



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA UNA
CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA
DE YACIMIENTOS EN
SISTEMAS TURBIDÍTICOS**

TESINA

Que para obtener el título de

**ESPECIALISTA EN EXPLORACIÓN
PETROLERA Y CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS**

P R E S E N T A

DIANA ISABEL GUILLEN ROSALES

DIRECTOR DE TESINA

M. EN C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA

Ciudad Universitaria, CD. MX. Enero del 2022





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
INTRODUCCIÓN	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
JUSTIFICACIÓN	7
OBJETIVOS	8
General	8
Específicos	8
MARCO TEÓRICO	9
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	9
CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS	11
CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA	13
Aspectos Sedimentológicos.....	14
Aspectos Estructurales.....	17
Aspectos Estratigráficos.....	18
Interpretación Sísmica.....	21
Construcción del Modelo Geológico.....	24
CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	25
Sistema Roca.....	25
Sistema Fluido	26
Sistema Roca-Fluido.....	27
SISTEMAS TURBIDÍTICOS	27

GUÍA PARA UNA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS EN SISTEMAS TURBIDÍTCOS

Procesos Sedimentarios	31
Corrientes de Turbidez	32
Facies Turbidíticas	34
RESULTADOS	35
CONCLUSIÓN	47
BIBLIOGRAFÍA	48

RESUMEN

La caracterización es una etapa de vital importancia en el plan de aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos y una herramienta esencial de la administración integral de los mismos. La caracterización estática en todo tipo de yacimientos tiene como objetivo primordial conocer las características de las rocas, la geometría de los yacimientos y el volumen de hidrocarburos almacenados; los yacimientos turbidíticos resultan con una gran variación respecto a las características horizontales y verticales de los estratos, litología y estructuras sedimentarias, por lo tanto, la caracterización de estos yacimientos requiere mayor atención.

Este documento reúne los elementos estructurales, estratigráficos y petrofísicos más importantes para realizar una caracterización estática de yacimientos en facies de aguas profundas de los sistemas turbidíticos a nivel mundial; estos elementos se integran en diagramas de flujos de datos, incorporando las condiciones geológicas que definen a los sistemas turbidíticos, con la finalidad de crear una guía de caracterización estática basado en sistemas turbidíticos.

Los diagramas de flujo de datos creados en este documento ayudan a seguir el proceso para crear los diferentes modelos que definen al yacimiento y resaltar las propiedades de las rocas y los fluidos que no cambian con el tiempo y son las responsables de las acumulaciones de petróleo y gas.

Una vez analizado los aspectos que integran la caracterización estática y las características de los sistemas turbidíticos, se considera que el marco tectónico regional y local, cambios del nivel del mar y la tasa y aporte de sedimentos, además de la arquitectura de los sistemas y la distribución de facies, son la clave para determinar el potencial petrolero de los sistemas turbidíticos y diseñar planes de explotación adecuados que maximicen la incorporación de reservas, asimismo de asegurar la integridad de los yacimientos de hidrocarburos en los sistemas turbidíticos.

ABSTRACT

Characterization is a vitally important stage in the plan for the use of hydrocarbon deposits and an essential tool for their comprehensive management. The main objective of static characterization in all types of reservoirs is to know the characteristics of the rocks, the geometry of the reservoirs and the volume of hydrocarbons stored; turbiditic reservoirs result with a great variation with respect to the horizontal and vertical characteristics of the strata, lithology and sedimentary structures, therefore, the characterization of these reservoirs requires more attention.

This document brings together the most important structural, stratigraphic and petrophysical elements to carry out a static characterization of reservoirs in deep water facies of turbidite systems worldwide; These elements are integrated into data flow diagrams, incorporating the geological conditions that define turbidite systems, with the aim of creating a static characterization guide based on turbidite systems.

The data flow diagrams created in this document help to follow the process to create the different models that define the reservoir and highlight the properties of rocks and fluids that do not change over time and are responsible for the accumulations of oil and gas.

Once the aspects that make up the static characterization and the characteristics of turbiditic systems have been analyzed, it is considered that the regional and local tectonic framework, changes in sea level and the rate and contribution of sediments, in addition to the architecture of the systems and the facies distribution are the key to determining the oil potential of turbiditic systems and designing adequate exploitation plans that maximize the incorporation of reserves, as well as ensuring the integrity of hydrocarbon reservoirs in turbiditic systems.

INTRODUCCIÓN

Uno de los retos científicos, técnicos y ambientales en la industria petrolera es la exploración y el entendimiento de los depósitos de aguas profundas. Los canales turbidíticos se reconocen por ser yacimientos de hidrocarburos importantes en las áreas y entornos donde se están explorando, evaluando y produciendo en facies de aguas profundas, pero que frecuentemente son complejos en la exploración, evaluación y desarrollo.

En los últimos años con la calidad y cantidad de los datos y los avances tecnológicos como la sísmica de alta resolución y los extensos estudios de afloramientos, se tiene un mejor conocimiento de los cuerpos sedimentarios impulsando el entendimiento de la complejidad de los yacimientos y un flujo de trabajo más eficiente en el proceso de caracterización de los reservorios.

El presente documento fue realizado con la finalidad de presentar los aspectos necesarios y las herramientas y técnicas que se implementan para la construcción de los modelos que integran una caracterización estática de yacimientos, es decir, el modelo estructural, estratigráfico y petrofísico; además se estudiaron las condiciones geológicas que definen a los sistemas turbidíticos, con el propósito de integrar los datos para generar un manual de caracterización estática de yacimientos en sistemas turbidíticos.

Este manual se basa en diagramas de flujo de datos que siguen la secuencia de trabajo de la caracterización estática del yacimiento, incorporando las condiciones geológicas que definen a los sistemas turbidíticos; con los diagramas se indica el curso y los aspectos a estudiar. A continuación, se describen las características que hacen a los sistemas turbidíticos atractivos como yacimientos de petróleo y gas.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La exploración y producción en la industria petrolera a nivel mundial cada vez más se centra en las reservas de hidrocarburos presentes en las facies de aguas profundas, aunque la calidad del reservorio en ocasiones es incierta por la complejidad de estos, sin embargo, los volúmenes de hidrocarburos contenidos en las rocas justifican los retos en los trabajos de exploración y caracterización de los yacimientos.

La caracterización estática de yacimientos es una tarea fundamental en la cadena de valor de los hidrocarburos ya que, gracias al modelo geológico, estructural y petrofísico obtenido se desarrolla la planeación de explotación óptima de los campos petroleros continuando con el flujo de trabajo de la cadena de valor.

Los depósitos de turbiditas de facies de aguas son yacimientos de hidrocarburos importantes en casi todas las áreas y entornos donde se están explorando, evaluando o produciendo, ya que representan excelentes yacimientos de aceite y gas alrededor del mundo. Las grandes variaciones respecto a las características horizontales y verticales de los estratos, litología y estructuras sedimentarias hacen atractivos estos reservorios generando un desafío para los trabajos de caracterización estática de estos yacimientos, en consecuencia, es necesario el desarrollo de una metodología que garantice el éxito de los campos, y una incorporación de reservas a los países productores de hidrocarburos.

JUSTIFICACIÓN

La recopilación e identificación de las características estáticas de los yacimientos en sistemas turbidíticos mediante una Guía de Caracterización Estática de Yacimientos, proporcionará los datos litológicos, estructurales y petrofísicos de los cuerpos rocosos de las facies de aguas profundas.

Esta integración de características permitirá al grupo de geocientíficos determinar el modelo dinámico de los reservorios prediciendo el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento con un pronóstico de producción y una visualización de la circulación de los fluidos en el tiempo, mediante las características roca-fluido, con el objetivo principal de incorporar reservas de hidrocarburos.

OBJETIVOS

General

Reunir los elementos estructurales, estratigráficos y petrofísicos más importantes para realizar una caracterización estática de yacimientos en facies de aguas profundas de los sistemas turbidícticos a nivel mundial.

Específicos

- Determinar los datos litológicos, estructurales y petrofísicos, para la recopilación de información referente a las características estáticas de los yacimientos.
- Sistematizar la información obtenida de las condiciones geológicas de los sistemas turbidícticos en diagramas de flujo de datos.
- Integrar la recopilación de datos de los sistemas turbidícticos a fin de generar un procedimiento de caracterización estática de forma metódica.

MARCO TEÓRICO

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La caracterización de yacimientos se encarga de recopilar y analizar las propiedades de las rocas, las estructuras y las propiedades de los fluidos para determinar la geometría del yacimiento y la distribución de las propiedades petrofísicas de las rocas, con el objetivo de crear un modelo de las condiciones de flujo dentro de los yacimientos petroleros.

La caracterización del yacimiento tiene como objetivo describir el yacimiento con suficiente detalle para optimizar el diseño y la colocación de pozos, la terminación, el fracturamiento hidráulico, la inyección de fluidos y la producción de petróleo. El objetivo final de la caracterización de yacimientos es agregar valor a los conjuntos, es decir, reservas de petróleo y gas. (Satter, 2016)

Según Jamshidnezhad (2015), la caracterización de yacimientos genera un modelo basado con las condiciones estáticas del reservorio, es decir, estudia la litología y la sedimentación de las rocas yacimiento y las estructuras del depósito, así como la calidad y variaciones de las propiedades a través de todo el reservorio, el volumen de poro y la transmisibilidad de los fluidos, acompañado de la integración de los estudios; creando así el modelo de yacimientos. La construcción del modelo de yacimiento se genera para reproducir la estructura y las propiedades petrofísicas de la Formación y describir la dinámica de los fluidos dentro del yacimiento.

Por lo tanto, la caracterización de yacimientos incluye la identificación de la estructura, litología, variación de facies, la distribución de la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, volumen poroso, contacto de los fluidos en el yacimiento, complejidad del reservorio, así como fallas, fracturas y propiedades mecánicas de las rocas.

Gracias al estudio de propiedades petrofísicas como la continuidad geológica, las heterogeneidades de la formación, el número de unidades de flujo, los mecanismos de producción del yacimiento y la presión, permiten determinar la calidad del yacimiento para crear planes acordes a la complejidad de los yacimientos.

Para una caracterización de yacimientos completa es necesario la obtención de información mediante datos sísmicos, muestras de roca obtenidas en la perforación de pozos, registros geofísicos, pruebas de Formación y variación de presión que deben de representar al yacimiento en su forma original. Por lo tanto, la caracterización de yacimientos se logra con la integración de la información obtenida en actividades exploratorias, perforación de pozos y la vida productiva del yacimiento para asegurar la correcta producción de los mismos. El modelo de yacimientos se realiza mediante el enfoque mostrado en la Figura 1.

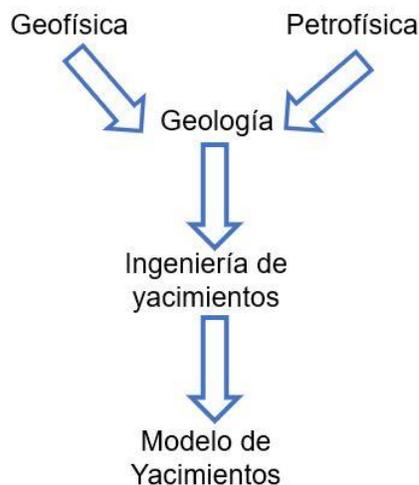


Figura 1. Enfoque tradicional para el modelado de yacimientos (modificado de Cosentino, 2001).

De acuerdo con Satter (2016), el flujo de trabajo para una caracterización de yacimientos es el siguiente: Crear un modelo estático del yacimiento que incluya la información geológica, geofísica y geoquímica, incluyendo el mapeo de la calidad del reservorio; desarrollar un modelo dinámico basado en las propiedades de las rocas y de los fluidos; revisar las tendencias regionales de la caracterización; diseñar nuevos pozos; validar los modelos de yacimientos basándose en la historia de producción; simular los modelos para predecir el desempeño del yacimiento; e incorporar nuevos datos de producción para una continua validación y actualización de los modelos de yacimiento.

En general, el estudio de los yacimientos está dividido en caracterización estática y caracterización dinámica, pero dependientes entre sí, puesto que el modelo estático es la base del modelo dinámico. Ambos corresponden a fases distintas pero intercambiables e integradas que representan al yacimiento, involucrando el análisis y determinación de los siguientes puntos:

- Establecer el modelo geológico-petrofísico estático del yacimiento, para el cual se define el marco estructural y estratigráfico y, las propiedades petrofísicas.
- Establecer el modelo dinámico del yacimiento, donde se obtiene los datos de producción, se realiza un diagnóstico de la geometría de flujo-producción, se detecta la interferencia entre pozos, y se estiman los parámetros del yacimiento.

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS

De acuerdo con Benetatos & Viberti (2010), la caracterización estática se basa en el modelado estático del yacimiento como resultado de la construcción e integración del modelo estructural, litológico y estratigráfico; el flujo de trabajo inicia con la construcción del modelo estructural. Con la ayuda de la información geofísica, geológica y de pozo se establece la cima y base del yacimiento, junto con la identificación de las fallas; la parte medular de este modelo es la construcción del modelado de fallas, ya que es esencial para determinar las direcciones de flujo y compartimentalización del yacimiento. En el modelo estratigráfico se definen las

características internas de la Formación para identificar la geometría de los cuerpos geológicos y relaciones laterales y verticales que la componen para determinar los patrones de sedimentación. En el modelo litológico se estudia la variación de facies y se incorporan las características petrofísicas de las rocas.

La caracterización estática de yacimientos se basa en el análisis geológico y petrofísico del yacimiento, es decir, analiza y determina la geometría del reservorio, sus límites, las variaciones verticales y laterales de las propiedades petrofísicas y los contactos entre fluidos, para estimar el volumen original de petróleo y gas contenido en el yacimiento. En esta etapa de la caracterización no se analiza el comportamiento dinámico de los fluidos en el medio poroso, pero sí es una pieza fundamental para el pronóstico de producción y modelado de posibles escenarios de explotación de los hidrocarburos.

Las propiedades estáticas del yacimiento analizadas en esta etapa son aquellas propiedades de las rocas y los fluidos que no cambian con el tiempo, y son el resultado de los procesos deposicionales, posdeposicionales, diagenéticos y tectónicos. Slatt (2006), considera que las propiedades estáticas son la litología, estratigrafía, geometría, estructura, tamaño, porosidad y permeabilidad inicial y la temperatura.

El análisis de las condiciones estáticas del yacimiento se realiza con la participación de disciplinas como la geología, geofísica y petrofísica, guiadas por diversos especialistas como geólogos (especializados en sedimentología), geofísicos, petrofísicos, ingenieros de yacimientos y modeladores. Gracias a esta incorporación de disciplinas se obtienen datos geológicos, geofísicos y petrofísicos. Dentro de los datos geofísicos más comunes se encuentran las secciones sísmicas utilizadas por los geofísicos para construir mapas estructurales (superficies superior e inferior), detección de fallas, identificación de cambios en el espesor de la capa y continuidad de estas.

Jamshidnezhad (2015) menciona que los datos geológicos y geofísicos son de suma importancia para la construcción del modelo estructural del yacimiento; con la

información geofísica se identifican los límites del reservorio y los datos geológicos ayudan en la construcción de la estructura interna del mismo.

La caracterización estática de yacimientos se divide en dos tipos: caracterización geológica y caracterización petrofísica; los productos finales son integrados para crear el modelo estático del yacimiento (Figura 2).

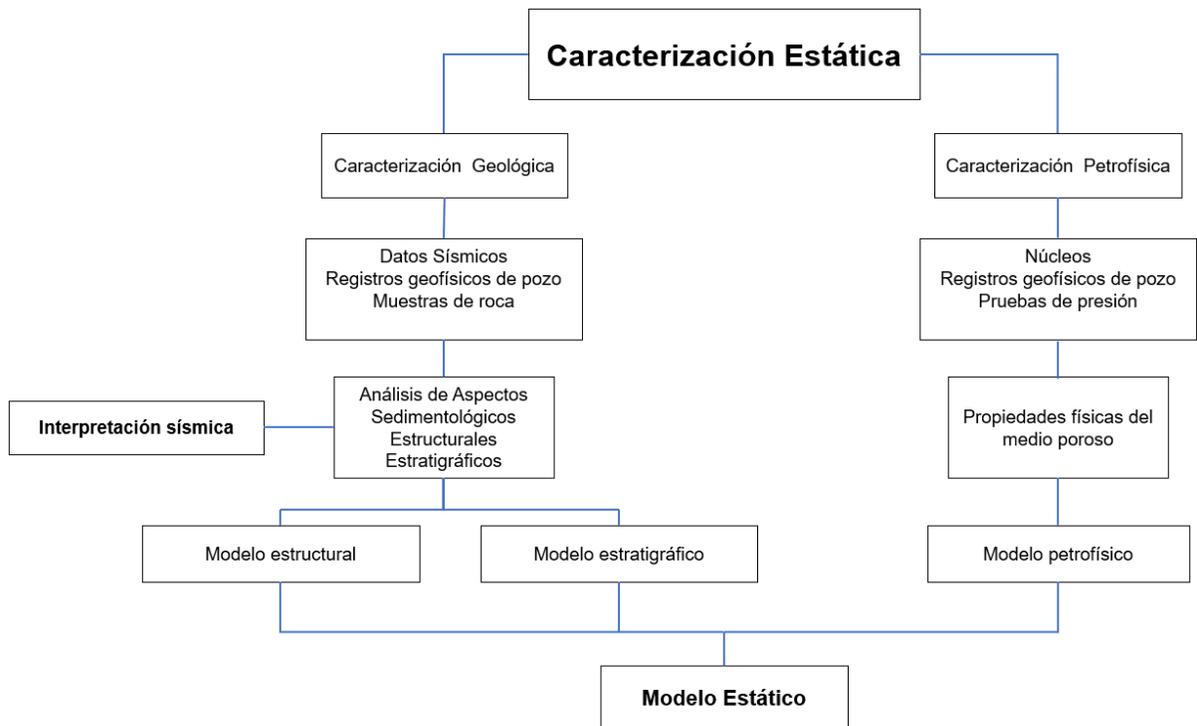


Figura 2. Caracterización Estática y sus productos (Guillén, 2021).

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

En la realización de la caracterización geológica se describen y cuantifican los parámetros controlados geológicamente dentro de la formación, Jahn et al., (2008) establecen tres parámetros que definen la geología del yacimiento: el ambiente de depósito, estructura y diagénesis. Asociado a éstos, se incluye la estratigrafía como otro aspecto importante que controla la geología de los yacimientos, por lo tanto, la

caracterización geológica analiza los aspectos sedimentológicos, estructurales y estratigráficos (Figura 2).

Aspectos Sedimentológicos

Con el estudio de los aspectos sedimentológicos de los yacimientos se obtiene información respecto a la procedencia del sedimento, el ambiente sedimentario, geometría, extensión, distribución espacial del depósito y las variaciones verticales de las características internas del cuerpo sedimentario.

Ambiente Sedimentario

Determinar el ambiente sedimentario es fundamental para la caracterización geológica, ya que representa el marco de referencia para analizar bajo qué condiciones se formó la roca, lo cual permite establecer las características particulares que contribuyen a evaluar y explotar los yacimientos.

Los ambientes sedimentarios o también llamados por Jahn et al., (2008) ambientes de depósito, son divididos de acuerdo al espacio geográfico donde se encuentren. Arche (2010) menciona que los ambientes de depósito se califican utilizando parámetros físicos (precipitación, temperatura, medio de transporte, velocidad y sentido de las corrientes), químicos (composición de los sedimentos y las aguas, composición de la roca madre) y biológico (tipo de fauna, flora, interacciones organismos-sedimentos). Ambas consideraciones concluyen que, los ambientes sedimentarios se clasifican en continentales, transicionales o mixtos y marinos.

La relación estrecha que existe entre el ambiente de depósito y los yacimientos petroleros es lo que hace importante el estudio y determinación de estas regiones; las características de cada ambiente de depósito determinan el papel que juega el

ambiente en el sistema petrolero. El tipo de litología, la distribución de las rocas y las estructuras que se forman hacen atractivos algunos ambientes de depósito.

Los procesos de depósito controlan la porosidad, la permeabilidad, el espesor neto de arenas (N/G), la extensión y la variabilidad lateral de las propiedades del yacimiento, por lo tanto, el perfil de producción y la recuperación final (UR) de los pozos individuales y las acumulaciones están fuertemente influenciados por el ambiente de depositación. (Jahn et al., 2008)

El conocimiento de los ambientes sedimentarios permite la caracterización geológica, empleando técnicas como el análisis de muestras de núcleo, registros geofísicos y estudios de datos sísmicos. Los registros geofísicos correlacionados con muestras de núcleo son las herramientas más utilizadas para el análisis de los ambientes de depósito; la respuesta de los registros geofísicos son la firma de algunos ambientes de depósito. Por ejemplo, en la Figura 3 se presenta la respuesta en Rayos Gamma de la litología dependiendo del tamaño del grano y la relación con los ambientes de depósito y los patrones de apilamiento.

Los registros de rayos Gamma (GR) miden la respuesta de la radioactividad natural de la Formación para distinguir la litología; las lutitas tienen una respuesta GR alta, mientras que las arenas tienen respuestas bajas. Un registro de GR en forma de embudo es a menudo indicativo de un entorno deltaico en el que la sedimentación clástica, cada vez más gruesa, sigue a la deposición de arcillas marinas. Los registros de GR en forma de campana a menudo representan un entorno de canal donde una secuencia de refinamiento hacia arriba refleja la energía decreciente.



Figura 3. Respuesta de los GR dependiendo del tamaño del grano de Kendall, 2003 (Tomada de Sepmstrata.org)

Estructuras sedimentarias

A medida que se va dando la acumulación de sedimentos se forman arreglos o acomodados geométricos, los cuales reciben el nombre de estructuras sedimentarias. Una de las principales estructuras sedimentarias corresponde a los estratos, los cuales pueden presentar laminación. A la sucesión de estratos se le conoce como estratificación y está definida por el cambio de litología y la energía con la que se da el depósito. La velocidad de flujo con la que los sedimentos son depositados y el tamaño de las partículas determinan el tipo de laminación y, por lo tanto, el tipo de estratificación.

Por ejemplo, las partículas finas con velocidad de flujo bajo son más susceptibles a presentar una estratificación paralela; si en el medio prácticamente no existe energía y si los sedimentos son de diferente tamaño, la clasificación es por gravedad, originándose estratificación graduada; si la energía es alta, origina estratificación

cruzada en una o en dos direcciones, dependiendo de la dirección del agua o viento que genera la energía.

La determinación de las estructuras sedimentarias es fundamental para la descripción de las facies, ya que estas contribuyen a distinguir las diferencias litológicas de la roca del yacimiento, por ejemplo, cambios de arenisca a lutita pueden indicar cambios de zonas permeables a impermeables.

Diagénesis

La diagénesis son todos aquellos procesos físicos y químicos que afectan al sedimento después de la depositación, alterando la geometría del espacio poroso, la textura y composición de la roca, así como de las estructuras sedimentarias presentes, por lo que el estudio de los procesos diagenéticos es imprescindible en la caracterización de yacimientos. Algunos procesos pueden modificar aumentando o disminuyendo la porosidad y la permeabilidad, dando como resultado un cambio en el comportamiento del yacimiento en comparación con una secuencia no afectada por la diagénesis. De acuerdo con Jahn et al., (2008) los procesos diagenéticos más importantes en el desarrollo de campos petroleros son la compactación, disolución, cementación y reemplazo.

Toda la información sedimentológica para la caracterización geológica debe ser correctamente seleccionada, procesada y correlacionada para lograr una buena caracterización y formar parte del marco de referencia para los modelos de yacimiento.

Aspectos Estructurales

El conocimiento de los aspectos estructurales incluye la ubicación y descripción de fracturas, pliegues y fallas, con el objetivo de determinar las estructuras almacenadoras de hidrocarburos y la relación que tiene con otras existentes en el área.

Con la determinación del origen de las fracturas presentes en los cuerpos de rocas se puede proporcionar información del tiempo de generación del hidrocarburo e identificar zonas fracturadas y posibles vías de migración. En la descripción de las fracturas se incluye la distribución, orientación, dimensión y el estado de las mismas.

En el sistema petrolero, como en la caracterización de yacimientos, el estudio de los pliegues y fallas es de suma importancia debido a que se consideran trampas estructurales, las cuales se deben principalmente a procesos post-depositacionales que modifican la configuración espacial de la roca del yacimiento.

Las fallas tienen un papel importante en la acumulación de los hidrocarburos, ya que en ocasiones actúan como una barrera para la migración de los fluidos proporcionando un sello para la trampa. Las fallas pueden crear grandes trampas potenciales para la acumulación de hidrocarburos, pero en ocasiones separa al yacimiento en secciones individuales creando bloques que requieren mayor número de pozos para la producción.

La información necesaria para describir las fallas presentes en la Formación incluye su identificación, ubicación, orientación (determinación de su rumbo y echado), desplazamiento horizontal y alcance estratigráfico, con el objetivo de determinar las cimas, bases, espesores y sistemas de fallas que describen a la estructura del yacimiento. La identificación de las fallas se realiza con la ayuda de la interpretación sísmica y los datos de pozo.

Aspectos Estratigráficos

El estudio estratigráfico como flujo de trabajo en la construcción de un modelo geológico, se ocupa de la descripción de la estructura interna del modelo. De acuerdo con Slatt (2006), es mucho más fácil identificar y correlacionar unidades estratigráficas cuando ya se ha determinado la complejidad estructural del yacimiento (cimas, bases, espesores y sistemas de fallas).

El análisis estratigráfico se encarga de analizar a detalle las geometrías de los cuerpos rocosos que integran el yacimiento, con base en los patrones de sedimentación, para determinar el espesor, calidad, edad y distribución de las rocas, columna estratigráfica de la Formación y cambio de facies identificando horizontes productores.

En la caracterización estática del yacimiento, conocer, describir e interpretar las secuencias de rocas estratificadas mediante el estudio de la estratigrafía de secuencias, proporciona un mayor grado de predicción de los yacimientos y establece el tiempo geológico de los estratos sedimentarios que integran la Formación, poniendo mayor atención en la relación de facies, sus superficies límite y geometría de los estratos.

Con base en el análisis de facies, se puede inferir el ambiente de depósito y establecer las condiciones geológicas en las que se dio el depósito; entendiendo por facies a un paquete sedimentario que se caracteriza por su geometría, litología y estructuras sedimentarias que lo diferencian de cuerpos aledaños lateral o verticalmente.

Por su parte, la estratigrafía de secuencia es el estudio de las relaciones de las rocas sedimentarias dentro de un marco geológico-temporal (cronoestratigráfico). Una secuencia estratigráfica es una sucesión de estratos continuos y relacionados genéticamente; en ese sentido, las secuencias estratigráficas se centran en las discordancias (superficies de erosión o no depósito). Las discontinuidades hacen referencia al tiempo que interrumpen las sucesiones de estratos. Las secuencias estratigráficas son definidas e identificadas por las relaciones físicas de los estratos, no por la inferencia del espesor o el tiempo.

Para obtener la información del espesor, calidad, edad y distribución de las rocas, columna estratigráfica de la Formación y, cambio de facies, es necesario estudiar las secuencias estratigráficas deposicionales, definidas como “una sucesión conformada

de estratos limitados en su base y cima por discordancias (superficies de erosión) o sus conformidades correlativas” (Slatt, 2006).

Estas discordancias se forman en respuesta a una combinación de factores como la variación del nivel del mar (ciclo eustático), subsidencia y suministro de sedimento, los cuales determinan límites de secuencias (Figura 4), marcando, por ejemplo, cambios de litología que a su vez nos proporciona información de la calidad de la roca, tiempo geológico, y condiciones de depósito.

La estratigrafía de secuencias es el estudio de secuencias deposicionales (roca almacenadora, roca generadora y roca sello) dentro de un marco de tiempo geológico.

Una secuencia es una sucesión conformada de estratos limitados por discordancias (superficies de erosión o no depósito). Estas superficies y los estratos asociados se forman en respuesta a una combinación de nivel del mar eustático temporal y espacial, subsidencia tectónica y suministro de sedimentos.

Se basa en la premisa que a través del tiempo geológico, el nivel de los océanos se ha incrementado o disminuido de manera cíclica. Debido a esto, los estratos son depositados de una manera cíclica predecible. Por lo tanto, es una herramienta para identificar en sísmica o registros, fuentes de hidrocarburos, almacenes o sellos.

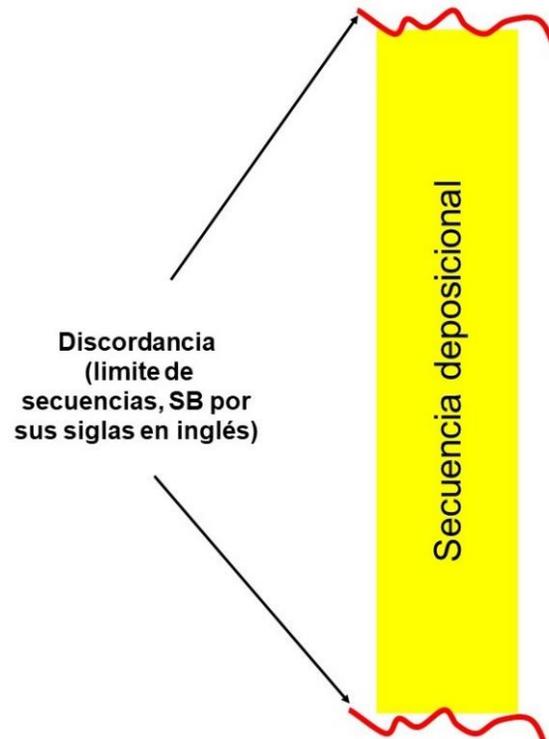


Figura 4. Primeros principios de la Estratigrafía de Secuencia (Slatt, 2006).

Interpretación Sísmica

Cuando se integra la sísmica en la caracterización estática de yacimientos, se tiene una herramienta eficaz para la interpretación de aspectos estratigráficos y la complejidad estructural de los yacimientos. La interpretación sísmica permite establecer la extensión lateral y vertical de la formación. “El principal objetivo de la interpretación sísmica es producir mapas geológicos que representen el subsuelo. Esto se logra obteniendo la interpretación más razonable, utilizando información sísmica que esté correlacionada con la información de pozo.” Negrete (Comunicación personal, 5 de noviembre de 2020).

La caracterización geológica-sísmica se logra mediante la obtención de datos sísmicos que son generados por la producción de ondas de choque en la superficie, transfiriendo así las ondas a formaciones y midiendo (registrando) el tiempo de vuelta de las ondas a la superficie. Estos registros son procesados e interpretados por geofísicos para construir mapas estructurales, detectar fallas, cambios en el espesor de la capa y su continuidad.

El principio físico es medir el tiempo de viaje de las ondas sónicas que, al viajar por diferentes medios, registran respuestas que definen superficies límite asociadas a superficies de estratificación. La interpretación sísmica 2D en la estratigrafía identifica litologías, posibilidad de entrapamiento y compartimentalización controlada por la arquitectura estratigráfica y procesos deposicionales en tiempo y espacio. La identificación de los diferentes tipos de reflexiones, su geometría, distribución, continuidad y terminaciones, ayuda a predecir las facies sísmicas.

Las facies sísmicas (sismofacies) son definidas por el comportamiento de la onda sísmica en un cuerpo de roca, basándose en la configuración, continuidad, amplitud, frecuencia e intervalo de velocidad. La interpretación de las terminaciones y la configuración de los reflectores son indicadores de patrones de sedimentación que dependen del ambiente de depósito, energía de flujo y suministro de sedimentos. En la Figura 5 se ilustran las diferentes configuraciones.

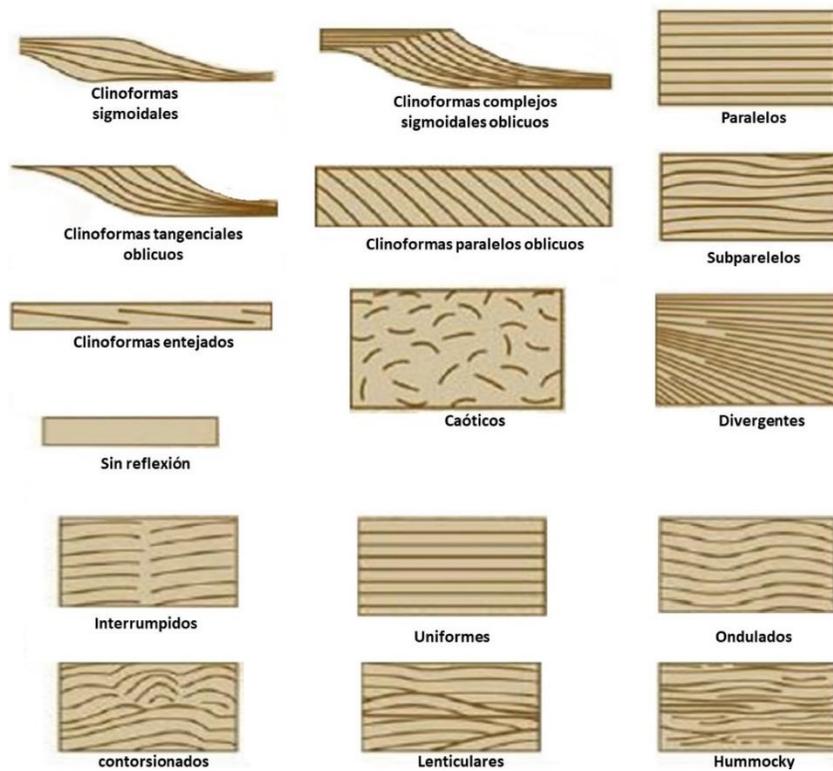


Figura 5. Configuraciones internas y clinofórmicas de Cateneanu 2002 (Tomadas de Godínez, 2016)

La configuración paralela/subparalela indica una tasa de depositación constante y uniforme sobre una superficie estable o bajo condiciones de subsidencia constante. Las diferentes clinofórmicas son características de estratos del margen de cuenca y pueden utilizarse para definir estos márgenes, patrones de apilamiento y trayectorias de borde de plataforma. Por ejemplo, el patrón *hummocky* se compone de pequeños reflectores discontinuos, irregulares y subparalelos que forman un patrón segmentado con terminaciones no sistemáticas; ese patrón está asociado a flujos gravitacionales en sistemas de abanicos submarinos. Las terminaciones son utilizadas para predecir el entorno deposicional e indican patrones de sedimentación en función de las variaciones del nivel del mar.

Con la implementación de la sísmica 3D es posible visualizar e interpretar mayores características de los reservorios, por ejemplo, se pueden crear mapas paleogeográficos que representan la evolución del subsuelo a lo largo del tiempo y con los cuales se permite determinar ambientes de depósito. Además, el análisis de datos 3D permite obtener imágenes de mayor extensión del subsuelo y una mejor visualización de la geometría del yacimiento y sus patrones de flujo (Figura 6).

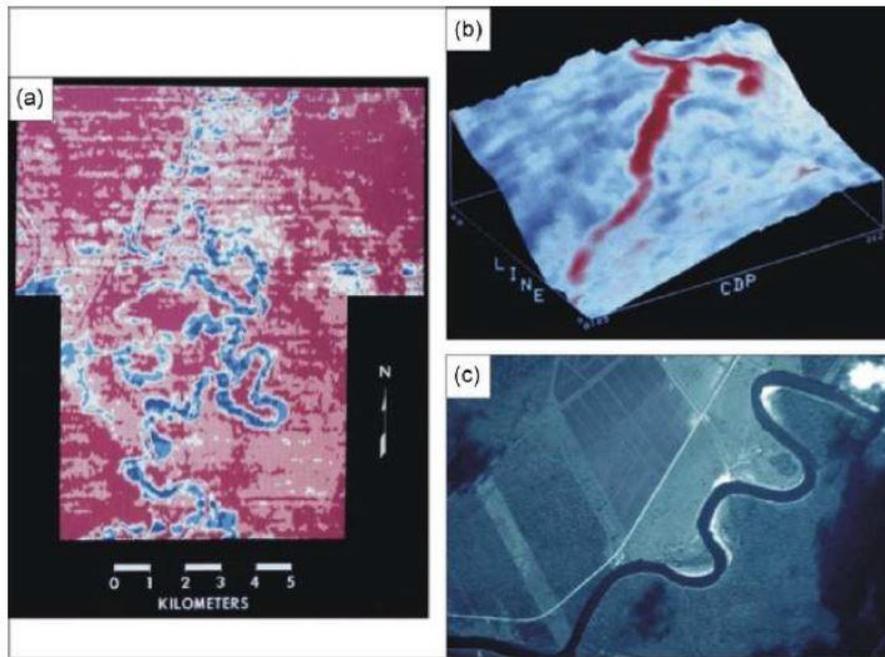


Figura 6. (a) Time Slice que muestra un canal meándrico enterrado. (b) Una arenisca fluvial cargada de gas en su verdadera posición estructural; el echado estructural está hacia la parte inferior izquierda. La coloración roja (intensidad de la amplitud) aumenta la inmersión hacia arriba debido a la presencia de más gas y, en consecuencia, hay un mayor contraste acústico entre la arenisca de canal llena de gas y estratos adyacentes. (c) Fotografía aérea de un río meándrico, similar en forma al fotografiado en (a). Las áreas de color claro en (c) son acumulaciones de arena. Donde la arena se acumula en los canales meándricos modernos, se puede predecir la aparición de acumulaciones de arenisca en el time slice de una característica subsuperficial similar (a). Los paneles (a) y (b) son posteriores Brown (1988). Reproducido con permiso de AAPG.

Con la implementación de datos sísmicos se ha vuelto más factible la caracterización estática de yacimientos; tal es el caso de los atributos sísmicos, que, durante la propagación de ondas sísmicas a través de capas terrestres, sus características de onda como amplitud, frecuencia, fase y velocidad, cambian significativamente, lo que permite una interpretación de estructuras geológicas, estratigrafía y presencia de

fluidos mediante los diversos tipos que presenten. De ahí que, los atributos sísmicos se han vuelto una herramienta fundamental para determinar las propiedades de las rocas y destacar elementos estructurales y estratigráficos de la formación.

Construcción del Modelo Geológico

La construcción del Modelo Geológico se logra mediante la integración del modelo estructural y estratigráfico con la información sedimentológica, cuya combinación es crucial para la construcción del modelo, ya que éste es la base para el modelo dinámico, el cual representa el esqueleto en la interpretación del yacimiento. En el modelado geológico, el estudio integral de las diversas disciplinas es la clave para el éxito del modelo; la continua interacción y el manejo de la información como una dependiente de la otra, asegura la construcción del modelo más acertado.

El modelo estructural es la representación de las estructuras que controlan las acumulaciones de hidrocarburo, modelando las fallas que caracterizan la formación y demás estructuras que intervienen en las acumulaciones. La sísmica es la herramienta más importante para la identificación de las fallas y gracias a su implementación se determina la complejidad estructural del yacimiento.

El modelo estratigráfico es la visualización de la geometría de los cuerpos rocosos que determinan el espesor, calidad, edad y distribución de las rocas, columna estratigráfica de la formación, y variación de facies. Este modelo representa la estructura interna del yacimiento y se generan mapas de la distribución de las arenas, incorporando todos los datos sedimentológicos. Gracias a este modelado se pueden determinar la litología del yacimiento y analizar la estratigrafía secuencial.

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

La evaluación de las propiedades petrofísicas se basa en el estudio del sistema roca-fluido, es decir, se analizan las propiedades de las rocas que hacen posible el almacenamiento y el flujo de los fluidos dentro del sistema rocoso. Comprender el desplazamiento de los fluidos dentro de la formación se logra determinando las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos.

La caracterización petrofísica se realiza con el análisis de los datos obtenidos mediante registros de pozos, núcleos y pruebas de presión. Gracias a la implementación de estas herramientas se obtienen las propiedades físicas de la formación para determinar las propiedades petrofísicas.

Una vez que se ha construido el modelo estructural y estratigráfico de la formación, es decir, se ha descrito la unidad geológica, se añaden las propiedades petrofísicas que logran la conexión hidráulica de la formación, determinando el comportamiento del desplazamiento de los fluidos dentro del reservorio. La caracterización petrofísica se logra analizando el sistema roca, sistema fluido y sistema roca-fluido.

Sistema Roca

En el sistema roca se analiza la geometría, la distribución y empaquetamiento de las rocas responsables de la acumulación de los hidrocarburos. Las propiedades petrofísicas que se estudian y que controlan la distribución, almacenamiento y comportamiento de los fluidos son la porosidad, permeabilidad, compresibilidad y densidad de las rocas. La porosidad es la fracción del volumen de la roca que permite la acumulación de fluidos por la existencia de espacio vacío traducido como poros; esta propiedad se considera una de las más importantes en la caracterización petrofísica ya que mide la calidad de la roca yacimiento.

La permeabilidad es la capacidad de una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, esta propiedad no solo depende de la interconexión de poros sino de la geometría de los mismo, el tamaño de las gargantas porales y el grado de compactación de las rocas que permiten el flujo de los fluidos. La compresibilidad y la densidad de las rocas también controlan la capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos dentro del sistema rocoso.

Sistema Fluido

En el sistema fluido se estudian las propiedades físicas y químicas de los fluidos presentes en la formación (petróleo, gas y agua) con la finalidad de conocer el comportamiento de éstos dentro y fuera del yacimiento. Este estudio se realiza en laboratorio con muestras de los hidrocarburos tomados al inicio de la producción.

El comportamiento de los hidrocarburos, al ser producidos, se analiza con el fin de determinar las presiones necesarias para la continua producción y su comportamiento dentro del yacimiento y su paso por las tuberías en el proceso de producción.

El factor volumétrico del petróleo y gas son fundamentales, con ello se determina el volumen requerido del fluido (petróleo y gas) y gas disuelto, a condiciones del yacimiento, para producir la unidad de volumen a condiciones de superficie. La determinación de la resistividad y demás propiedades de los fluidos (densidad compresibilidad, viscosidad) son las responsables de la movilidad y comportamiento de los fluidos dentro y fuera del yacimiento. Respecto al agua de formación también es necesario analizar sus propiedades, en algunos yacimientos el agua es el mecanismo de producción de los hidrocarburos y/o controla el flujo de los mismos.

Sistema Roca-Fluido

Dentro del yacimiento existen tres tipos de fluidos (petróleo, gas y agua) que coexisten en el medio; al estar en contacto con las rocas su comportamiento de flujo dependerá de la interacción entre ellos. En la caracterización petrofísica se estudia la respuesta del sistema roca-fluido, con la recopilación, relación y análisis de la información de las muestras de núcleos y fluidos, los registros geofísicos y las pruebas de presión para determinar las saturaciones, permeabilidades relativa y efectiva, presión capilar, tensión interfacial y mojabilidad.

La determinación de estas propiedades ayuda a inferir otros aspectos, tal es el caso de la humectabilidad o mojabilidad, definida como la capacidad de un líquido de adherirse a la roca en presencia de otro fluido; estableciendo si un yacimiento se encuentra mojado por petróleo, agua o presenta una humectabilidad intermedia que afectará y definirá cual puede ser el mecanismos de producción, la localización y la saturación de agua irreducible, el valor y la localización del petróleo residual, entre otras cosas.

SISTEMAS TURBIDÍDICOS

Los sistemas turbidíticos son considerados como las acumulaciones clásticas más importantes en los márgenes continentales distales y, representan los principales sistemas de transferencia del sedimento desde el continente hasta el medio marino profundo. Los sistemas turbidíticos representan a los sistemas clásticos de aguas profundas dominados por corrientes de turbidez.

Un sistema turbidítico es definido por Mutti & Normark (1987) como un cuerpo de sedimentos de flujos de masa depositados con una continuidad estratigráfica y se encuentran relacionados genéticamente. Este cuerpo sedimentario está delimitado por cima y base de lutitas o por disconformidades erosivas submarinas.

La arquitectura de los sistemas turbidíticos está controlada por diversos factores, que definen el tamaño, la geometría, la configuración interna y las características de las facies de estos elementos arquitectónicos. Dentro de los factores se encuentra el marco tectónico regional y local, cambios del nivel del mar y la tasa y aporte de sedimentos. Los principales elementos arquitectónicos que definen un sistema turbidítico son: elementos erosivos de gran escala (inestabilidades sedimentarias y cañones), canales y depósitos de canal, depósitos de desbordamiento y lóbulos (Figura 7). Estos elementos están compuestos principalmente por depósitos de flujos gravitatorios, siendo las turbiditas los sedimentos más reconocidos, y por depósitos de movimiento de masas.

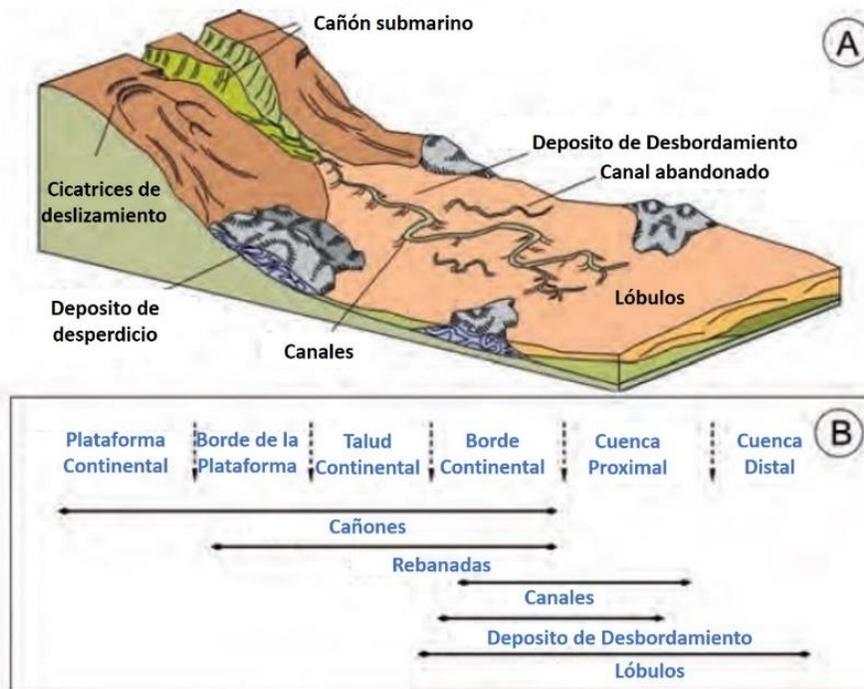


Figura 7. A) Principales elementos arquitectónicos que componen los sistemas turbidíticos modernos. B) Distribución general de los elementos arquitectónicos en los dominios fisiográficos, desde la plataforma continental hasta la cuenca profunda (Tomada de García, M., et al., 2015).

Los elementos erosivos de gran escala incluyen a los cañones e inestabilidades gravitacionales. Los cañones representan la principal fuente de sedimentos de sistemas turbidíticos y la vía entre continente y aguas profundas; generalmente estos

cañones presentan una forma de “V” como valles estrechos y profundos, su formación se puede deber a diversos factores de erosión y su origen puede estar ligado a desembocaduras de ríos en tierra.

Los canales se desarrollan desde la boca de los cañones y finalizan en forma de ramificaciones hacia la cuenca. La trayectoria del canal está relacionada a la energía del flujo y van desde rectilíneos hasta altamente meándricos y son el conducto principal de sedimentos dentro de los sistemas turbidícticos, producto de corrientes de turbidez. Los canales se mantienen por la erosión y se construyen por las deposiciones de las corrientes de turbidez. La erosión incide en el canal, mientras que la deposición se produce en los márgenes, produciendo la degradación del canal en la pendiente. Por lo tanto, los canales actúan como conductos que transportan y distribuyen sedimentos a lo largo del margen continental en lugar de simplemente transferir sedimentos a las áreas de aguas profundas.

Los depósitos de desbordamiento están formados generalmente por sedimentos de grano fino, de capa fina y laminados, generalmente son lechos alternos de lutita y arenisca de grano fino. La construcción de protuberancias en el piso oceánico a lo largo del canal, específicamente en sus bordes, según Mutti & Normark (1987) resultan de la propagación lateral o desbordamiento desde el cuerpo principal de una corriente de turbidez confinada, estos depósitos también pueden formarse por un cambio abrupto de dirección de las corrientes de turbidez o por una disminución de energía de flujo, ocasionando el asentamiento y depósito de granos finos en los laterales del canal.

Dentro de la literatura el término *dique* y *desbordamiento* se utilizan con el mismo significado; la morfología de los depósitos de desbordamiento se compone de un dique proximal con una construcción positiva y una prolongación lateral formada por la evolución lateral del canal. En la Figura 8B se muestran secciones sísmicas con la morfología de los depósitos de desbordamiento o depósitos de dique.

En los sistemas turbidíticos los lóbulos son el elemento más destacado desde el punto de vista sedimentológico, porque representan el ambiente donde se depositan los sedientos más gruesos (arenas y limo) de mayor espesor y mayor extensión lateral. Se desarrollan después de los canales principales que alimentan el sistema, en la parte distal del sistema (Figura 8) según Mutti & Normark (1987) los lóbulos suelen tener entre 3 y 15 metros de grosor y están delimitados por superficies uniformes y paralelas. Presentan una forma lobular y de topografía baja y son las áreas donde los niveles arenosos alcanzan sus extensiones laterales más gruesas y grandes, con una continuidad adecuada.

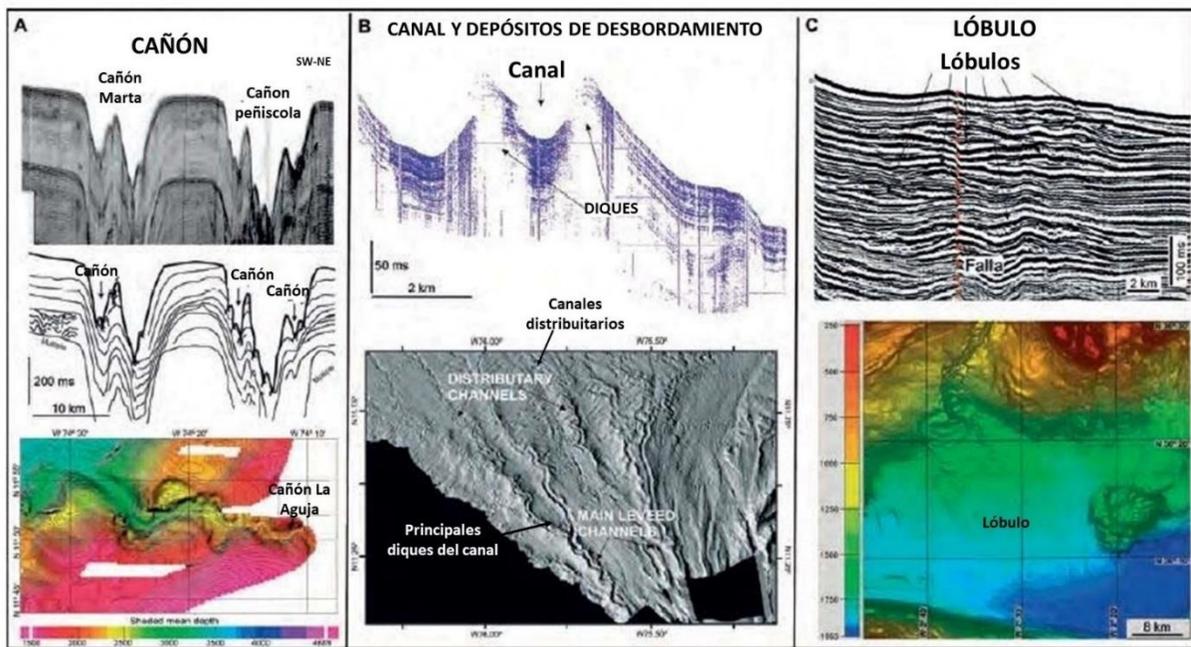


Figura 8. Secciones sísmicas e imágenes de batimetría multihaz de los principales elementos arquitectónicos que definen un sistema turbidítico: A) cañón; B) canal y depósitos de dique; y C) lóbulo. (García, et al., 2015).

De acuerdo con diversos estudios, se establece que existen dos tipos de lóbulos, basándose en el tipo de sedimento, dominados por lodo, compuestos de arenas masivas y detritos con clastos de lodo en las partes superior y media del eje del canal y los sedimentos finos en el resto del lóbulo; dominados por arenas masivas con clastos de lodo en la parte superior del eje del canal y lechos de arena masivas que

se alternan con niveles arcillosos en el resto. Los lóbulos de arenisca individuales se presentan como cuerpos aislados dentro de secuencias de lutitas o, más comúnmente, forman sucesiones verticales de varios cientos de metros donde los cuerpos de arenisca se alternan con espesores variables de lutitas intercaladas con areniscas de grano más fino y capas más delgadas.

Existen tres principales tipos (I, II y III) de sistemas que se dividen dependiendo de la distribución de las arenas y el patrón de depósito; (Mutti, 1985 en Stow et al., 1996).

En el Tipo I conocidos como *eficientes*, la deposición de arena está restringida principalmente a las secuencias de canales, consisten en depósitos de lóbulos gruesos y extensos que se correlacionan con características erosivas a gran escala; los lóbulos se encuentran desprendidos de los canales. Por el contrario, el sistema Tipo II son ricos en arenas poco eficientes son típicamente más pequeños con sedimentos de grano más grueso que los de Tipo I, los lóbulos son considerablemente menos extensos; la arena se deposita tanto en los rellenos de canal como en los lóbulos. El sistema Tipo III se conforma de granos finos y capas delgadas sin presencia de lóbulos, se considera un complejo de canal-diques; este tipo de sistemas es muy pequeños y está formado en su totalidad por unidades 'ricas de lodo' en capas delgadas y gradadas, depositadas en pequeños canales llenos de arena que están restringidos a las partes internas del sistema.

Procesos Sedimentarios

La construcción de los elementos arquitectónicos se da por los procesos que tienen lugar debido a los flujos de gravedad, tales como los flujos de masa, el flujo de escombros y principalmente el flujo de turbidez.

Los cañones se caracterizan por procesos erosivos, en donde los flujos hiperconcentrados circulan entre las paredes del cañón que erosionan, depositan y transportan los sedimentos hasta las partes profundas. Por otro lado, los canales están

controlados por la interacción entre procesos erosivos y depositacionales, García, et al., (2015) plantea que la geometría y arquitectura de los canales suelen estar relacionadas con el tipo de carga sedimentaria que los recorre: lodos en canales largos y sinuosos y arenas en canales rectos y cortos; la proporción de arena y arcilla en los flujos indica el tipo de flujo, alta o baja densidad; los flujos de alta densidad se caracterizan por ser sistemas arenosos y los de baja densidad por contener una mayor proporción de arcillas que de arenas. La sinuosidad de los canales puede estar influenciada con la madurez del sistema; las corrientes de turbidez con alta sinuosidad pueden deberse a una energía de flujo baja o un bajo ángulo del talud continental.

Los procesos de avulsión también controlan la arquitectura de estos sistemas y favorecen la incorporación de sedimentos finos a arenosos. Con la depositación de los granos finos se forman diques, y los sedimentos arenosos siguen su cauce a través del canal. La desaceleración del flujo origina creación de canales distributarios y una migración lateral; García, et al., (2015) señala que este proceso de ramificación controla la conectividad de la arena y conduce al desarrollo de distribuciones verticales y complejos horizontales de cuerpos arenosos.

Corrientes de Turbidez

Las corrientes de turbidez son suspensiones de sedimentos sostenidas por flujos turbulentos; las corrientes de turbidez y otros flujos gravitatorios ocurren cuando masas de sedimentos, que descansan inestablemente sobre la plataforma continental o el borde de la plataforma, se deslizan hacia abajo cientos de kilómetros.

Para que una corriente de turbidez se encuentre activa existe un mecanismo que retroalimenta el flujo, es decir, mantiene la carga suspendida mientras el flujo sigue su camino durante largas distancias; a este mecanismo se le conoce como autosuspensión y mediante un equilibrio dinámico alimenta la corriente; la turbulencia es generada por el flujo y a su vez el flujo resulta del exceso de densidad que es generada por la carga suspendida. El ciclo continúa al estar la carga suspendida

gracias a la turbulencia. Una vez que la corriente se encuentra activa es necesario que exista una compensación de energía para continuar con el flujo, puesto que la fricción y la depositación pueden generar la desaceleración de la corriente.

Las corrientes de turbidez pueden transportar granos de diferentes tamaños, por lo que se han reconocido como corrientes de alta y baja densidad; términos que se refieren a la densidad del flujo, y no a la densidad del depósito. Lowe (1982) citado por Shanmugam (2000) define a las turbiditas de alta densidad basándose por el tamaño del grano que se encuentra suspendido, caracterizándose estas corrientes por contener arenas y gravas. Por el contrario, las corrientes de baja densidad son aquellas que se componen de arcillas principalmente.

Stow et al., (1996) mencionan que las corrientes de turbidez se dividen en tres partes: la cabeza, el cuerpo principal y la cola. La cabeza puede tener una forma de lóbulo y concentra la mayoría de los granos gruesos, su movimiento es hacia delante y arriba, y se encarga de erosionar y mezclar el agua de la cuenca. En el cuerpo principal el sedimento se transporta en suspensión a través de la fricción con el lecho marino y el agua de la cuenca; el espesor del flujo es uniforme. En la cola se concentran los granos finos y ésta se adelgaza conforme el flujo disminuye (Figura 9).

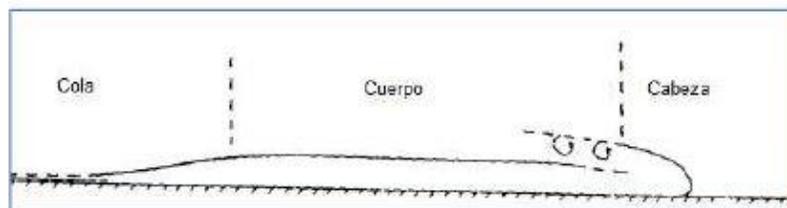


Figura 9 Partes de una Corriente de Turbidez (Zaldívar, 2008)

Una vez que la corriente comienza a desacelerar, el cuerpo y la cola se desvanecen primero. Desde el punto de vista de Stow et al., (1996) la desaceleración de las corrientes de turbidez ocurre en el tiempo y espacio; en el tiempo por la culminación del evento catastrófico que dio origen a la corriente; en el espacio ocurre a través del flujo que se expande lateralmente, o al encontrar un cambio de gradiente, como al pie de una pendiente.

Facies Turbidíticas

Diversas facies han sido propuestas para explicar la litología y geometría de depósito de las turbiditas, entendiendo por turbiditas a la acumulación de sedimentos generados por corrientes de turbidez. De acuerdo a Santillán (2009) las litofacies descritas por Mutti & Ricci Lucchi en 1972, no solo establecen la distribución de la litología, sino también, se puede establecer la geometría del depósito, las estructuras internas de los estratos, la relación lateral y vertical dentro del medio ambiente de depósito, así como los mecanismos de transporte y depósito. En la Figura 10 se ilustran las litofacies propuestas por Mutti & Ricci Lucchi en 1972, divididas en siete facies utilizando la terminología de la A a la G.

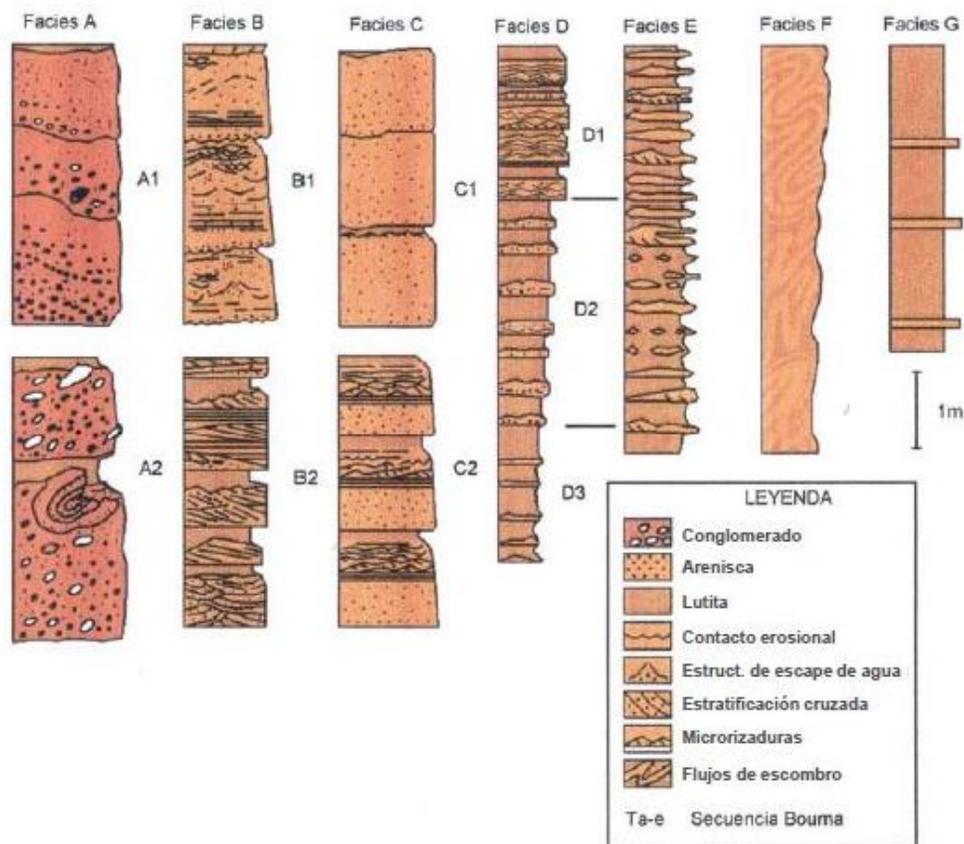


Figura 10. Clasificación de las facies turbidíticas propuesta por Mutti en 1979 (Tomadas de Santillán, 2009).

RESULTADOS

Una vez establecidos los aspectos precisos para la caracterización estática de yacimientos, es posible caracterizar cualquier reservorio. Las propiedades de los yacimientos se clasifican en cada uno de los tres modelos que integran el modelo estático.

El flujo de trabajo de la caracterización estática inicia con la construcción del modelo estructural; el conocimiento del marco tectónico regional del área de estudio es fundamental para la identificación de estructuras y la evolución de estas. La tectónica controla la geometría y el tamaño de la cuenca donde se construyen estos sistemas y condicionan el grado de confinamiento del flujo. En la Figura 11 se ilustra el flujo de trabajo para crear el modelo estructural de los sistemas turbidíticos.

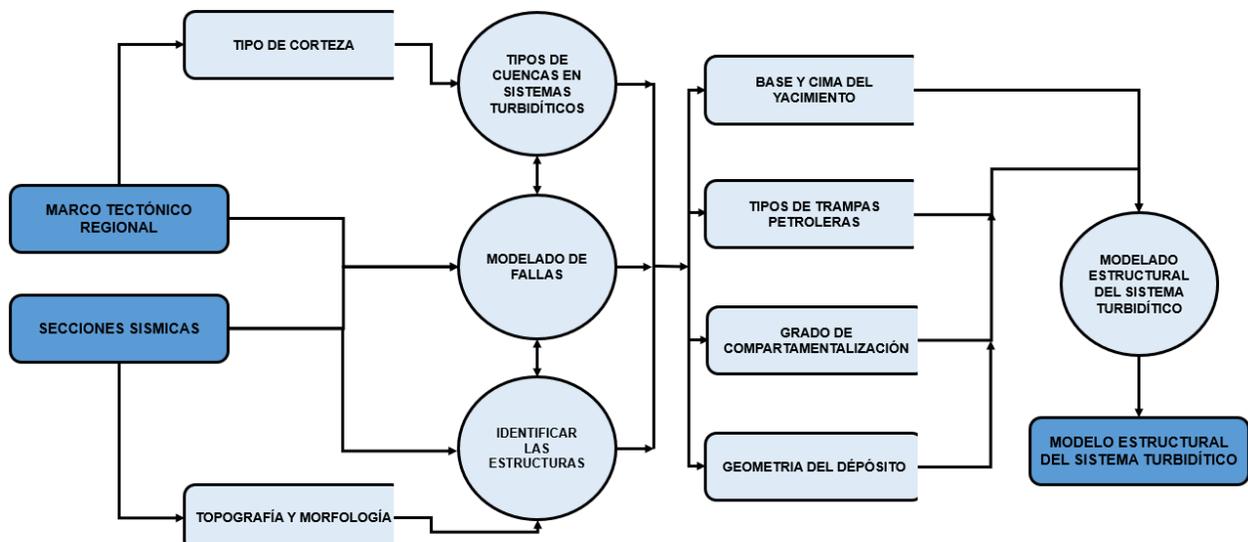


Figura 11. Diagrama de Flujo de Datos para la construcción del Modelo Estructural de los Sistemas Turbidíticos (Guillen, 2021)

El factor principal que controla la estabilidad o la movilidad de una cuenca rellenada con depósitos turbidílicos, es el tipo de corteza subyacente a la cuenca; esto se encuentra relacionado con los entornos tectónicos. En entornos activos, la cuenca turbidílica tiende a ser de corta duración, donde la fuente de suministro de sedimentos y la cuenca se ven afectados por dichos movimientos, esto quiere decir que, el control tectónico local influye en gran medida en el desarrollo del depósito. De acuerdo con Mutti & Normark (1987) la clasificación de las cuencas turbidílicas descritas por Barnes y Normark en 1985, establecen que la configuración de la corteza da la pauta para los cuatro diferentes tipos de cuencas en los sistemas turbidílicos, además de que el suministro de sedimentos influye en esta clasificación.

Por lo tanto, al conocer el tipo de corteza se puede establecer el tipo de cuenca (Tipo A a la D) que le corresponde al sistema en cuestión. En cortezas oceánicas, las cuencas Tipo A y B tienden a desarrollarse con mayor facilidad donde el suministro de sedimentos es de larga duración. Las cuencas Tipo A son formadas en un marco tectónico de nula o poca actividad; los complejos más grandes de los cuales se tiene información se han construido por unos 20 millones de años aproximadamente.

Por su parte, las cuencas Tipo B se desarrollan con una actividad tectónica en el área de transición fuente/cuenca y con una tasa más baja de suministro de sedimentos, pero suficiente para superar los efectos de la actividad tectónica. Este tipo de cuencas tienden a dividirse en 2 subcuencas: en márgenes transformantes y en márgenes de subducción.

En contraparte, las cuencas Tipo C y D se forman en la corteza continental. En las cuencas Tipo C existe un suministro de sedimentos relativamente grande y de larga duración. La continua actividad tectónica de varios millones de años a lo largo del margen da como resultado una cuenca de antepaís migrante y resulta una sucesión de sistemas turbidílicos. Las variaciones del nivel del mar tienden a influir en la acumulación y el desarrollo de la cuenca, pero el control tectónico sigue siendo el factor principal en la depositación de las turbiditas.

Las cuencas Tipo D se forman durante las primeras fases de ruptura de un océano abierto a lo largo de los márgenes de transformación activa y durante las etapas finales de la colisión continental. Estas cuencas se caracterizan por depósitos de turbidita de períodos de tiempo relativamente cortos (104-105 años); son secuencias predominantemente de lóbulos y canales de grano grueso y volumétricamente mucho más pequeños que el relleno de turbiditas de los otros tres tipos de cuencas. Esto se debe a la continua actividad tectónica que da como resultado cambios relativamente rápidos en la forma de la cuenca y en fuentes de sedimentos de vida corta.

Además de identificar el tipo de cuenca turbidítica, conocer el marco tectónico estructural es la base para el modelado de fallas, el cual proporciona las posibles vías de migración y permite conocer el tipo de entrapamiento para diseñar los planes adecuados de explotación de petróleo y gas. Rojas & Rojas (2012) plantean que el 25% de las reservas de campos gigantes en turbiditas provienen de trampas estructurales, 9% de trampas estratigráficas y 66% a una combinación de ambos tipos de trampas, por lo que el modelado de fallas es un factor geológico esencial en los sistemas turbidíticos, aunque no se encuentra limitado exclusivamente a trampas estructurales. El componente estratigráfico también es clave en el entrapamiento.

La implementación e interpretación de secciones sísmicas son fundamentales para la identificación de estructuras que caracterizan al yacimiento, así como las cimas y bases de los mismos. El grado de compartimentalización también puede determinarse en la caracterización estructural de los yacimientos en general.

Después de que se ha analizado el marco estructural regional y se han interpretado las secciones sísmicas del área, el modelado estructural da como resultado el modelo estructural de los sistemas turbidíticos.

Una vez determinada la complejidad estructural del yacimiento en sistemas turbidíticos se continúa con la identificación y caracterización de la estructura interna del reservorio. La implementación de registros geofísicos, las muestras de roca y la adquisición de secciones sísmicas 2D y 3D, son la clave para determinar los aspectos

estratigráficos; en la Figura 12 se establece el flujo de datos del proceso para la construcción de modelo estratigráfico del sistema.

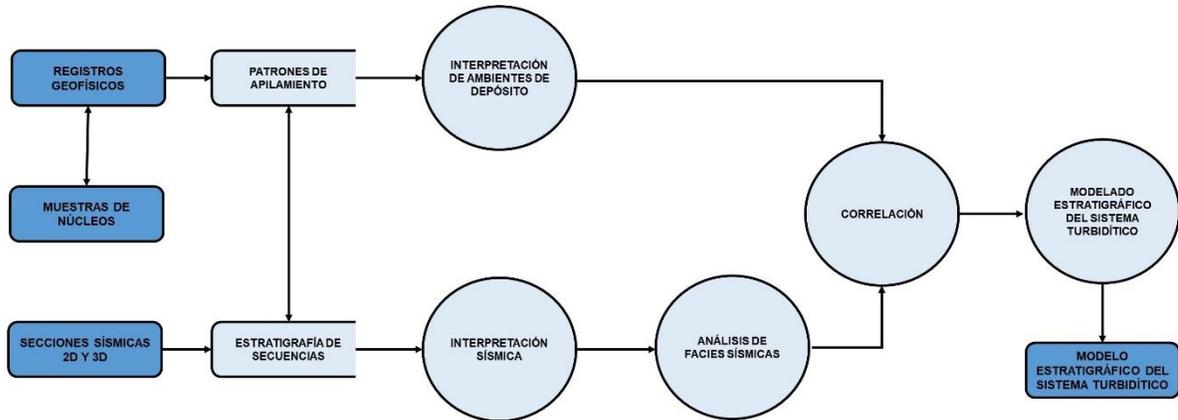


Figura 12. Diagrama de Flujo de Datos para la construcción del Modelo Estratigráfico de los Sistemas Turbidíticos (Guillen, 2021)

La respuesta de los registros geofísicos nos permite inferir el ambiente de depósito, en la Figura 3 se representa la respuesta en Rayos Gamma dependiendo del tamaño del grano y la relación con los ambientes de depósito y los patrones de apilamiento. En los sistemas turbidíticos, las respuestas de registros geofísicos son características de una respuesta en forma de embudo que refleja un contenido de arenas intercalado con arcillas; de acuerdo con la Figura 3 existe un patrón de apilamiento progradacional que, generalmente puede ocurrir como resultado de un aumento del nivel del mar acompañado de un alto suministro de sedimentos causado por una regresión.

Durante el estado de regresión forzada las turbiditas se desarrollan en el estadio tardío en el cual la línea de costa se encuentra por debajo del borde de la plataforma. Estas corrientes de turbidez tienden a tener altas proporciones arena/lodo y sedimento/agua debido a la gran cantidad de sedimentos terrígenos suministrados por sistemas fluviales en el borde de la plataforma; en este estadio generalmente son características las turbiditas de alta densidad que tienden a sobrecargarse, lo cual favorece la degradación del canal y la construcción de diques en el talud continental

en contraposición a la incisión en el cañón. Estas turbiditas se desarrollan en un estadio de Falling Stage Systems Tract.

Con la ayuda de mapas de isócronas sísmicas, se puede observar el grado de sinuosidad de las corrientes de turbidez y la presencia de diques (Figura 13), los cuales indican turbiditas de alta densidad, cuya relación sedimento/agua es lo suficientemente alta para permitir la degradación y formación de estos diques. Los diques se forman por sedimentos de granos finos y la relación arena/ lodo es alta; los diques tienden a ser cortos debido a que existe una cantidad insuficiente de lodo para sostener su construcción sobre grandes distancias.

Por lo anterior, la altura de los diques disminuye rápidamente hacia abajo y a medida que las corrientes de turbidez se vuelven ilimitadas, los splays frontales se acumulan cerca del pie del talud (Figura 14). La acumulación y desarrollo de los splays frontales cerca del pie del talud también son propios de las turbiditas de alta densidad, por lo que estas características proporcionan criterios importantes para diferenciar las turbiditas de alta densidad con las de baja densidad que se desarrollan en los diferentes Systems Tract.

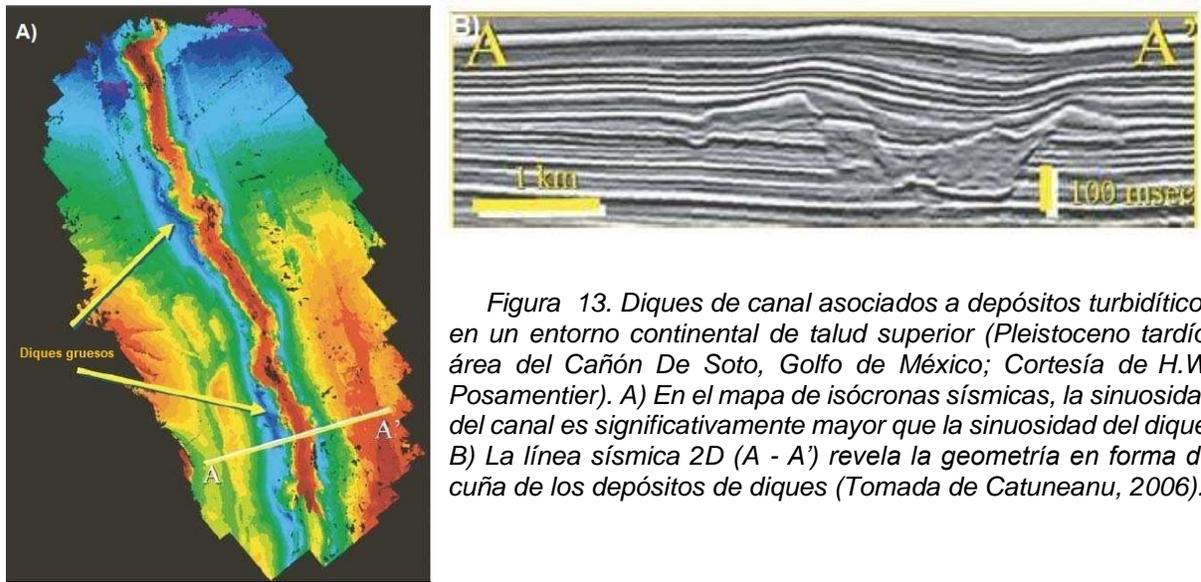


Figura 13. Diques de canal asociados a depósitos turbidíticos en un entorno continental de talud superior (Pleistoceno tardío, área del Cañón De Soto, Golfo de México; Cortesía de H.W. Posamentier). A) En el mapa de isócronas sísmicas, la sinuosidad del canal es significativamente mayor que la sinuosidad del dique. B) La línea sísmica 2D (A - A') revela la geometría en forma de cuña de los depósitos de diques (Tomada de Catuneanu, 2006).

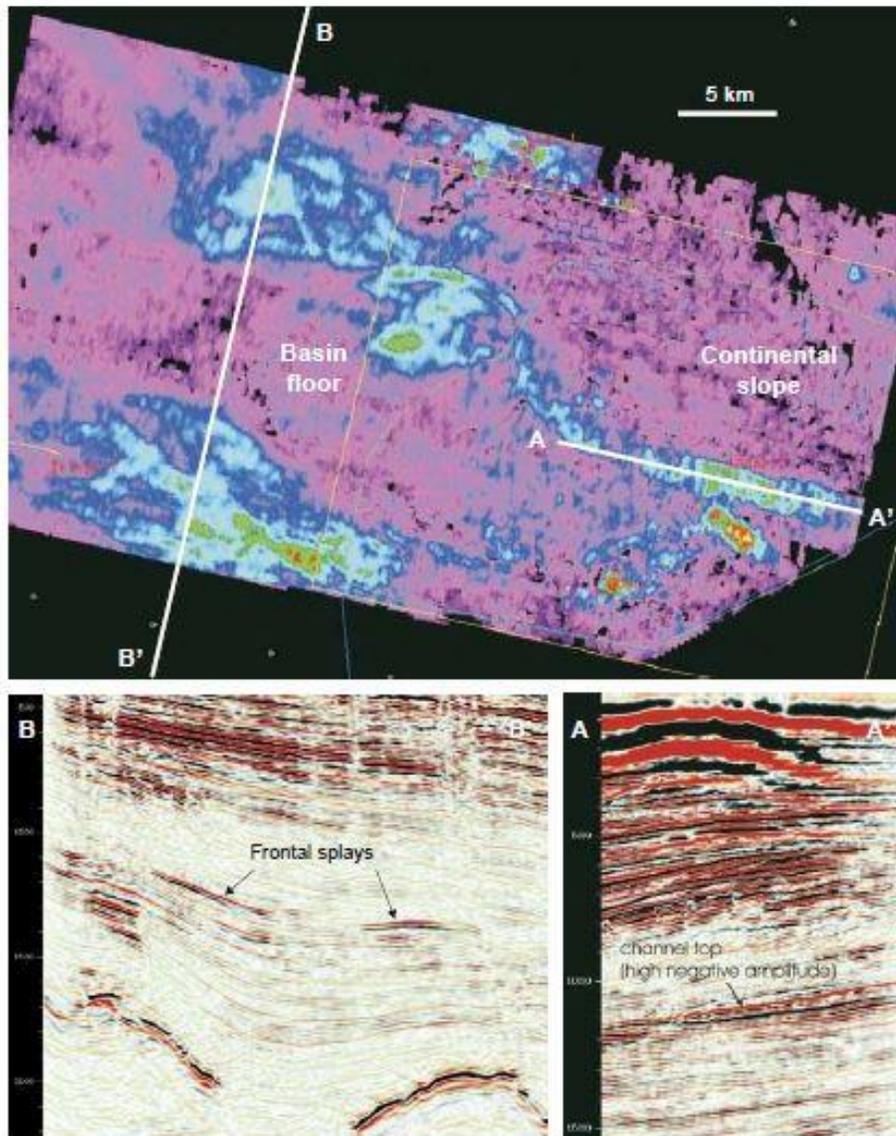


Figura 14. Sistemas turbidíticos de aguas profundas, que comprenden splays frontales en el piso de la cuenca y sus canales submarinos llenos de arena asociados en el talud continental; de Catuneanu et al., 2003a (Tomada de Catuneanu, 2006).

Los datos de reflexión sísmica de la Figura 15 muestran la morfología de las turbiditas de baja densidad; a diferencia de las turbiditas de alta densidad, éstas se caracterizan por presentar canales más largos que se propagan más allá del pie del talud con una sinuosidad más alta y diques más pronunciados hacia el interior de la cuenca. Los

depósitos de diques tienden a ser más gruesos en el canal exterior y en los diques inferiores se forman cicatrices de asentamiento.

Gracias a los mapas de reflexión sísmica se puede inferir el tipo de turbiditas y la complejidad de los reservorios que responden a dichos sistemas. Generalmente, los canales de las turbiditas de alta densidad contienen una porción mayor de arenas lo que los hace buenos reservorios con una buena continuidad; por otro lado, las turbiditas de baja densidad, por el tipo de sedimentos que depositan, tienden a ser barreras de permeabilidad.

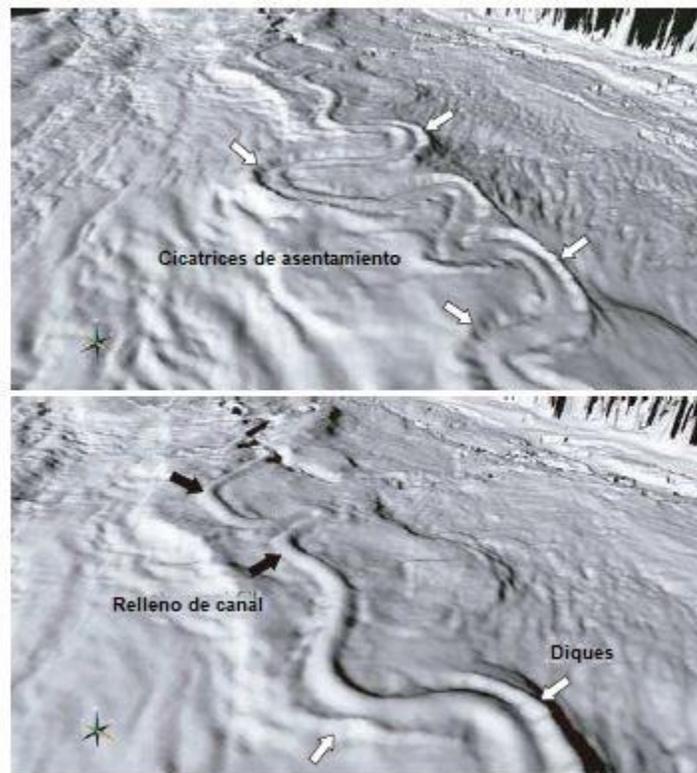


Figura 15. Elementos depositacionales de una turbidita de baja densidad, sistema de canales de diques en el piso de la cuenca; imagen cortesía de H.W. Posamentier (Tomada de Catuneanu, 2006).

Mayall et al., (2006) plantean que para describir e interpretar los reservorios en canales turbidícticos, dichos canales deben analizarse en cuatro partes: la naturaleza de la sinuosidad, las facies, el reconocimiento de episodios repetidos de corte y relleno y los patrones de apilamiento de los canales; con esto se puede analizar la complejidad

de los sistemas turbidícticos y relacionar fácilmente la distribución del yacimiento y las heterogeneidades dentro del canal para caracterizar al sistema en general.

El análisis de facies en la construcción del modelo estratigráfico es fundamental para identificar los tipos de litologías y estructuras primarias que tienen lugar dentro de los yacimientos; en los canales de turbiditas, de acuerdo con Mayall et al., (2006), las principales facies que ocurren deben agruparse en cuatro principales facies, debido a que pueden identificarse incluso en secciones sísmicas de poca resolución y son elementos importantes para predecir la distribución de los yacimientos y los patrones de heterogeneidad.

La primera facies es la de Basal lags (por su término en inglés), se desarrolla en los canales confinados erosivos cuando el flujo de la corriente cambia de dirección y toda la carga de sedimentos se deposita en zonas más bajas. Las arenas gruesas y conglomerados de intervalos masivos o escasamente estratificados integran la litología de esta facies, por lo general, parecen formar una capa en la base del canal, pero pueden engrosarse y adelgazarse localmente en relación con las irregularidades de la base erosiva. Estas facies generalmente son fáciles de mapear y por lo tanto son buenos indicadores de la base del canal.

También están presentes en estas facies los clastos de lodo y las intercalaciones de lutitas; cuando se acumulan en gran cantidad pueden ser barreras de permeabilidad. En datos sísmicos es más probable detectar las arenas y los conglomerados que los granos más finos, por lo que es importante analizar las propiedades de las bases de los canales para determinar el potencial petrolero.

Las facies de deslizamientos y flujos de escombros están compuestas por una matriz y arenas fangosas. Esta facies tiene gran potencial para formar importantes barreras de permeabilidad; en imágenes sísmicas suelen formar reflectores de amplitud débil-moderada, desde discordantes a caóticas. En algunos casos, estas facies son en su mayoría sísmicamente opacas y pueden ser difíciles de distinguir de las arenas masivas y gruesas.

Las facies con mayor importancia petrolera son las que presentan un valor alto de espesor neto de arenas (N/G); estas se componen del apilamiento de una serie de canales, cada uno de los cuales tiene típicamente entre 1 y 10 m de espesor y entre 100 y 500 m de ancho; lo que lo hace tan atractivo es la presencia de arenas masivas en los canales individuales con una porción más pequeña hacia arriba de lutitas que ayuda a la compactación diferencial. La presencia de lutitas depositadas en la parte superior de los canales representa las heterogeneidades de los canales y el bajo espesor neto de arenas (N/G).

La identificación en sísmica generalmente es difícil ya que puede confundirse con facies de deslizamientos y flujo de escombros. Cuando el N/G es alto, es posible que no haya reflectores internos para resolver los canales individuales, solo un reflector superior y base puede estar presente con el carácter sísmico interno siendo opaco o débil y discontinuo, lo que le da una apariencia sísmica muy similar a las facies de deslizamiento y flujo de escombros. Su identificación es fundamental para la ubicación y caracterización del yacimiento.

La última facies corresponde al bajo espesor neto de arenas N/G, es decir, las zonas donde se depositan las lutitas, principalmente corresponden a los diques sinuosos de arenas irregulares en la base, y arenas y lodos intercalados en la mayor parte del dique, por lo que el valor de N/G es bajo. Su interés petrolero surge porque son capaces de proporcionar una trampa para el hidrocarburo que se deposita en las facies de Basal lags y en valores altos de espesor neto de arenas N/G.

Para determinar la distribución del reservorio es necesario identificar los patrones de apilamiento de los canales; con una correcta identificación se puede diseñar la ubicación y orientación de los pozos de desarrollo asegurando un éxito en los planes de producción.

Los patrones de apilamiento siguen estilos verticales y laterales en diferentes direcciones. El apilamiento vertical se produce por efectos de corte y relleno del canal que conducen a la compactación diferencial. “El apilamiento lateral es común y puede

tomar la forma de apilamiento sistemático en una dirección o alternando a cualquier lado de un canal preexistente” (Mayall et al., 2006).

En la caracterización es necesario tener en cuenta que pueden estar presentes patrones de apilamiento tanto vertical como lateral y no se debe considerar un solo tipo de estilo en toda la estructura. La distribución de las facies y los patrones de apilamiento condicionan la ubicación de los pozos en un proyecto.

Para determinar la estructura interna de los yacimientos mediante la implementación de registros geofísicos, muestras de núcleos y datos sísmicos, se realiza una correlación con todas las técnicas. Los registros geofísicos y los datos sísmicos se calibran con muestras de núcleos para obtener características representativas del yacimiento.

A medida que se obtienen las características internas del yacimiento, se construye el modelo estratigráfico de los yacimientos en sistemas turbidídicos, integrando éste al modelo estructural, esto quiere decir que, una vez determinadas las cimas, bases y límites, se integran las características de cada bloque para establecer el potencial petrolero y se fijan las zonas que son almacenes y las facies que representan las barreras de permeabilidad, es decir, las trampas estratigráficas del sistema petrolero.

La calibración de los registros geofísicos con las muestras de núcleos no solo se utiliza para la construcción del modelo estratigráfico, sino que se comienzan a incorporar las propiedades petrofísicas de las rocas que se han identificado. Con los registros se miden las propiedades físicas de las rocas, las cuales se correlacionan con los núcleos extraídos durante la perforación, lo cual permite inferir las propiedades petrofísicas de las mismas y su contenido de hidrocarburos; estas propiedades caracterizan a las rocas que integran las diferentes facies del yacimiento.

En las rocas turbidídicas las propiedades petrofísicas presentan algunas variaciones inesperadas por la presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas por la propia naturaleza del depósito, pero generalmente los altos valores de porosidad efectiva se encuentran en la base de los rellenos del canal y los valores más bajos se asocian a

las facies con un bajo espesor neto de arenas N/G, es decir a facies con litologías en donde predominan las lutitas.

En la Figura 16 se muestra un resumen de las propiedades petrofísicas de las rocas en sistemas turbidíticos en relación con las características geológicas que presentan; como se explicó anteriormente las arenas de grano grueso se depositan en la base del relleno del canal y los sedimentos finos en la parte superior del mismo, por lo tanto, la distribución de las propiedades petrofísicas se encuentra relacionada con la distribución de la litología.

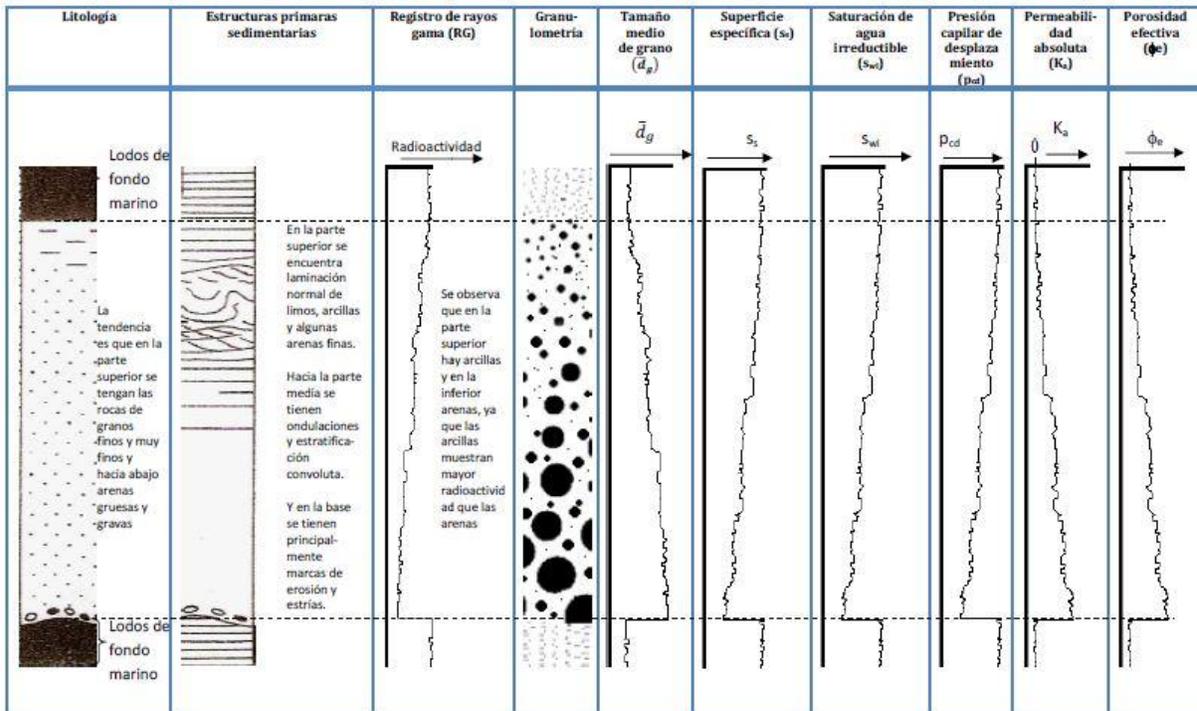


Figura 16. Resumen de las propiedades petrofísicas en relación de las características geológicas de los depósitos turbidíticos (Zaldívar, 2008).

En cuanto a la porosidad, la respuesta de los registros de densidad, neutrón y sísmicos son buenos indicadores para inferir las zonas porosas, las cuales se encuentran relacionadas con litologías de grano grueso; además con la detección de estas zonas de interés se pueden relacionar otras propiedades como la permeabilidad;

en sistemas turbidídicos generalmente la permeabilidad tiende a incrementarse hacia las partes más profundas de los canales, aunque es necesario estudiar a fondo dicha propiedad para poder establecer los planes de explotación del yacimiento.

Los planes de registros geofísicos que se implementarán en el reservorio darán la pauta para inferir todas las propiedades físicas de las rocas y con ellos modelar al yacimiento, basándose en las propiedades petrofísicas, analizando el sistema roca y roca-fluidos, describiendo al medio poroso, con el objetivo de localizar a los hidrocarburos.

Una vez que se cuenta con el modelo estructural, estratigráfico y petrofísico se integran dichos modelos para construir el modelo estático del yacimiento del sistema turbidídico; este modelo será capaz de brindar información de la geometría y límites del yacimiento, los patrones de sedimentación que definen al sistema turbidídico, la distribución de las litologías y capas permeables, además de la ubicación de los hidrocarburos que se encuentran almacenados en el sistema. Cuando el modelo estático del sistema esta creado se puede se puede inferir tanto cualitativa como cuantitativamente las propiedades de las rocas productoras y los fluidos presentes en la formación.

La construcción de este modelo se logra con la constante interacción de las disciplinas y la incorporación de datos nuevos conforme las actividades de caracterización geológica y petrofísica avanzan. Es fundamental que el modelo sea representativo del sistema turbidídico, se consideren los factores que dieron origen a las acumulaciones de sedimentos en las zonas profundas, los elementos arquitectónicos que lo conforman y las estructuras que gobierna y controlan el flujo de los hidrocarburos en el yacimiento.

CONCLUSIÓN

Los sistemas turbidícticos se reconocen como tipos de yacimientos de hidrocarburos muy importantes en casi todas las áreas y entornos donde se están explorando, evaluando o produciendo facies de aguas profundas. Proporcionan excelentes yacimientos de aceite y gas alrededor del mundo a pesar de considerarse yacimientos con una alta heterogeneidad.

Para la identificación del potencial petrolero de los sistemas turbidícticos se realiza una caracterización estática del reservorio, donde se determinan las propiedades de las rocas y los fluidos que no cambian con el tiempo, resultado de los procesos deposicionales, posdeposicionales, diagénesis y tectónica del área, y en donde los datos litológicos, estructurales y petrofísicos que se analizan, son la base de los modelos individuales que integran al modelo estático del yacimiento.

Gracias a la construcción del modelo estático es posible conocer las características internas de los sistemas, las distribuciones de las facies y las variaciones laterales y verticales de las propiedades petrofísicas de las rocas. En los sistemas turbidícticos se analizan el tamaño del sistema, la geometría, la configuración interna y las características de las facies de estos elementos arquitectónicos que lo integran.

Una vez analizados los aspectos que integran la caracterización estática y las características de los sistemas turbidícticos, se considera que, el marco tectónico regional y local, cambios del nivel del mar y la tasa y aporte de sedimentos, además de la arquitectura de los sistemas y la distribución de facies son la clave para determinar el potencial petrolero de los sistemas turbidícticos. Determinadas todas las características estáticas del sistema y construido el modelo se continúa con la construcción del modelo dinámico correspondiente.

BIBLIOGRAFÍA

- Arche, A. (2010). Sedimentología, del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid.
- Benetatos, C., & Viberti, D. (2010). Fully Integrated Hydrocarbon Reservoir Studies: Myth or Reality?. *American Journal of Applied Sciences* 7. P. 1477-1486.
- Catuneanu, O. and Eriksson, P.G. (2002). Sequence stratigraphy of the Precambrian Rooihogte-Timeball Hill rift succession, Transvaal Basin, South Africa. *Sedimentary Geology*, V. 147. Pp. 71-88.
- Catuneanu, O. (2006). Principles of Sequence stratigraphy. First edition. Amsterdam: Elsevier.
- Cosentino, L. (2001). Integrated reservoir studies. Editions Technip., ISBN: 2-7108-0797-1, Pp: 310.
- García, M., et al., (2015). Deep-water turbidite systems: a review of their elements, sedimentary processes and depositional models. Their characteristics on the Iberian margins. *Boletín Geológico y Minero*, 126, Pp. 189-218.
- Guillen, D. (2021) Guía para una caracterización estática de yacimientos en sistemas turbidídicos. Tesina de Especialización. Universidad Nacional Autónoma de México. (En proceso).
- Godínez, C. (2016). Interpretación sísmica de las secuencias sedimentarias de una porción del sector Norte del Paleocanal de Chicontepec. Tesis de Licenciatura. Universidad Autónoma de México.
- Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). Hydrocarbon exploration and production. Second edition. Amsterdam: Elsevier.
- Jamshidnezhad, M. (2015). Experimental design in petroleum reservoir studies. Elsevier Inc.

Mayall, M. et al. (2006). Turbidite channel reservoirs - Key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology*. Vol. 23 (Pp 821–841).

Mutti, E., & Normark, W. R. (1987). Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts. En J. K. Leggett, & G. G. Zuffa, *Marine Clastic Sedimentology Concepts and Case Studies* (Pp. 1-38). Inglaterra: Graham Trotman.

Normark, W.R., Posamentier, H. and Mutti, E. (1993). Turbidite systems: state of the art and future directions. *Review of Geophysics*, 31 (2). Pp. 91-116.

Rojas, I. and Rojas, C. (2012). Yacimientos en Turbiditas con ejemplos representativos. Tesis de Licenciatura. Universidad Autónoma de México.

Santillán, N. (2009). Paleoambientes sedimentarios en facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicotepec, Centro-Oriente de México. Tesis de maestría, Posgrado en Ciencias de la Tierra, Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México.

Satter, A. (2016). En A. Satter, *Reservoir engineering: the fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries* (Pp. 117-126). Waltham, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.

Shanmugam, G. (2000). 49 years of the turbidite paradigm (1950s - 1990s): deep-water processes and facies models - a critical perspective. *Marine and Petroleum Geology* 17. Pp. 285-342.

Shivaji, D. and Fred, A. (2013). Reservoir Characterization. En *Geophysics for Petroleum Engineers*. (Pp. 151 – 189). Amsterdam: Elsevier.

Slatt, R. M. (2006). Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers. Amsterdam: Elsevier.

Stow, D., et al., (1996). Deep seas. En H. G. Reading, Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy (Pp. 395-454). Blackwell Publishing.

Stow, D. and Mayall, M. (2000) Deep-water sedimentary systems: New models for the 21st century. Marine and Petroleum Geology 17. P. 125-135.

Sepm Stratigraphy Web. <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=168>. Consultado 20 de noviembre 2021.

Zaldívar, A. (2008). Relación entre Ambiente sedimentario y Propiedades petrofísicas de rocas clásticas acumuladoras de Hidrocarburos. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México.