: Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda.
- Chapman, R.E., 1983. Petroleum Geology. Elsevier sciencse publishers B.V.
- Conaway, C.F., 1999. The Petroleum Industry: A nontechnical guide. (s. ed.). Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- Dolson J.C., (1999). Exploring for stratigraphic traps. In-Search and Discovery. Recuperado el 1 de marzo de 2017, de <http://www.searchanddiscovery.com/documents/halbouty03/images/ch21>.
- Earth Science. Deformation of rocks, 2015. Recuperado el 18 de marzo de de 2017 de <http://earthsci.org/education/teacher/basicgeol/deform/deform.html>.
- Energystyrelsen, 2010. Seismic surveys respect the natural enviroment. Recuperado el 26 de marzo de 2017 de <http://www.ens.dk/node/2221>.
- Geldart L.P., Sheriff R. E. y Telford W. M. (1990). Applied Geophysics. (2 ed.). USA: Cambridge University Press.

- Godinez Palemon, C., 2016. Interpretación sísmica de las secuencias sedimentarias de una porción del sector norte del Paleocanal de Chicontepec. Para obtener el título de Ingeniero Geólogo. Ciudad Universitaria, UNAM. Directora de tesis: M. I. Isabel Domínguez Trejo.
- Guillemot, J., 1982. *Geología del petróleo*. (2 ed.). España, editorial Paraninfo.
- Holland, Steven, 2008. Depositional sequences. UGA Stratigraphy Lab. University of Georgia. Recuperado el 6 de junio del 2017, de <http://strata.uga.edu/sequence/tracts.html>.
- Hyne, Norman J., 2001. *Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production*. (2 ed.). Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- IMP, 2015. Interpretación sísmica. Informe inédito.
- International Energy Agency, 2014. Balance. Recuperado el 15 de septiembre de 2016, de <http://www.iea.org/Sankey/index.html#?c=Mexico&s=Balance>.
- Jácome Hernández, L.B., 2004. Caracterización de trampas petroleras estructurales. Para obtener el título de Ingeniera Petrolera. Ciudad Universitaria, UNAM. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil.
- Knut, Bjorlykke, 2010. *Petroleum Geoscience (From Sedimentary Environments to rock Physics)*. Noruega: Springer.
- Landes, Kennet K., 1977. *Geología del petróleo*. (3 ed.). Barcelona: Ediciones Omega.
- Levorsen, A.I., 1967. *Geology of petroleum*. (2 ed.). USA: W. H. Freeman and Company.
- Liner, L., 2004, *Elements of 3D Seismology*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.
- Landes, Kennet K., 1977. *Geología del petróleo*. (3 ed.). Barcelona: Ediciones Omega.
- NCA, 2016. ¿Qué es un terremoto? Recuperado el 13 de febrero 2017 de <http://ncarquitectura.com/que-es-un-terremoto/>.

- Neal Jack, Risch David y Vail Peter. Sequence Stratigraphy – A Global Theory for Local Success. SEISMICS, Oilfield Review: 51-62, January 1993.
- Paul de Groot y Farrukh Qayyum, Hart energy, 2012. dGB Earth Science. Digital oil field. Attributes play an important role in seismic interpretation. Recuperado el 26 de marzo de 2017 en <http://www.dgbes.com/images/PDF/Harts%20%20Oct%202012.pdf>
- PEMEX (2014). Campo Cinco Presidentes. Informe técnico inédito.
- PEMEX (2016). Yaxché. Informe técnico inédito.
- PEMEX Exploración y Producción (1999). Las reservas de hidrocarburos de México. Volumen 1 y 2.
- PEMEX Exploración y Producción (2016). Atributos sísmicos. Informe técnico inédito.
- Petroleum Geology AES (2017). Trapping. Recuperado el 20 de mayo 2017, de [https://ocw.tudelft.nl/wpcontent/uploads/PGeo\\_L6\\_Petroleum\\_Geology\\_Lecture\\_-6\\_08.pdf](https://ocw.tudelft.nl/wpcontent/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_Lecture_-6_08.pdf).
- Petroleum traps (2015). Types of oil traps. Recuperado el 6 de junio del 2017 de <http://www.kau.edu.sa/Files/0054337/Subjects/types%20of%20oil%20traps.pdf>.
- R. Brown, 2001. Understanding seismic attributes. GEOPHYSICS. Vol. 66, P. 47-48. Dallas, Texas. Society of Exploration Geophysicists.
- Reyes Olvera, V., 2014. Interpretación estructural con secciones sísmicas de la zona Poniente del Valle de México. Para obtener el título de Ingeniera Geóloga. Ciudad Universitaria, UNAM. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil.
- Rezvandehy, et al, 2011. Integrating seismic attributes in the accurate modeling of geological structures and determining the storage of the gas reservoir in Gorgan Plain (North of Iran). Journal of Applied Geophysics 73 (2011) 187-195. Elsevier B.V.

- Rodríguez Heidy, (2013). Exploración petrolera. Recuperado el 6 de junio de 2017, de [http://mineraypetrolera.blogspot.mx/2013/01/la-exploracion-petrolera\\_23.html](http://mineraypetrolera.blogspot.mx/2013/01/la-exploracion-petrolera_23.html).
- Schlumberger Limited., 2014. Software Petrel, E&P, software platform, Recuperado el 1 de septiembre de 2016, de <http://www.software.slb.com/products/platform/Pages/petrel.aspx?tab=overview>.
- Schlumberger., 2010. Well Evaluation Conference México 2010. (s. ed.). México, D.F.: Talleres del Grupo Fogra.
- Selley, Richard C., 1998. Element of Petroleum Geology. (2 ed.). San diego, California: Academic Press.
- Sheriff Robert E., 1989. Geophysical Methods. USA: PRENTICE HALL.
- Sheriff Robert E., 2002. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. Society of Exploration Geophysicists.
- Uren, L.C., 1956. Petroleum Production Engineering: Oil field development. (4 ed.). United States of America: Mc. Graw-Hill.
- U.S. Geological Survey, 2011. Natural Oil&Gas Seeps in California. Laura Zink Torresan. Recuperado el 18 de marzo de 2017, de <http://walrus.wr.usgs.gov/seeps/what.html>.
- Veeken P. C. H., 2007. Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Characterisation. Ámsterdam, Países Bajos. ELSEVIER.