



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS
PROFUNDAS DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO.**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA

ORTIZ BAUTISTA LEONARDO ESTEBAN



DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. ENERO DE 2016

RESUMEN	1
ABSTRACT	5
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	9
1.1 Objetivo general	10
1.1.1 Objetivos específicos	11
1.2 Metas	11
1.3 Localización de aguas profundas en el mundo.....	11
1.3.1 Descubrimientos mundiales en aguas profundas	11
1.4 Cuenca petrolera del Golfo de México en aguas profundas.....	15
1.4.1 Provincias Petroleras de la Cuenca del Golfo de México Profundo	15
1.4.2 Salina del Bravo.....	16
1.4.3 Cinturón Plegado Perdido	17
1.4.4 Cordilleras Mexicanas	17
1.4.5 Salina del Istmo	19
1.4.6 Cinturón Plegado Catemaco	19
1.4.7 Abisal del Golfo de México.....	21
1.5 Importancia de los yacimientos petroleros en aguas profundas del Golfo de México	21
1.6 Estado del arte	23
1.6.1 Planeación de la explotación de yacimientos en aguas profundas.....	23
1.6.2 Exploración de hidrocarburos en aguas profundas	23
1.6.3 Perforación en aguas profundas	24
1.6.4 Instalaciones de perforación para Aguas Profundas	25
1.6.5 Terminación en Aguas Profundas	27
1.6.6 Producción en Aguas Profundas	28
1.6.6.1 Sistemas Artificiales de Producción	29
CAPÍTULO II. EL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO	31
2.1 Ubicación	31
2.2 Características geológicas	31
2.2.1 Marco estratigráfico y ambiente de depósito	31
2.2.2 Origen y evolución tectono-estratigráfica del Golfo de México	34
2.2.2.1 Periodo de Rifting.....	34
2.2.2.2 Periodo tectónico de margen pasiva	37
2.2.2.3 Periodo Tectónico de compresión	41
2.2.3 Consideraciones estructurales	48
2.2.4 Evolución tectónica estructural.....	50

CAPÍTULO III. EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO	56
3.1 Cinturón Plegado Perdido (CPP).....	56
3.2 Correlación sismoestratigráfica.....	60
3.3 Evolución y tectónica del Cinturón Plegado Perdido.....	61
3.4 Sistema Petrolero del Cinturón Plegado Perdido	64
3.4.1 Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno	64
3.4.1.1 Elementos del Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno	64
3.4.2 Procesos de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico- Paleógeno-Neógeno	68
3.4.3 Extensión geográfica del Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno	69
3.4.4 Extensión estratigráfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano- Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno	69
3.4.5 Extensión temporal de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno	70
CAPÍTULO IV. EJEMPLOS DE CAMPOS PETROLEROS	71
4.1 El Cinturón Plegado Perdido y el Área del Cañón de Alaminos	71
4.2 Cañón de Alaminos (Estados Unidos de América).....	72
4.2.1 Actividades de Estados Unidos de América en el área del Cañón de Alaminos	75
4.2.2 Pozos perforados en áreas cercanas a la frontera marítima de México- Estados Unidos de América.....	77
4.2.3 El proyecto perdido.....	78
4.3 Actividades realizadas en México en el área del Cinturón Plegado Perdido	84
4.3.1 El Campo Trión	84
CAPÍTULO V. PERFORACIÓN	89
5.1 Instalaciones superficiales de perforación para aguas profundas.....	89
5.1.1 Plataformas de piernas tensionadas	90
5.1.2 Plataforma Spar.....	91
5.1.3 Plataforma semisumergibles	92
5.1.4 Barcos perforadores	93
5.1.5 Sistemas de control de movimiento	94
5.1.5.1 Sistema de anclaje	94
5.1.5.2 Sistema de posicionamiento dinámico	94
5.2 Operación de instalación de tubería conductora	94
5.2.1 Método de Jetting.....	95
5.2.2 Instalación con apoyo de martillo hidráulico.....	96

5.2.3 Instalación vía torpedo.....	97
5.3 Instalación de equipo en el lecho marino	99
5.3.1 Instalación del cabezal del pozo	99
5.3.2 Instalación del preventor.....	100
5.4 Métodos de perforación en aguas profundas.....	100
5.4.1 Perforación con riser	100
5.4.2 Perforación con BOP superficial	101
5.4.3 Perforación sin riser	102
5.5 Cementación de pozos.....	104
5.6 Ejemplo de perforación en aguas del Golfo de México Profundo	105
5.6.1 Pozo Trión.....	105
CAPÍTULO VI. DESARROLLO DE CAMPOS.....	111
6.1 Desarrollo de campos petroleros en el norte del Golfo de México Profundo	111
6.2 Características del campo Trión.....	112
6.3 Características del campo Exploratus	115
6.4 Desarrollo del proyecto Trión-Exploratus.....	118
6.4.1 Sistema de control submarino de la producción	123
6.4.2 Sistema de medición (submarino y superficial).....	124
6.4.3 Interface entre los sistemas superficiales y los sistemas submarinos	125
6.4.4 Sistema de impulso submarino y líneas de flujo.....	125
CONCLUSIONES.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	130

RESUMEN

Este trabajo está enfocado a estudiar los yacimientos petroleros del Cinturón Plegado Perdido en la parte norte del Golfo de México, con la finalidad de aportar información para su óptimo desarrollo.

El área estudiada se ubica en el norte del Golfo de México, en el límite de la zona económica exclusiva del país, geográficamente se encuentra en las proximidades de las aguas territoriales de Estados Unidos de América; geológicamente se ubica en el Cinturón Plegado Perdido, en la zona denominada Cañón de Alaminos. En el sector de Estados Unidos de América, las empresas operadoras han comenzado el desarrollo de campos en un área aproximada de 16,500 km², mientras que la zona que pertenece a México tiene un área aproximada de 27,230 km².

Geológicamente el Cinturón Plegado Perdido se caracteriza por presentar pliegues y fallas inversas que están orientadas de noroeste a suroeste, afectando la secuencia sedimentaria que va desde el Jurásico ejerciendo hasta el Neógeno; deformación que se explica por la presión de sobrecarga por el movimiento de gruesos paquetes de sal del Jurásico Medio que al moverse ocasionó la mayor deformación durante el Oligoceno y Mioceno.

México tiene importantes proyectos de exploración y explotación en el Cinturón Plegado Perdido, lo que está atestiguado por los descubrimientos de los campos Trión, Maximino y Supremus, que son potencialmente productores de aceite, con densidades entre 25°I a 29° API; además de contener importantes volúmenes de gas.

Estos campos fueron descubiertos a partir de la interpretación sísmica y por la correlación en los pozos de exploración y de desarrollo de las empresas petroleras que están operando en Estados Unidos de América, en el Cañón de Alaminos. La mayor parte de la información que fue tomada como referencia es la de los pozos exploratorios Baha-1 y Baha-2. La unidad estratigráfica que se encontró con mayor potencial almacenador de los hidrocarburos es la correspondiente a la Formación Wilcox.

La perforación del pozo Trident-1 permitió definir una gruesa columna sedimentaria terrígena del Cenozoico, encontrando un horizonte de 92 metros de areniscas con aceite ligero dentro de la Formación Wilcox-Midway del Paleoceno Inferior.

El desarrollo de los campos petroleros en el Cinturón Plegado Perdido del lado mexicano involucra actividades de perforación, cementación y terminación de pozos; además de considerar la construcción de instalaciones para la recolección, tratamiento, medición, transporte y almacenamiento de fluidos. El desarrollo de campos está ligado a la ingeniería económica, pues se debe de considerar todo lo relacionado a la inversión económica, a los riesgos y a las utilidades.

Las tecnologías que permiten desarrollar los campos que se encuentran en tirantes de agua mayores a 500 metros como los que se encuentran en el Cinturón Plegado Perdido son principalmente las siguientes:

- Plataformas de piernas tensionadas (TLP) las cuales se emplean en tirantes de agua de entre 460 metros a 2,200 metros de profundidad.
- Las plataformas tipos Spar, que por lo general son empleadas para tirantes de agua que van desde los 500 metros a los 3000 metros; con dos tipos de diseño, las Truss Spar y las Spar de celdas.
- Las plataformas semisumergibles son empleadas desde los 500 metros hasta los 3000 metros de tirante de agua; de igual manera existen dos modelos de plataformas semisumergibles, las tipo botella y de columnas estabilizadas.
- Los barcos perforadores, que son embarcaciones marinas modificadas para perforar pozos a profundidades que van desde los 500 metros hasta los 10,000 metros en algunos casos.

En el caso de la perforación, las técnicas y equipos utilizados para perforar pozos costa afuera son muy similares a los usados para la perforación dentro del continente, las principales diferencias se encuentran en el arreglo de la plataforma de perforación y en algunas especificaciones técnicas particulares de los equipos, así como ciertos métodos específicos que permiten llevar a cabo las operaciones, a que tienen que adaptarse a las condiciones que se presenten, además se debe tomar en cuenta las condiciones ambientales extremas.

La perforación de pozos se inicia desde la etapa exploratoria en aquellas zonas de bajo riesgo geológico donde se tiene la oportunidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos; posteriormente cuando el pozo exploratorio resulta exitoso se perforan los pozos delimitadores para identificar el límite del yacimiento.

Para la perforación se requiere del uso de sistemas de risers cuyo diseño depende del tipo de actividad a realizar: existen risers de perforación, de terminación y de producción. A su vez se clasifican en risers flexibles, rígidos o híbridos, los que se ajustan a las necesidades de desarrollo del campo.

Se requiere del uso líneas de conducción o ductos, que están constituidas por tuberías, válvulas, bombas, medidores e instalaciones a través de las cuales se transporta la producción proveniente del yacimiento.

El diseño de las líneas y los ductos se construyen de acuerdo con estrictos códigos y estándares especialmente establecidos; el diseño de fabricación se divide en dos tipos de tuberías que pueden ser sin costura o con soldadura.

Los umbilicales son tubos de acero, de termoplástico o una combinación de estos, utilizados para la inyección de fluidos y para transmitir potencia eléctrica; también se utilizarán equipos para obtener las señales de control y para realizar el monitoreo de los equipos submarinos.

Los sistemas de control se encargan de suministrar los servicios que se enviarán a través de los umbilicales, los que se clasifican en sistemas de superficiales de control y sistemas submarinos de control.

La cementación en aguas profundas debe considerar las condiciones del lecho marino y las características de fondo de pozo; esta operación se lleva a cabo en el pozo en donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento, los objetivos a cumplir son el de aislar las zonas no productoras de las productoras, las formaciones de alta o baja presión y los acuíferos. La cementación se clasifica de acuerdo al objetivo a cumplir: en cementación primaria, cementación forzada y tapones de cemento.

La terminación de pozos se realiza después de la cementación de la última tubería de revestimiento programada, esta operación consiste en convertir al pozo en un sistema operacional seguro, y eficiente, que permite controlar y producir los hidrocarburos del yacimiento o en el caso de pozos inyectoros lograr la inyección de fluidos al yacimiento. La operación de terminación se dividen en: terminación baja y en terminación superior.

Para la producción en aguas profundas se requiere la instalación del equipo de producción submarina, siendo el árbol submarino uno de los principales dispositivos de producción y se encuentra instalado en el cabezal del pozo petrolero; el diseño del árbol está en función de una serie de parámetros establecidos por las condiciones del yacimiento. Existen dos tipos de árboles submarinos: árbol submarino vertical y horizontal.

El manifold submarino es una estructura submarina, en la que se aloja un conjunto de tuberías, válvulas, estranguladores y equipo de control; el beneficio es minimizar la cantidad de risers necesarios para optimizar el flujo de fluidos. Los manifolds se dividen en: Manifold de producción y manifold de inyección.

El proceso submarino se refiere a la acción de bombeo y separación que se llevan a cabo en los equipos instalados ya sea dentro del pozo o sobre el lecho marino. Se tienen en cuatro tipos: bomba multifásica, separador y bomba multifásica, separador y bomba multifásica o scrubber en etapa simple, separador multietapas y tratado de fluidos.

Los sistemas artificiales de producción son alternativas muy usadas en los campos en aguas profundas para aprovechar de manera más óptima el desarrollo del yacimiento, el tipo de sistemas más utilizados en aguas profundas: bombeo electrocentrífugo superficial, bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo en el lecho marino, bombas multifásicas, bombeo neumático en el riser.

Existen algunos factores que son importantes de evaluar cuando se tiene yacimientos en aguas profundas, como son la presencia de agua y gas, cambios de presión y temperatura, cambios en la composición de los fluidos y corrosión de los equipos; por lo que es indispensable prever los posibles problemas buscando las alternativas más económicas y más adecuadas para su control. Como en algunos casos se tienen diferentes yacimientos sobrepuestos, lo mejor es comparar la información entre cada uno de ellos con el fin de correlacionar dicha información, y así determinar la mejor opción para el aseguramiento de flujo.

Para el desarrollo eficiente de los campos petroleros en aguas profundas se debe de tomar en cuenta toda la información disponible del campo, principalmente lo referente a sus características geológicas, petrofísicas y geomecánicas; para realizar la mejor selección de la tecnología existente que permita el óptimo desarrollo del campo con la mejor infraestructura y optimizando el uso de recursos humanos y económicos.

ABSTRACT

This work is aimed at studying the oilfields of the Perdido Fold Belt in the northern Gulf of Mexico, in order to provide information for optimal development.

The study area is located in the northern Gulf of Mexico, on the border of the exclusive economic zone of the country is geographically in close proximity to the territorial waters of the United States of America; Geologically it is located in the Perdido Fold Belt, in the area called Alaminos Canyon. In the area of United States of America, the operating companies have begun developing fields in an area of approximately 16,500 km², while the area that belongs to Mexico has an area of 27,230 km².

Geologically the Perdido fold belt is characterized by folds and thrust faults that are oriented northeast to southwest, affecting the sedimentary sequence from the Jurassic to exercise until the Neogene; deformation explained by pressure overload by moving thick packets of salt from the Middle Jurassic to the move caused the greatest deformation during the Oligocene and Miocene.

Mexico has significant exploration and exploitation in the Perdido fold belt, which is witnessed by the discoveries of Trion, Maximino and Supremus fields, which are potentially oil producers, with densities between 25 ° to 29 ° API I: besides contain significant volumes of gas.

These fields were discovered from the seismic interpretation and correlation in the wells for exploration and development of oil companies that are operating in the United States, in the Alaminos Canyon. Most of the information was taken as a reference is that of exploratory wells Baha Baha-1 and-2. The stratigraphic unit that was found most buffer potential for hydrocarbons corresponding to the Wilcox Formation.

The drilling of the Trident -1 meant that a thick terrigenous Cenozoic sedimentary column, finding a horizon of 92 meters with light oil sandstones in the Wilcox formation Lower Paleocene - Midway.

The development of oil fields in the Perdido fold belt on the Mexican side involves drilling activities, cementing and well completion; besides considering the construction of facilities for the collection, treatment, measurement, transportation and storage of fluids. The field development is linked to economic engineering,

because they must consider all matters related to economic investment, risks and profits.

Develop technologies that enable the fields that are in braces water 500 meters higher as those found in the Perdido Fold Belt are mainly the following:

- Stressed legs Platforms (TLP) which are used in water depths between 460 meters to 2,200 meters deep.
- Spar platforms types that are usually used for water depths ranging from 500 meters to 3,000 meters; Two types of design, Truss Spar and Spar cell.
- The semi-submersible rigs are used from 500 meters to 3000 meters water depth; Similarly, there are two models of semi-submersible rigs, the bottle type and column stabilized.
- The drill ships, marine vessels that are modified to drill wells at depths ranging from 500 meters to 10,000 meters in some cases.

In the case of drilling techniques and equipment used to drill wells coast are very similar to those used for drilling within the continent outside the main differences are in the arrangement of the rig and in some particular technical specifications equipment and certain specific methods to carry out operations, they have to adapt to the conditions that arise, should also take into account the extreme environmental conditions.

Drilling starts from the exploratory stage in areas of low geological risk where you have the opportunity to find accumulations of hydrocarbons; then when the exploration well is successful wells are drilled delimiters to identify the boundary of the site.

For drilling it requires the use of riser systems whose design depends on the type of activity to be undertaken: there risers drilling, completion and production. In turn they are divided into flexible, rigid or hybrid risers, which meet the development needs campo.

It requires the use pipelines or ducts, which are constituted by pipes, valves, pumps, gauges and facilities through which production is transported from the reservoir.

The design of the lines and pipelines are built according to stringent codes and standards especially established; manufacturing design is divided into two types of pipes that can be seamless or welded.

Umbilical are steel tubes, thermoplastic or a combination of these, used for injection of fluids and for transmitting electrical power; Also equipment will be used for the control signals and for monitoring of subsea equipment.

The control systems are responsible for providing the services to be sent through the umbilical, which are classified as surface control systems and subsea control systems.

The deepwater cementing should consider the seabed conditions and characteristics downhole; This operation is performed at the well where it mixes and moves grout, to meet the objectives are to isolate producing non-producing areas, the training of high or low pressure and aquifers. Cementation is classified according to the objective to fulfill: in primary cementing, and cement squeeze cement plugs.

Well completion is performed after the cementing of the last programmed pipe coating, this operation is to convert the well into a secure operating system, and efficient, allowing control and produce hydrocarbon reservoir or in the case of injection wells achieve the injection of fluids into the reservoir. Termination operations are divided into lower and upper end termination.

For deepwater production installation of subsea production equipment is required, with the subsea tree one of the main production devices and is installed in the head of the oil well; tree design is based on a number of parameters set by reservoir conditions. There are two types of subsea trees: tree vertical and horizontal submarine.

The submarine manifold is an underwater manifold structure, in which a set of pipes, valves, chokes and control equipment is housed; the benefit is to minimize the number of risers needed to optimize fluid flow. The manifolds are divided into production and manifold Manifold injection.

The submarine process refers to the pumping action and separation is carried out on the equipment installed either in the well or on the seabed. It takes into four types: multiphase pump, separator and multiphase pump, separator and multiphase pump or scrubber in single stage and multistage separator treated fluid.

Artificial alternative production systems are widely used in the fields in deep water to get more optimally field development, the type most widely used systems in deep waters: electro - centrifugal pumping surface, gas lift, electro-centrifugal pumping the seabed, multiphase pumps, gas lift in the riser.

Exist are some of the factors that are important to evaluate if you have deepwater fields, such as the presence of water and gas pressure changes and temperature

changes in the composition of fluids and corrosion of equipment; so it is essential to anticipate potential problems in finding the cheapest and most suitable alternative for its control. And in some cases have different fields overlap, it is best to compare information between each of them in order to correlate that information and determine the best option for the flow assurance existent some factors that are important to evaluate v When deposits are taken into Deep waters, such as the presence of water and gas, pressure and temperature changes, changes in the composition of fluids and corrosion of equipment; So it is essential to anticipate potential problems finding economic alternatives More and more adequate control of their para. And in some cases if they have different adj overlapping fields, it is best compare information Between one each of them in order to correlate that information and determine S. The best choice for flow assurance.

For efficient development of oil fields in deep waters should take into account all available information from the field, mainly with regard to their geological, petrophysical and geomechanical for the best selection of existing technology to the optimal development of field with the best infrastructure and optimizing the use of human and financial resources.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son una fuente de energía muy importante a nivel mundial, ya que el petróleo y gas son las principales fuentes de generación de energía que cubre las necesidades industriales, comerciales y del sector doméstico en la actualidad.

La exploración y explotación de los hidrocarburos siempre han requerido del uso de nuevas tecnologías e innovación continua, ya que cada vez se van perforando pozos con un nivel mayor de complejidad geológica o más profunda, lo que aumenta las complicaciones de perforación y extracción de los hidrocarburos.

Esto implica una mejora constante de las diversas tecnologías en la industria petrolera, para cumplir con sus objetivos propuestos de perforación, extracción y comercialización de los hidrocarburos con rendimiento económico, también es muy importante el disminuir los riesgos del personal, las instalaciones y el daño a los ecosistemas en el área del yacimiento.

En la actualidad, la demanda de petróleo y gas cada día se incrementan en gran medida, además de que los yacimientos convencionales han empezado con una mayor declinación de su producción, por lo tanto ha surgido la necesidad mundial de buscar el desarrollo de yacimientos cuyas profundidades, localizaciones y ambientes de depósito se encuentran en el mar a profundidades mayores a las localizadas en condiciones marinas someras, por lo que su exploración y explotación se vuelven complejas debido en las condiciones a las que se encuentran.

Los yacimientos que se estudian en este trabajo, se encuentran en aguas profundas y representan una fuente importante de recursos a nivel mundial, aproximadamente 33 países han incursionado con éxito en la extracción y comercialización de recursos petroleros en aguas profundas.

Las aguas profundas, corresponden a la explotación de hidrocarburos en regiones oceánicas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, medidos desde la superficie del agua hasta el lecho marino, llegando hasta un máximo de profundidad de 1500 metros (Ramírez, 2014); superando los 1500 metros de profundidad se consideran aguas ultra profundas (Figura. 1.1).

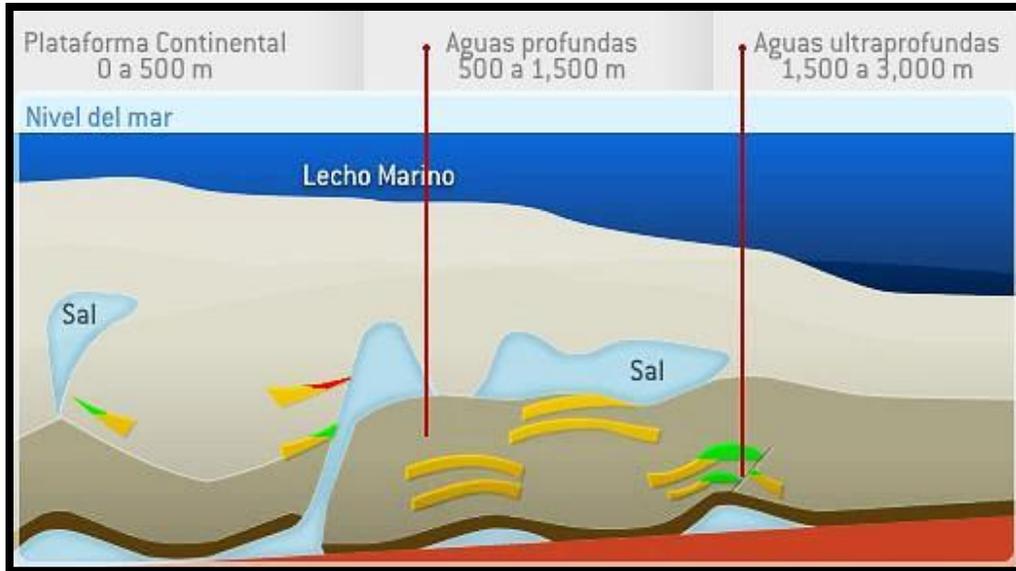


Figura 1.1 Clasificación de yacimientos petroleros a diferentes profundidades (Ramírez, 2014).

En el Golfo de México se encuentran grandes oportunidades para descubrir y desarrollar yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, una prueba de ello es el éxito comercial que ha generado Estados Unidos en el desarrollo de actividades de perforación y producción de los recursos de aceite y gas del Golfo de México dentro de su área económica exclusiva.

En México, la extracción de los recursos petroleros que se encuentran en aguas profundas del Golfo de México representa una gran oportunidad de desarrollo, con mayores retos que los que se tienen en yacimientos ubicados en el continente y en aguas someras.

Los retos son grandes en la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas, además de que se requiere de mayor tiempo para alcanzar los logros, incluyendo el dominio de la tecnología y sobre todo la experiencia en los procesos los cuales son más complejos y costosos en la medida que se incrementa en el tirante de agua.

En este trabajo se estudia un segmento del sector norte del Golfo de México Profundo considerando sus características geológicas, su evolución y el sistema petrolero.

1.1 Objetivo general

Recopilar, sintetizar y analizar la información acerca del origen de la provincia petrolera denominada “Cinturón Plegado Perdido en el Golfo de México profundo”, así como describir las principales características geológico-petroleras que deben tomarse como base para el desarrollo óptimo de sus yacimientos.

1.1.1 Objetivos específicos

- Describir el origen de las provincias geológico-petroleras del Golfo de México Profundo.
- Describir que metodologías han dado mejores resultados en exploración y desarrollo de las provincias petroleras en aguas profundas.
- Describir las principales características geológicas de la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido.
- Describir el sistema petrolero que se tiene en el cinturón plegado perdido.
- Proponer la forma en que deben desarrollarse los yacimientos petroleros del cinturón plegado perdido.

1.2 Metas

Para lograr los objetivos antes mencionados es necesario cumplir con las siguientes metas:

- Elaborar una metodología de desarrollo que pueda aplicarse de manera eficiente en las provincias petroleras de aguas profundas en el Golfo de México.
- Elaborar un documento con los ejemplos representativos con relación a la exploración y explotación de yacimientos de gas y aceite en el Golfo de México Profundo.
- Documentar información que sirva como consulta tanto para estudiantes como para el personal de la industria sobre el desarrollo de campos en aguas profundas en México.

1.3 Localización de aguas profundas en el mundo

Las principales regiones en las que existen yacimientos petroleros en aguas profundas son: el Golfo de México, las costas de Brasil, el Mar del Norte, y las costas de África. La siguiente imagen muestra las regiones donde existen reservas probadas y recursos prospectivos en el mundo en el mar para tirantes de agua mayores a los 500 m (Figura 1.2).

1.3.1 Descubrimientos mundiales en aguas profundas

Actualmente existe una gran cantidad de países en los que ya sea por operadores nacionales o extranjeros se han realizado descubrimientos de yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas. La mayoría de los descubrimientos se hicieron en la década de los 90's del siglo pasado, sin embargo, fue a partir del año 2000 cuando se dio inicio a las operaciones en estos campos (Ramírez, 2014). A continuación se mencionan algunos de los yacimientos por país descubiertos en aguas profundas, tomando en cuenta la definición que PEMEX ha establecido para este término.

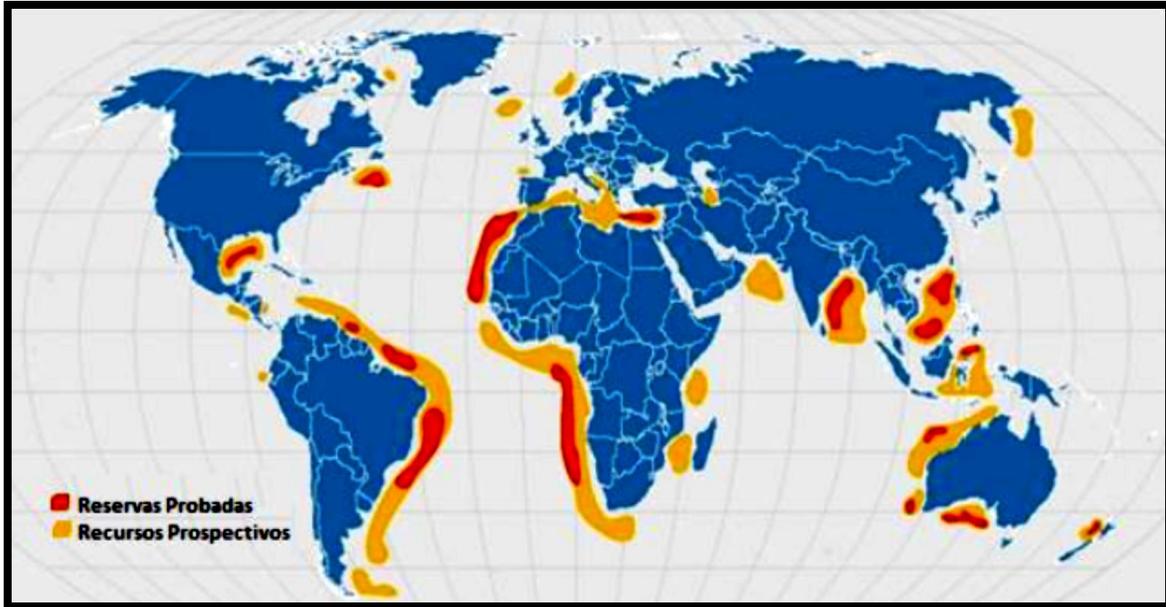


Figura 1.2 Mapa de ubicación de reservas probadas y recursos prospectivos en aguas profundas a nivel mundial (Cárdenas et al, 2013).

- **Nigeria:** En este país se obtuvieron las primeras licitaciones en aguas profundas en el año 1990, sin embargo, fue hasta 1996 que se descubrió Abo, el primer campo en aguas profundas de Nigeria, iniciando su producción hasta el año 2003; cuenta con tirantes de agua entre 550 m y 800 m. En este país se descubrieron además dos campos gigantes en aguas profundas, Bonga a cargo de la compañía Shell, en un rango de tirante de agua de 1,000 m aproximadamente (con una producción diaria de 200 mil barriles de crudo diarios) y Usan a tirantes de agua entre 750 m y 850 m, iniciando su producción en febrero del 2012. Así mismo se encuentra el campo Bosi con 1,458 m de tirante de agua, descubierto en 1999; y el campo Egina descubierto en el 2003, con tirantes de agua entre 1,500 m y 1,750 m.
- **Angola:** El descubrimiento del primer campo petrolero en Angola para aguas profundas fue en 1996, el Campo Girassol con un tirante de agua de 1,360 m, el cual inició su explotación en el 2001 con una producción de 200,000 barriles por día (bpd). Posteriormente en 1997 se descubrió el Campo Dalia a tirantes de agua entre 1,200 m y 1,500 m, el que inició su producción hasta el año 2006. En 1998 se descubrió el campo Rosa, a un tirante de agua de 1,350 m, con reservas probadas y probables que ascienden a los 370 millones de barriles. Hasta el 2011 en Angola se tenían descubiertos 82 campos en aguas profundas con tirantes de agua desde los 500 m hasta los 2,436 m, de los cuales sólo 26 se encontraban produciendo.

- **Guinea Ecuatorial:** En el caso de este país, el primer descubrimiento en aguas profundas fue el campo gigante Zafiro, que se descubrió con la perforación del pozo Zafiro-1 en 1995; su producción inició en 1996 contando con una producción inicial de 40 mil barriles diarios de acuerdo con Exxon Mobil, el tirante de agua de este campo va de 600 m de profundidad hasta los 1,500 m.
- **Ghana:** La compañía Kosmos Energy descubrió en el 2008 a un tirante de agua de 1,320 m el primer yacimiento de aguas profundas, el que fue nombrado Mahogany.
- **Congo:** El descubrimiento de yacimientos en aguas profundas en este país data desde el año 1995, con el Campo Bilondo, y fue hasta el 2004 que se descubrió Mobim, mientras que en el 2007 se encontró el campo Moho. Estos tres campos son conocidos como Moho-Bilondo, iniciando su explotación en el 2008 a cargo de la compañía Total, ubicados a tirantes de agua entre los 600 m y 900 m.
- **Mauritania:** En el año 2001 la empresa australiana Woodside descubrió el campo Chinguetti, el cual se encuentra a un tirante de agua de 791 m, iniciando su producción en el 2006 con 15 Mbpd. Esta misma empresa descubrió el campo Tiof en el año 2003 a un tirante de agua de 1,080 m.
- **Costa De Marfil:** La fecha de descubrimiento del primer campo en aguas profundas en este país fue en 2001, en el Campo Boabab a un tirante de agua de 1,000 m, aunque su producción arrancó en el 2005. También se descubrió el campo Espoir que inició su producción en el 2002 a un tirante de agua de 600 m y el Campo Acajou fue descubierto en el 2003, a 930 m de tirante de agua.
- **Indonesia:** La empresa Chevron es quien ha explorado las zonas en aguas profundas de Indonesia, su primer descubrimiento fue en 1997 con un tirante de agua de 520 m, el segundo campo descubierto que se encuentra produciendo fue nombrado West Seno, el cual en el 2008 producía más de 40 mil barriles diarios. Campo en el que se construyó un sistema combinado de una plataforma de piernas tensionadas (TLP), dos unidades flotantes y ductos que conducen los hidrocarburos a tierra firme.
- **Filipinas:** En el año 1989 fue descubierto el yacimiento Camago a un tirante de agua 736 m, por la compañía Shell, la cual en 1992 también descubrió Malampaya, yacimiento que inició su producción de gas en el 2001.
- **Japón:** Cuenta con un único campo en aguas profundas conocido como Sanriku Oki ubicado a 857 m de tirante de agua.

- **India:** Su primer campo en aguas profundas fue descubierto en el 2000 y fue llamado “Krishna”. Este país cuenta actualmente con cuatro campos en aguas profundas, iniciando su producción de gas en el año 2009.
- **Malasia:** En el 2002 la empresa estadounidense Murphy descubrió el campo gigante Kikeh a un tirante de agua de 1,330 m, iniciando su producción a finales del 2007, con una producción de 100 mil barriles diarios. Así mismo en el 2003 se descubrió el campo Gumusut a 1,200 m de tirante de agua.
- **Australia:** En este país se descubrieron en la década de los 90’s del siglo pasado cuatro yacimientos en aguas profundas: Chrysaor en 1994, Dianysus en 1996, Gargon un año más tarde y Enfield en 1999, de los cuales sólo este último se encuentra produciendo actualmente. Entre el año 2000 y 2005 se descubrieron seis yacimientos a tirantes de agua entre 780 m y 1,321 m, dentro de los cuales se encuentra el súper gigante Jansz.
- **Noruega:** Cuenta con un único campo en aguas profundas denominado Ormen Lange, descubierto en 1997, productor de gas desde octubre del 2007, su producción se destina a Reino Unido por medio de un gasoducto con una longitud de 1,200 km e instalado a una profundidad entre 850 m y 1,100 m.
- **Reino Unido:** En 1994 se descubrieron dos campos Cuillin Central y Cuillin South, para 1995 se descubrió Alligin, los tres campos se ubican al noroeste de Escocia, cerca de las islas Faroes, y aún no inician su producción.
- **Israel:** Se han descubierto tres campos en aguas profundas, el primero fue Noa en 1999 a un tirante de agua de 779 m, y en el 2007 Tamar y Mari-B, este último a 1,646 m de tirante de agua, aunque también se localiza en tirantes de agua someros. En el 2010 se descubrió el campo de gas Leviathan a un tirante de agua de 1,645 m.
- **Egipto:** Egipto cuenta con diez campos en aguas profundas, siendo su primer descubrimiento el campo Saffron en 1998, iniciando su producción en el año 2003. Los campos de este país fueron descubiertos entre 1998 al 2002; sólo cinco de ellos se encuentran produciendo.
- **Brasil:** Este país descubrió su primer campo en 1985 a un tirante de agua de 835 m, este campo fue nombrado Marlim e inició su producción en 1991. Brasil cuenta con 38 campos en aguas profundas descubiertos entre 1985 y 2008, de los cuales sólo 19 se encuentran produciendo. En el 2007 se descubrió el campo que hasta el momento es el más profundo en este país a un tirante de agua de 2,231 m, denominado Campo Tupi.
- **Estados Unidos de América:** Hasta 1997 en Estados Unidos de América existían dieciséis campos localizados en tirantes de agua entre 609 m y 914

m, veintiuno mayores a 914 m y menores o iguales que 1,219 m y dieciocho mayores a 1,219 m. En el 2003 se dio el descubrimiento del campo Tubular Bells a tirantes e agua entre 1,310 m y 1,400 m, localizado en frente de Luisiana.

1.4 Cuenca petrolera del Golfo de México en aguas profundas

El Golfo de México profundo comprende el área donde el mar tiene tirantes mayores a 500 m cubriendo una superficie de más de 570,000 km^2 , de los cuales, alrededor de 300,000 km^2 se ubican en tirantes de agua de entre 500 y 3000 m. Con base a sus características geológicas, el Golfo de México profundo se ha subdividido en 6 provincias geológicas (Figura 1.3), la cuales se describen brevemente a continuación haciéndose énfasis en las de mayor potencial económico petrolero de acuerdo a lo expuesto por PEMEX, 2010 (Escalera 2010).



Figura 1.3. Mapa que muestra (A, A') la división de las provincias petroleras de la Cuenca de Petrolera del Golfo de México (José Escalera, 2010).

1.4.1 Provincias Petroleras de la Cuenca del Golfo de México Profundo

1. Salina del Bravo.
2. Cinturón Plegado Perdido.
3. Cordilleras Mexicanas.

4. Salina del Istmo.
5. Cinturón Plegado Catemaco.
6. Abisal del Golfo de México.

1.4.2 Salina del Bravo

Esta provincia se localiza en el sector noroccidental del Golfo de México, frente al delta del Río Bravo (Figura. 1.4), en tirantes de agua que varían de 500 a 2500 m, se caracteriza por la presencia de secuencias tabulares de sal, toldos y diapiros, evacuados desde el poniente, que de acuerdo al modelo regional, traslapan a un cinturón plegado subsalino que hacia el oriente emerge como el Cinturón Plegado Perdido. Hacia el occidente, esta provincia presenta una franja, casi paralela al borde del talud continental, dominada por una tectónica salina representada por diapiros y paredes de sal con sus depresiones o minicuenas asociadas, que dieron el espacio de acomodo de la sedimentación del Neógeno. Estos cuerpos de sal evolucionaron a partir de mantos de sal alóctona que se emplazaron a niveles más someros en diferentes tiempos en las secuencias del Paleoceno al Mioceno (Cruz et al, 2010, PEMEX, 2013).



Figura 1.4. Ubicación de la provincia petrolera Salina del Bravo en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2013).

1.4.3 Cinturón Plegado Perdido

Se localiza al oriente de la Provincia Geológica Salina del Bravo y se caracteriza por presentar un estilo de pliegues y fallas inversas orientadas de noreste a suroeste, que despegan en la sal autóctona jurásica (Figura. 1.5). Este cinturón plegado se asocia a la compresión y al mecanismo de movimiento de la sal originado por la tectónica gravitacional ocurrida al occidente del área, en la Provincia Petrolera de Burgos, durante el Oligoceno-Mioceno (Cruz et al, 2010). Las trampas de este cinturón son grandes estructuras anticlinales (con áreas de 100 a 250 km²), nucleadas por sal, alargadas (más de 40 Km) y apretadas, con tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 m. El cinturón de pliegues se extiende hacia la parte estadounidense del Golfo de México, en donde se han realizado varios descubrimientos importantes de aceite entre los que se encuentran Baha, Trident, Great White, Tobago, Silvertip y Tiger. En México se ha confirmado la existencia de yacimientos de aceite de 29°API, en areniscas de abanicos turbidíticos del Eoceno inferior en el pozo Trión 1 (2012); en areniscas turbidíticas asociadas a canales amalgamados de la misma edad en Maximino 1 (2013), que contienen aceite ligero de 43° API y en areniscas turbidíticas de canales y de desborde del Oligoceno en el pozo Supremus 1, con aceites de 29°API (2012). En el pozo PEP 1 (2013), se presentaron manifestaciones de aceite de 43° API en areniscas del Eoceno inferior. Se estima que también pueden existir yacimientos en calizas fracturadas mesozoicas de aguas profundas en estructuras de esta Provincia Geológica (Fiduk et al., 1999; Guzmán, 1999; Trudgill et al., 1999; Patiño et al., 2003; Holguín et al., 2005; Yu et al., 2007, PEMEX, 2013).

1.4.4 Cordilleras Mexicanas

Esta provincia se localiza al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tamaulipas, donde se formó un amplio cinturón plegado desde la parte sur de la Provincia Salina del Bravo hasta el límite noroccidental de la Provincia Geológica del Cinturón Plegado Catemaco, generado como respuesta a la extensión gravitacional de la faja extensional desarrollada en la parte sur de la Cuenca de Burgos y en la Provincia Geológica del Cinturón Extensional Quetzalcoatl. Este cinturón plegado se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km² en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 m. Se caracteriza por anticlinales asimétricos largos y angostos, generalmente con convergencia al oriente y en algunos casos en sentido opuesto. El sistema ligado extensión - compresión que propició la formación de la Provincia Geológica Cordilleras Mexicanas se transmite a través de más de una superficie de despegue dentro del Cenozoico, interpretándose la más importante en el Eoceno superior (Figura. 1.6),(PEMEX, 2013).



Figura 1.5. Ubicación de la provincia petrolera el Cinturón Plegado Perdido en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2013).



Figura 1.6. Ubicación de la provincia petrolera las Cordilleras Mexicanas en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2013).

1.4.5 Salina del Istmo

Esta provincia es la extensión hacia aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo y se distribuye desde la isobata 500 m hasta la planicie abisal, es la contraparte sur de la Provincia Geológica Salina del Bravo. Se caracteriza por presentar diferentes estilos de tectónica salina, que en una dirección sur-sureste a norte-noroeste, evoluciona de diapiros comprimidos, algunos colapsados, que están conectados con la sal madre; por su origen se asocia a procesos de “downbuilding” por lo que favorece la formación de minicuenas, con diversas geometrías de toldos de sal alóctona emplazados cerca del fondo marino; también presentan estructuras contraccionales por movimiento de sal (Figura 1.7). Estas estructuras corresponden al acomodo de la extensión gravitacional del Plioceno-Pleistoceno, presente en las Provincias Petroleras Sureste como un sistema ligado (Pindell et al., 2002). Estas fases tectónicas generaron una estructuración continua, al menos, desde el Mioceno al Reciente, con la creación de un número considerable de oportunidades exploratorias asociadas a trampas combinadas y estructurales para el Cenozoico y Mesozoico.

En esta área se han perforado pozos que corroboran la presencia de hidrocarburos gaseosos y condensados en trampas neógenas. Se postula que en trampas más antiguas pueden existir hidrocarburos líquidos. La presencia de sal hace muy complejo el modelado geoquímico para poder estimar las áreas favorables para contener hidrocarburos (PEMEX, 2013).

1.4.6 Cinturón Plegado Catemaco

Esta provincia se localiza al norte del Complejo Volcánico de los Tuxtlas, en la porción marina profunda. Es un cinturón deformado con pliegues asimétricos con orientación noreste-suroeste y vergencia al noroeste, afectados por fallas inversas y cabalgaduras que despegan de superficies ubicadas en la base del Paleoceno y el Eoceno (Figura.1.8). De acuerdo con las secuencias de acumulados en una zona de extensión asociada a la deformación del Cenozoico, este sistema plegado se formó durante el Mioceno Medio-Tardío, contemporáneo a la deformación Chiapaneca y por la orientación de sus ejes parece estar influenciado por el colapso gravitacional del Neógeno. Estos eventos tectónicos estructuraron la columna sedimentaria cenozoica que contiene areniscas de canales y abanicos submarinos en la sección del Oligoceno al Mioceno Superior, formando trampas estructurales y combinadas. Los recientes descubrimientos en el área han corroborado la presencia de gas en trampas neógenas y se postula que en trampas más antiguas pueda existir la presencia de aceite ligero (Holguín et al., 2005, PEMEX, 2013).



Figura 1.7. Ubicación de la provincia petrolera Salina del Istmo en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2013).



Figura 1.8. Ubicación de la provincia petrolera del Cinturón Plegado de Catemaco en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2013).

1.4.7 Abisal del Golfo de México

Se localiza en la parte central y más profunda del Golfo de México (Figura. 1.9), en esta área la columna sedimentaria no tiene una deformación importante, por lo que solo pudieran existir estructuras de muy bajo relieve o trampas estratigráficas que sean de bajo interés económico, se infiere que en ella están contenidas rocas arcillosas y desarrollos de areniscas en abanicos de piso de cuenca. Por su tirante de agua representarían la última frontera en el Golfo de México Profundo (PEMEX, 2013).



Figura 1.9. Ubicación de la provincia petrolera del abisal del Golfo de México (A, B, C) (PEMEX, 2013).

1.5 Importancia de los yacimientos petroleros en aguas profundas del Golfo de México

Con el agotamiento de las reservas de crudo en yacimientos dentro del continente y en aguas someras, la exploración y producción de aceite en aguas profundas ha llegado a ser una oportunidad para la industria petrolera. La exploración y producción costa-afuera de aceite y gas están avanzando a aguas más profundas por el gran potencial que existe (Rojano, 2014).

Las exploraciones y trabajos realizados han permitido realizar localizaciones cuya ubicación supera los 500 metros de tirante de agua, con lo que se han realizado

descubrimientos importantes. En otros países se han descubierto campos gigantes de más de 500 millones de barriles, e incluso se han encontrado campos súper gigantes de más de 5,000 millones de barriles como son los campos descubiertos por Petrobras en Brasil.

PEMEX descubrió entre 2004 y 2007 cinco campos en profundidades mayores de 500 metros. En nuestro país las Aguas Profundas con mayor interés petrolero se localizan en las aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México, conformada por una extensión de alrededor de 575 mil kilómetros cuadrados; al norte limitan con aguas territoriales de Estados Unidos y al oriente con aguas territoriales de Cuba.

Los trabajos de exploración llevados a cabo por Petróleos Mexicanos en aguas profundas han brindado información geológica y geofísica que permitió descubrir distintas provincias petroleras. Se estima que más del cincuenta por ciento de los recursos potenciales o prospectivos del país se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 575 mil kilómetros cuadrados.

La importancia de esta zona radica en que es el área en donde se interpreta se encuentran campos petroleros con volúmenes muy importantes de hidrocarburos, lo que está basado en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha (Sánchez, 2012). Los yacimientos potenciales localizados en el Golfo de México Profundo se localizan en el subsuelo entre 500 y 3,200 metros de tirante de agua.

PEMEX ha continuado e intensificado sus actividades exploratorias en la planicie costera, en la plataforma continental y en aguas profundas del Golfo de México, de las cuales un 55% se encuentra en aguas profundas, de acuerdo con la proyección petrolera para el 2007-2016 (Sánchez, 2012).

Del total del recurso en esta cuenca, se tienen documentado lo que representa un 32% del potencial; el 68% restante está en proceso de documentación (PEMEX, 2011, Sánchez, 2012).

Es necesario entender el potencial de los recursos prospectivos en aguas profundas a nivel mundial, ya que se han realizado estimaciones que indican que existe una cantidad de 250 billones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual representa cerca del 60% es crudo disponible para su explotación.

Hoy en día, la mayor parte de las reservas petroleras mundiales, se encuentran debajo de los océanos, al límite de las posibilidades actuales de alcance, todo indica que el futuro de la exploración y explotación petrolera se encuentran en aguas profundas. Considerando que ha ocurrido una gran declinación en las

reservas en la zona continental y en aguas someras, y que la demanda mundial de hidrocarburos ha ido aumentando con el paso de los años, se requiere de lograr rápidos avances en los métodos de exploración y producción en aguas profundas para mejorar el escenario petrolero (Buendía Díaz de Bonilla J.A, Franco Flores. E., 2013).

1.6 Estado del arte

1.6.1 Planeación de la explotación de yacimientos en aguas profundas

En todos los proyectos de la industria petrolera es necesario que se cuente con una planeación detallada, en donde se estipulen y administren las etapas a seguir para la exploración y el desarrollo de un campo. En aguas profundas los costos son mayores en cada una de las operaciones; se deben considerar las limitantes y los riesgos del entorno, se hace necesaria una planeación aún más minuciosa. La planeación requiere de una fuerte base de sustento, la cual proporcionará la información de entrada para el desarrollo de cualquier yacimiento o campo (Sánchez, 2012).

La planeación es clave para lograr el éxito en el desarrollo de un proyecto en aguas profundas, estando presente a lo largo de toda la vida del mismo, para poder retroalimentarlo y así generar mejores prácticas, considerando la experiencia de operación de las compañías involucradas; así mismo se requiere de una evaluación continua con el fin de obtener información necesaria para analizar la evolución de cada etapa, las cuales en su mayoría son dependientes entre sí (Sánchez, 2012).

1.6.2 Exploración de hidrocarburos en aguas profundas

La operación en la exploración petrolera se refiere a la actividad por medio de la cual es posible descubrir nuevos yacimientos y así poder incorporar reservas, ya sea de gas o de aceite. La probabilidad de éxito que tiene va de un 10% a un 40%, la cual depende en gran medida del nivel de conocimiento y de la tecnología con la que se cuenta. La exploración dentro de la industria petrolera ha tenido sus altibajos, teniendo grandes avances en cuanto a la tecnología utilizada para poder descubrir nuevos yacimientos en nuevas áreas (Sánchez, 2012).

❖ Prospección geofísica.

La sísmica es el método geofísico más utilizado dentro de la exploración en la industria petrolera y el que mejores resultados ha brindado, siendo éste método el que ha permitido que la exploración en aguas profundas sea un éxito. La sísmica involucra cuatro etapas: adquisición, procesamiento, visualización e interpretación. En aguas profundas la actividad sísmica es la base para la recopilación de datos, así que con una buena interpretación se

puede lograr la localización de yacimientos; esta actividad se realiza por medio de barcos equipados para recolectar datos sísmicos del subsuelo. Por otro lado, la tecnología electromagnética (EM) ha sido adaptada para aguas profundas, donde los equipos de exploración integran los datos EM con los sísmicos para mejorar la resolución estructural y localizar yacimientos con reservas de hidrocarburos con gran precisión. Dentro de las nuevas tecnologías que ayudan a solucionar los problemas de definición de estructura en la exploración del subsuelo, se encuentran los levantamientos sísmicos de cobertura amplia (WAZ, por su nombre en inglés). Este método proporciona los datos de todas las trayectorias de ondas sísmicas que viajan en diferentes direcciones, así como el incremento en la relación señal-ruido demostrando tener una buena resolución en ambientes heterogéneos. Para las formaciones de sal estas trayectorias sísmicas han sido mejoradas con el uso de WAZ lo que mejora la iluminación en las capas por debajo de la sal, en especial alrededor de los límites (Sánchez, 2012).

❖ **Perfil sísmico vertical.**

El levantamiento de sísmica de pozo es un método que vincula las imágenes sísmicas de superficie basadas en el tiempo con los registros de pozos basados en la profundidad y se clasifica según la geometría del levantamiento que se determina por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de los receptores (Sánchez, 2012).

❖ **Implementación de gravimetría y magnetometría a la exploración petrolera en aguas profundas.**

La gravimetría y magnetometría son dos métodos geofísicos conocidos como métodos potenciales, utilizados comúnmente para la exploración de grandes áreas, visualización de nuevas cuencas y su delimitación. En el Golfo de México es un procedimiento normal la adquisición de datos magnéticos y gravimétricos de alta resolución complementados con estudios de sísmica 2D y 3D. Es por ello que la combinación de estas tecnologías, ha hecho más rápida y eficiente la exploración en zonas que no habían sido exploradas. Por lo general, el uso de la gravimetría y magnetometría se aplica en áreas donde es muy difícil que la sísmica se realice (Sánchez, 2012).

1.6.3 Perforación en aguas profundas

La perforación en aguas profundas es una de las actividades más críticas en la explotación de hidrocarburos costa afuera. El diseño, ejecución y control deben ser lo más preciso posibles debido a que un error en este ambiente puede ocasionar grandes pérdidas humanas, ambientales y/o económicas. La actividad más riesgosa de la perforación en aguas profundas, es al perforar pozos

exploratorios puesto que en ese momento no se han podido determinar los tipos de fluidos y las presiones anormales exactas que serán enfrentadas, por lo cual se requieren modelos de gradiente de presión y presión anormal lo más cercano a la realidad. Existiendo adicionalmente un riesgo asociado a no encontrar acumulaciones de hidrocarburos económicamente rentables (Sánchez, 2012).

1.6.4 Instalaciones de perforación para Aguas Profundas

Las instalaciones superficiales en aguas profundas son el pilar de las operaciones de perforación, y pueden tener capacidades y características diferentes según el tipo de tecnología utilizada.

- ❖ **Plataformas de piernas tensionadas (TLP).** Son plataformas que se definen como estructuras flotantes, pero también pueden ser clasificadas como plataformas fijas. Su instalación es sencilla ya que no requiere barcasas grúa, el costo de la TLP se incrementa conforme el tirante de agua es mayor debido a los cables de anclaje, presentando como otra desventaja que soporta un solo equipo de perforación y tiene una tecnología compleja. Se emplean para la perforación de pozos en aguas profundas a tirantes de agua entre 460 m y 2,200 m (Sánchez, 2012).
- ❖ **Plataforma Spar:** Es una estructura flotante utilizada para la perforación y producción de hidrocarburos en aguas profundas, pudiendo operar en tirantes de agua de más de 3,000 m. Existen dos variaciones del diseño original de las plataformas SPAR:
 - **Truss Spar:** El cilindro de estas Spar es más corto y está unido a una subestructura la cual usualmente incorpora placas horizontales que ayudan a disminuir el movimiento vertical.
 - **Spar de celdas:** Es la más reciente variación, y es una versión de menor escala que el diseño original.
- ❖ **Plataformas semisumergibles:** Estas plataformas incluyen columnas y pontones que se llenan de agua con el fin de que se sumerjan a una profundidad determinada y sobre ellos flote la estructura de la plataforma. Existen dos tipos de plataformas semisumergibles:
 - **Semisumergible tipo botella:** Este tipo de plataformas requiere de un sistema de anclaje para mantenerse en el lugar requerido.
 - **Semisumergible de columnas estabilizadas:** Este tipo de semisumergible es sumergida hasta la profundidad deseada rellenando parcialmente los cascos horizontales con agua.
- ❖ **Barcos perforadores:** Un barco perforador es una embarcación marina modificada, capaz de perforar pozos para la exploración y explotación de aceite y gas, equipado con una torre de perforación y presa de lodos. Algunos de estos barcos operan a tirantes de agua entre 300 m y 1,000 m, mientras

que otros más especializados pueden utilizarse a tirantes de agua de 3,050 m, y son capaces de perforar pozos de casi 10,000 m de profundidad a partir del lecho marino (Sánchez, 2012).

- ❖ **Sistema de posicionamiento dinámico (DPS, por sus siglas en inglés):** Es utilizado para que las plataformas de perforación en aguas profundas permanezcan en un lugar sin la necesidad de instalar anclas al lecho marino (Sánchez, 2012).
- ❖ **Umbilicales:** Son tubos de acero, termoplástico o una combinación de éstos, utilizados para la inyección de fluidos, transmitir potencia eléctrica e hidráulica así como señales de control y para el monitoreo de los equipos submarinos. La configuración de los umbilicales puede ser muy variada, su manufactura considera aspectos particulares de cada proyecto tales como: distancia entre equipos, resistencia a presiones externas, número de funciones, tamaño de líneas de transporte, requerimientos eléctricos, temperatura, tiempo de vida, así como condiciones dinámicas y estáticas.
- ❖ **Sistemas de control:** Se encargan de suministrar los servicios que se enviarán a través de los umbilicales, se clasifican en sistemas superficiales de control y sistemas submarinos de control.
- ❖ **Operación de instalación de tubería conductora:** La tubería conductora es la primer tubería en ser instalada dentro del proceso de construcción del pozo, siendo así la primer barrera que existe entre el exterior y el agujero del pozo; sus funciones principales son dar estructura y soporte a la tubería de revestimiento, al preventor y al árbol submarino (Sánchez, 2012).
- ❖ **Método de Jetting:** Esta técnica de instalación de la tubería conductora es la más utilizada en la actualidad, debido a la disminución de tiempo consumido por la operación comparándolo con técnicas en la que se perfora primero un agujero para luego bajar y cementar la tubería conductora así como la reducción de costos por renta de equipo de perforación (Sánchez, 2012).
- ❖ **Instalación con apoyo de martillo hidráulico:** Se utilizan barcazas para la transportación de tuberías y con apoyo de un buque de asistencia para la instalación de pilotes (AHV) se procede a instalar tuberías conductoras en el fondo marino (Sánchez, 2012).
- ❖ **Riser:** Son tuberías verticales que forman parte de la línea de producción, establecen directamente la comunicación entre el lecho marino y la instalación huésped, tanto para llevar a la superficie los fluidos producidos como para la inyección de los mismos. Pueden ser tanto rígidos como flexibles y están diseñados para resistir el esfuerzo, la tensión y la corrosión; y en algunos casos se pueden aislar de las temperaturas oceánicas. Existen tres tipos risers los cuales son riser flexible, riser rígido o tensionado y riser híbrido.
- ❖ **Cementación en aguas profundas:** La cementación en aguas profundas es un aspecto crítico en la cual se deben considerar el ambiente de Aguas

Profundas y las condiciones de fondo de pozo. Así mismo se debe contar con sistemas especializados de cementación para realizar esta operación durante la perforación sin riser (Sánchez, 2012).

Los objetivos que tiene la cementación en aguas profundas son:

- Proveer un soporte estructural para resistir el pandeo y desgaste de la TR, así como brindar una base estable para la colocación de tuberías más profundas.
- Obtener un sello hidráulico eficiente que ayude a evitar la migración de fluido detrás de la tubería de revestimiento y sellar las zonas de migración somera.
- Disminuir tiempo de fraguado del cemento WOC no importando la temperatura que se tenga.

1.6.5 Terminación en Aguas Profundas

La terminación de pozos es la etapa que se realiza después de la cementación de la última tubería de revestimiento programada, esta operación consiste en convertir al pozo en un sistema operacional seguro y eficiente para poder controlar y producir los hidrocarburos del yacimiento o en el caso de pozos inyectores lograr la inyección de fluidos al yacimiento, las técnicas de terminación son similares independientemente de la profundidad del agua, sin embargo en aguas profundas y ultraprofundas son limitadas las técnicas que pueden llevarse a cabo, además se requiere que la terminación seleccionada cumpla con la duración esperada para evitar reparaciones posteriores, la operación de terminación se divide en (Sánchez, 2012):

- ❖ **Terminación baja:** Es la parte de la terminación en la cual se une al yacimiento con el pozo.
- ❖ **Terminación superior:** Es la parte de la terminación en la que se une la terminación baja con la superficie.

La terminación según el criterio que se tome en cuenta se clasifica en:

- ❖ **Interfaz del pozo-yacimiento**
 - **Agujero descubierto:** Este tipo de terminación permite la minimización de gastos para llevar a cabo la terminación de los pozos y opciones de tratamiento flexible en caso de que el pozo se haga más profundo en un futuro.
 - **Pozo entubado:** Consiste en la instalación de la tubería de revestimiento a través del intervalo a producir y es cementada en su lugar. El flujo de fluidos es establecido mediante la perforación de la tubería de revestimiento conectando de esta forma el yacimiento con el pozo.
- ❖ **Zonas productoras**

- **Simple:** Involucra una tubería de producción o tubería conductora, donde el empacador establece la separación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento o liner.
 - **Múltiples:** Este tipo de terminación se lleva a cabo para producir más de un intervalo. Existen varias configuraciones para producir simultáneamente todos los intervalos o ciertos intervalos
- ❖ **Método de producción**
- **Flujo natural:** Son los pozos con terminación en los cuales no se requiere de asistencia, resultando ser más rentables (Sánchez, 2012).
 - **Artificialmente:** En muchos casos, donde los yacimientos tienen alta presión y alta temperatura, estos fluyen naturalmente en un inicio, sin embargo, después de un periodo de tiempo requieren de la ayuda de sistemas artificiales para seguir produciendo. Para las terminaciones con métodos artificiales de producción en aguas profundas se deben considerar las técnicas de bombeo neumático o bombeo electrocentrífugo, así como el impulso del flujo en el lecho marino por medio de bombas (Sánchez, 2012).

1.6.6 Producción en Aguas Profundas

La producción de los hidrocarburos en aguas profundas requiere de la más alta tecnología submarina existente para poder asegurar el flujo de hidrocarburos de una manera económica y segura, con lo cual el costo de inversión se verá remunerado, haciendo factible los proyectos desde el punto de vista económico (Sánchez, 2012).

- ❖ **Sistemas flotantes de producción:** La producción en aguas profundas puede realizarse por medio de unidades flotantes, que corresponden con plataformas que deben tener todos los equipos necesarios para llevar a cabo la producción y procesamiento de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos de forma exitosa y segura. Los principales equipos con los que debe contar una plataforma de producción son (Sánchez, 2012):
- **Separadores bifásicos o trifásicos**
 - **Bombas**
 - **Compresores**
 - **Líneas de descarga**
- ❖ **Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO):** Son una de las nuevas tecnologías para producir hidrocarburos, los cuales son muy utilizados en Aguas Profundas, siendo uno de principales sistemas flotantes de producción elegidos en Brasil y África Occidental (Sánchez, 2012). Como su nombre lo indica, las funciones principales de los FPSO son (Sánchez, 2012):
- **Producción:** Estas unidades flotantes se encargan de producir los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie,

- **Almacenamiento:** Estos tanques son seguros y robustos, generalmente están diseñados con doble casco para evitar con ello derrames al mar.
- **Descarga:** La descarga se refiere al vaciado de los sistemas FPSO. En esta actividad se debe tener mucha precaución para evitar fallas que puedan contaminar el medio ambiente marino.
- ❖ **Árbol submarino:** Es uno de los principales dispositivos de producción que se encuentra instalado en el cabezal de un pozo petrolero en aguas profundas, con el cual se pueden controlar las presiones del yacimiento, permite cerrar y abrir el pozo, medir el flujo a través de equipo compatible, dar acceso a intervenciones, inyectar químicos y dar soporte a la columna de agua; además representa la conexión entre la tubería de producción del pozo y los jumpers submarinos o risers de producción según sea el caso. El diseño de los árboles submarinos está en función de parámetros como (Sánchez, 2012):
 - Características del yacimiento.
 - Características de los fluidos producidos.
 - Tirante de agua en el cual serán instalados.
 - Funciones de fondo de pozo que estarán en operación.
 - Tipo de químicos necesarios a ser inyectados.
 - Requerimientos de la arquitectura submarina en la que se instalará el árbol.
 - Características del pozo: diámetro de la tubería de producción, tipo de terminación.
 - Presión y temperatura máxima de los fluidos producidos.
 - Sistema de control.
 - Tipo de cabeza del pozo.
- ❖ **Manifold submarino:** Es una estructura submarina, en la cual se alojan un conjunto de tuberías, válvulas, estranguladores y equipo de control. Ayuda a minimizar la cantidad de risers necesarios y optimizar el flujo de los fluidos del sistema, los manifolds se dividen en (Sánchez, 2012):
 - **Manifold de producción:** Encargado de recibir y redirigir los fluidos de producción (gas y/o aceite).
 - **Manifold de inyección:** Recibe y distribuye los fluidos de inyección (gas, agua, químicos).

1.6.6.1 Sistemas Artificiales de Producción

- ❖ **Bombeo electrocentrífugo:** Es un sistema de levantamiento artificial multi-etapas muy utilizado en aguas profundas, tiene la capacidad de ser instalado de manera práctica y rápida en comparación con otros sistemas de bombeo, requiriendo solamente de una fuente de energía eléctrica continua para su funcionamiento (Sánchez, 2012).
- ❖ **Bombeo neumático:** Es uno de los sistemas artificiales de producción más importantes para los pozos costa afuera. El gas a altas presiones es inyectado

dentro de la tubería de producción o en el espacio anular, donde su gasto inicial de flujo es controlado por medio de la válvula del bombeo neumático instalada dentro de los mandriles en la tubería de producción. La finalidad que tiene es aligerar la columna de fluidos reduciendo la presión de fondo del pozo (Sánchez, 2012).

- ❖ **Bombeo electrocentrífugo en el lecho marino:** Se pueden emplear este tipo de bombas en el lecho marino con el fin de elevar la presión del flujo de hidrocarburos proveniente del pozo (Sánchez, 2012).
- ❖ **Bombas multifásicas:** Debido a que algunos de los desarrollos de campos en aguas profundas requieren maximizar el uso de los recursos de proceso para poder hacer factible el proyecto, se hace necesaria la implementación de equipos de bombeo que puedan aumentar la presión del flujo de hidrocarburos posicionados mucho antes de un sistema de separación y que pueda hacer posible el transporte por ductos a gran distancia (Sánchez, 2012).
- ❖ **Bombeo neumático en el riser:** El bombeo neumático en el riser consiste en la inyección de un determinado gasto de gas a la parte inferior del riser, con lo que se pretende aligerar la columna de aceite para obtener una mejor producción (Sánchez, 2012).

CAPÍTULO II. EL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO

2.1 Ubicación

La Cuenca Sedimentaria del Golfo de México Profundo perteneciente a México corresponde a la porción central del Golfo de México, limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva de México; ya que la cuenca comprende parte de la zona Exclusiva de Cuba y de Estados Unidos de Norteamérica. En los últimos años se han realizado varios trabajos exploratorios para evaluar el potencial petrolero del área, que comprende desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios en áreas estratégicas. Con base en estos estudios se han identificado en la región siete zonas con características geológicas distintivas, las que corresponden a Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Planicie Abismal, Cordilleras Mexicanas, Pliegues de Catemaco, Salina del Istmo y Escarpe de Campeche, mismas que se muestran en la figura 2.1 (PEMEX, 2013).

2.2 Características geológicas

2.2.1 Marco estratigráfico y ambiente de depósito

De acuerdo con el modelo de apertura del Golfo de México propuesto por Pindell 1982, la estratigrafía de la cuenca profunda del Golfo va del Jurásico Medio al Reciente (Figura. 2.2); presenta como basamento dos tipos de corteza. Se interpreta por medio de correlación sísmica que en el centro de la cuenca se tienen rocas de probable edad Jurásico Tardío, que sobreyacen a una corteza oceánica, mientras que hacia las márgenes del bloque Yucatán y Norteamérica, rocas evaporitas y lechos rojos cubren una corteza continental adelgazada.

En la figura 2.2 también se muestra la estratigrafía típica del Golfo de México Profundo desde el basamento hasta los sedimentos recientes; además se indican los elementos tectónicos, tectono-estratigráficos, y lo correspondiente al sistema petrolero. En el Jurásico Medio ocurrió la primera invasión oceánica en condiciones críticas, por lo que se depositaron evaporitas, en las zonas de menor topografía; estas condiciones cambiaron para el Jurásico Tardío ya que ocurrió una mayor entrada de aguas marinas en la cuenca, por lo que se desarrollaron rampas carbonatadas y siliciclásticas hacia los bordes, mientras que hacia el centro de la cuenca se considera que prevalecieron ambientes de mar abierto, donde se depositaron calizas arcillosas.

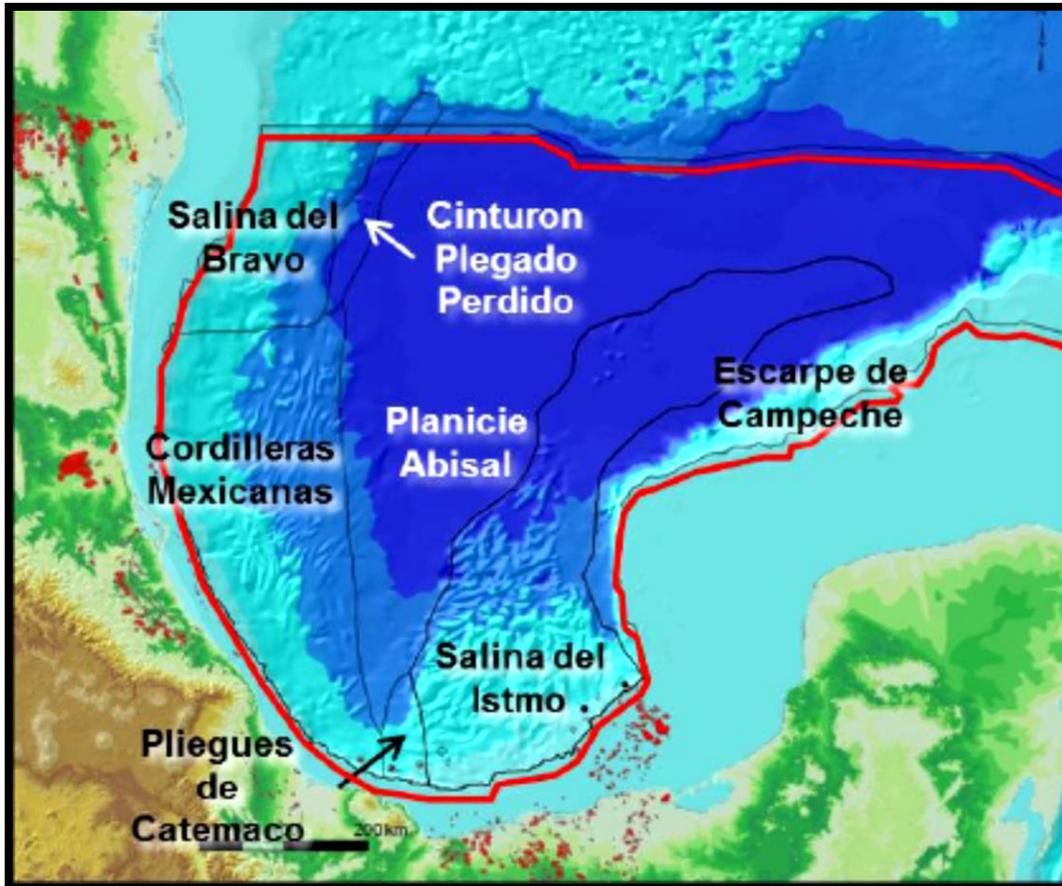


Figura 2.1. Mapa de localización de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (PEMEX, 2013).

A finales del Jurásico Tardío una transgresión marina a mayor escala permitió que prevalecieran los ambientes, donde se depositaron calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica. Para el Cretácico, se generaron condiciones de cuenca abierta, donde se depositaron carbonatos y carbonatos arcillosos de cuenca en el sector profundo del Paleogolfo (PEMEX, 2003).

Con el cambio del régimen sedimentario, en el Cenozoico Temprano la cuenca comenzó a recibir sedimentación terrígena por lo que se depositaron turbiditas en donde predominan las facies de canales y abanicos de piso de cuenca; lo que continuó en el Eoceno, en el Mioceno Tardío y hasta el Plioceno, tanto en las provincias de Salina del Bravo, el Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, el Cinturón Plegado de Catemaco y la parte suroeste de la Cuenca Salina del Istmo (PEMEX, 2003).

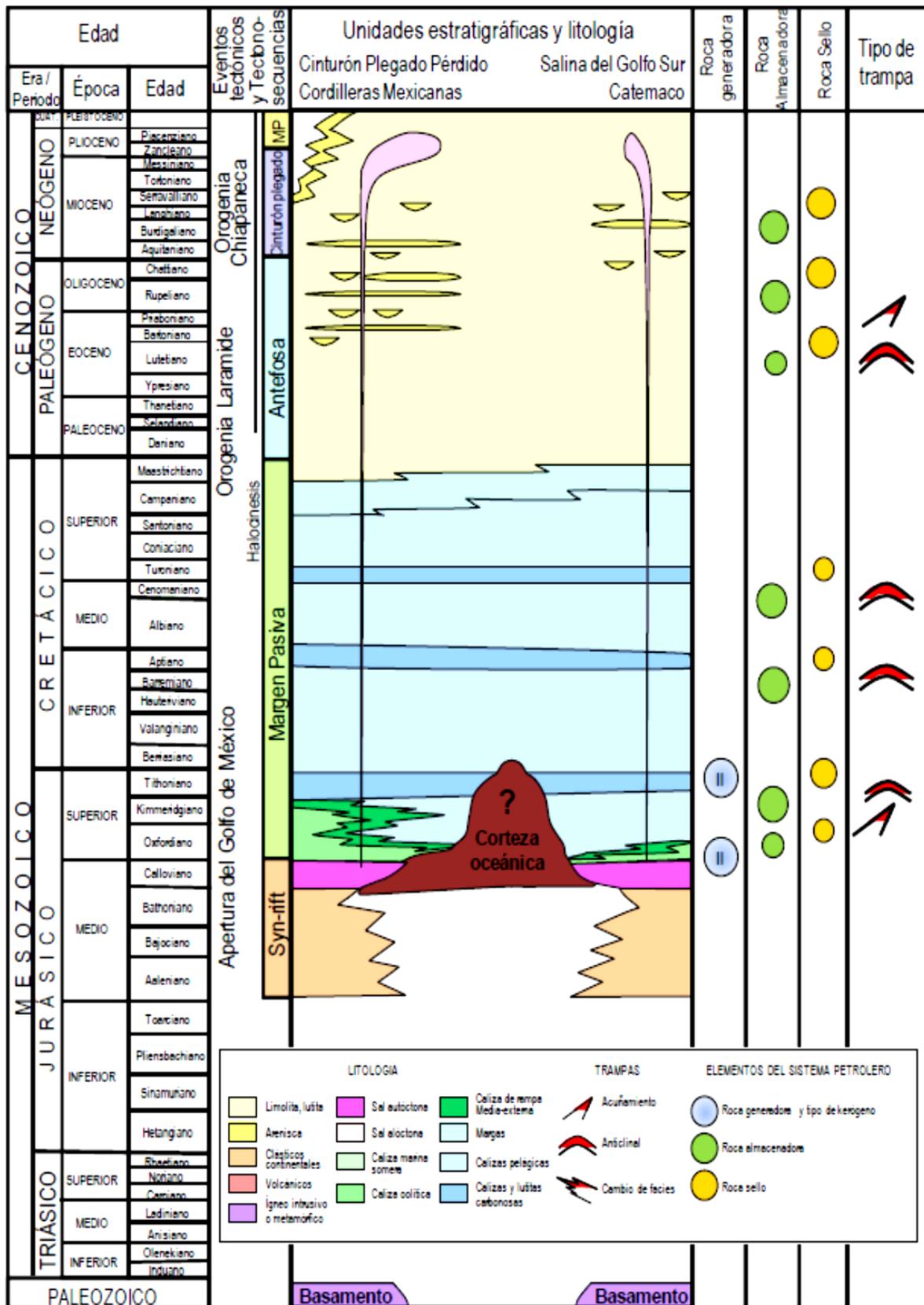


Figura 2.2 Columna estratigráfica de la provincia petrolera Golfo de México Profundo (modificada de Escalera y Hernández, 2010).

2.2.2 Origen y evolución tectono-estratigráfica del Golfo de México

Aunque el tema de este trabajo se enfoca en la parte norte del área marina del Golfo de México, en aguas profundas, es de vital importancia mencionar los antecedentes tectono-estructurales y sedimentológico-estratigráficos regionales que influyeron en la evolución geológica de la mega cuenca del Golfo de México (Pérez, 2010).

Dentro del marco tectónico se tienen diversos elementos regionales que jugaron un papel muy importante en la evolución y apertura del Golfo de México, como son: el Bloque de Chortis, el Macizo Granítico de Chiapas, la Sierra de Chiapas, y el Bloque de Yucatán, entre otros. De forma general la historia tectónica del sureste de México, durante el Mesozoico y Cenozoico, se divide en cinco periodos:

- Periodo de Rifting (Triásico Superior- Jurásico Medio).
- Periodo Tectónico de Margen Pasiva (Jurásico Superior-Cretácico Superior).
- Periodo Tectónico de Compresión (Cretácico Superior-Paleogeno).
- Periodo de desarrollo de cuencas foreland (antepaís), (paleógeno-Neogeno).
- Periodo de extensión con fallas normales (Neogeno-Reciente).

2.2.2.1 Periodo de Rifting

Triásico Superior - Jurásico Inferior

Debido a la falta de información geológica directa del Golfo de México, muchos de los diferentes autores que han estudiado el área coinciden en interpretar con métodos indirectos que el origen del Golfo ocurrió en las diferentes fases relacionadas a la apertura del Tethys durante el Triásico, y la apertura del Atlántico y el Golfo de México durante el Jurásico (Van der Voo et al., 1976). Durante esta época (hace 227 Ma) se interpreta que la placa de Norteamérica comenzó a separarse de las placas de África y Sudamérica en un proceso de rifting durante la disgregación de Pangea. La disgregación causó la apertura del mar de Tethys y dio origen a un proto-océano Atlántico y Golfo de México a partir del Jurásico (Van der Voo et al., 1976) (Figura 2.3). Se crearon grabens y medios grabens con un desarrollo extensional y transtensional a lo largo del frente los cinturones orogénicos Apalachianos y Alegenianos alrededor de la periferia del Golfo de México (Pindell y Dewey, 1982). Los grabens fueron rellenados con secuencias terrígenas (lechos rojos) continentales y material volcánico desde el Triásico Superior hasta el Jurásico Inferior. En el norte del Golfo de México estos depósitos son conocidos como la Formación Eagle Mills con un espesor de hasta 600 m; mientras que en el oeste del Golfo de México en la región de Tamaulipas los

depósitos llegan a ser de 2000 m de espesor y corresponde con la Formación Huizachal; en el suroeste del Golfo de México se les denominan como Formación Todos Santos (Pérez, 2010).

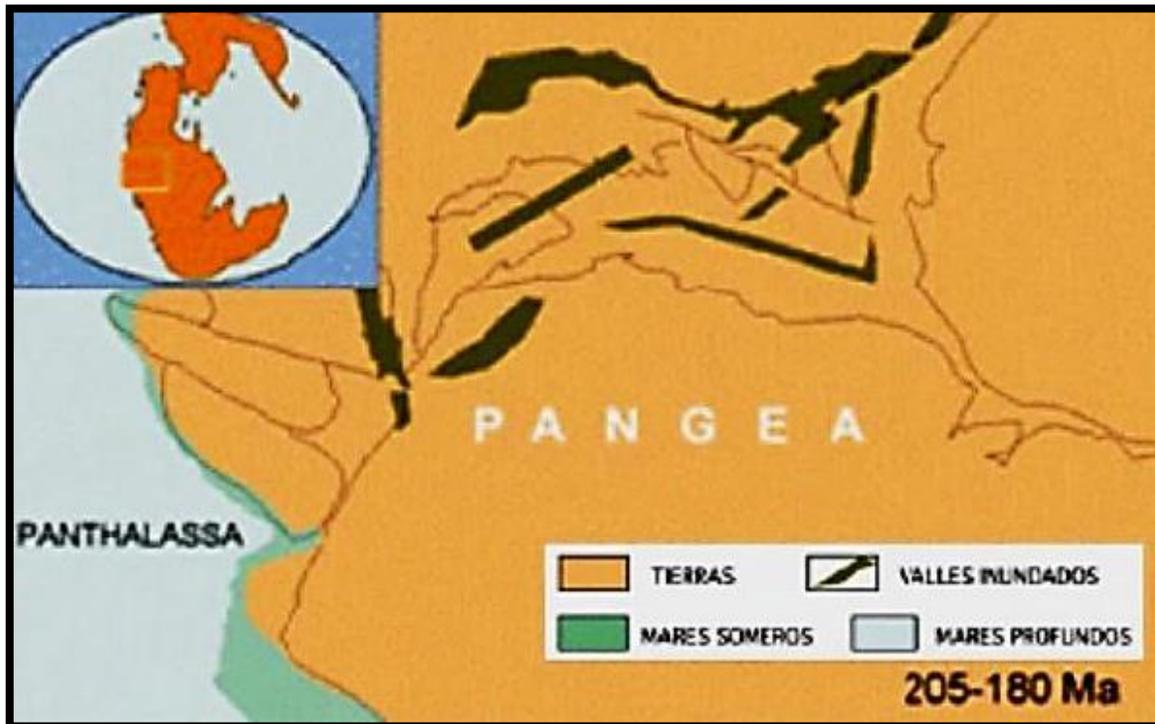


Figura 2.3. Proceso de rifting durante la disgregación de Pangea durante el Triásico Superior a Jurásico Inferior (Stanley, 2002).

Jurásico Medio - Jurásico Superior

Fue hasta el Jurásico Medio cuando un brazo del rift se separó durante el proceso distensivo y ocurrió migración de un bloque hacia el oeste, separando África y Sudamérica de Norteamérica. Durante esta separación el mecanismo que dio origen a la apertura del Golfo de México fue el desprendimiento del bloque de Yucatán (Pindell, 2001). Algunos autores coinciden en explicar que se desprendió desde la margen noroccidental de la costa del Golfo en los Estados Unidos y se trasladó con una tendencia hacia el sureste a su posición actual, como se muestra en la figura 2.4. Una de las hipótesis indica que el movimiento del bloque de Yucatán tuvo en sus márgenes nororientales y suroccidentales (Península de Florida y Tampico – Misantla) movimientos de fallas transcurrentes, dando una curvatura con movimiento contrario al de las manecillas del reloj con una rotación de 18° (Pilger, 1981; Meneses, 1990; Salvador, 1991c).

A finales del Jurásico Medio (Calloviano), ocurrió una significativa atenuación de la corteza continental, produciendo levantamientos en el basamento, formando rifts

en el norte del Golfo de México, con dirección de la extensión orientada hacia el noroeste-sureste.

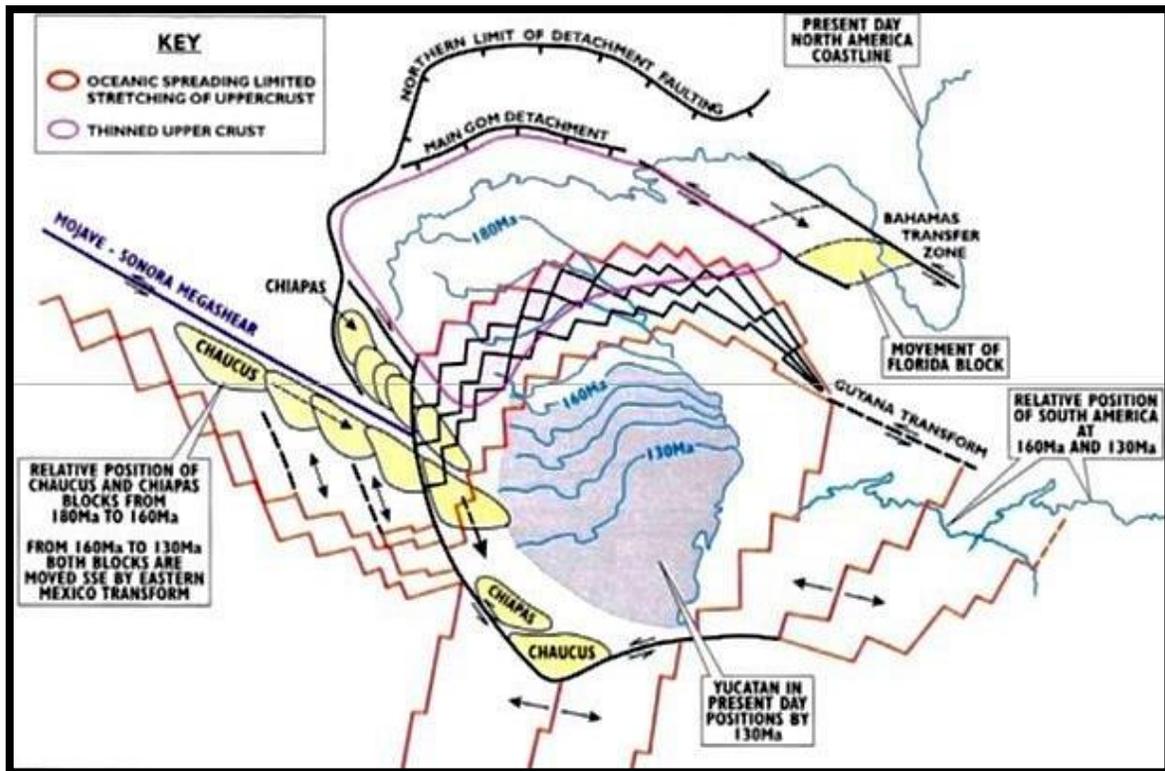


Figura 2.4. Desprendimiento del bloque de Yucatán desde el margen noroccidental de la costa del Golfo de México en los Estados Unidos hacia el sureste durante el Jurásico Medio (Pindell, 2001)

Con base a estudios sedimentológicos, paleontológicos y evidencia estructural, se interpreta que durante esta época el flujo de las corrientes superficiales fue proveniente principalmente del Océano Pacífico al interior del Golfo de México (Cantú-Chapa, 2001); debido a su temprana apertura y a la existencia de un clima árido, prevalecieron condiciones favorables para la formación de grandes espesores de evaporitas que actualmente se ubican en el subsuelo del Golfo de México, en las provincias del norte y sur (Sal de Louann y Cuenca Salina del Golfo) (Figura. 2.5). Así mismo, las plataformas de Yucatán y Florida emergieron formando una barrera que mantenía restringida la circulación del agua, aumentando el depósito de grandes espesores de sal.

De acuerdo a Salvador (1987, 1991b), los depósitos evaporíticos de la Cuenca Salina del Golfo y del norte del Golfo de México (Sal de Louann), fueron depositadas durante un solo evento en una cuenca con lenta subsidencia, y posteriormente fueron separados por expansión del piso oceánico. Otros autores argumentan que el depósito de la sal no fue delimitado por altos estructurales, ya que con evidencia de perfiles sísmicos, en la región sur del escarpe de Sigsbee,

se determinó que la sal se adelgaza y se acuña mucho antes de llegar a un alto estructural. Lo mismo ocurre en el oeste de la Cuenca de Florida, donde la sal se adelgaza hasta llegar a cero, antes de alcanzar el límite de la corteza oceánica (Dobson L.M. y Buffler R.T., 1997). El último depósito de la sal autóctona fue hasta principios del Oxfordiano, donde se interpreta que fue dentro de una cuenca oceánica parcialmente abierta (Salvador, 1987, 1991b).

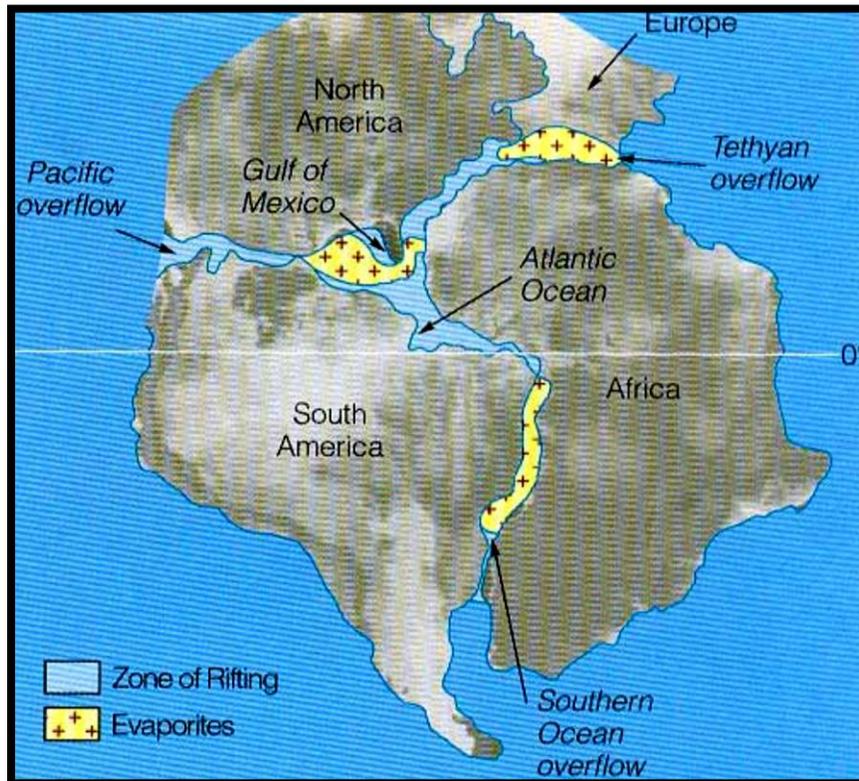


Figura 2.5. Distribución de las evaporitas durante la temprana apertura del Golfo de México durante Jurásico Medio, Calloviano (Stanley, 2002).

2.2.2.2 Periodo tectónico de margen pasiva Jurásico Superior - Cretácico Inferior

Se interpreta que hasta principios del Jurásico Superior, hace 160 Ma, en el Oxfordiano Inferior, fue cuando la expansión cesó, formándose márgenes pasivas y subsidencia en la parte central del Golfo de México (Salvador, 1991c). La subsidencia se debe primeramente al enfriamiento termal del piso oceánico y posteriormente a la carga litostática de depósitos de gran espesor provenientes del noroeste, norte y sur; los sedimentos se acumularon sobre las márgenes del Golfo. La subsidencia dio como resultado una transgresión marina. Así mismo, durante el Oxfordiano Medio, las condiciones de evaporación cesaron y se suspendió el depósito de evaporitas, prevaleciendo condiciones de mares semirestringidos y mares abiertos (Pérez, 2010).

La subsidencia relacionada con el enfriamiento de la corteza dio origen un rápido desarrollo de condiciones marinas, formando una plataforma somera o rampa en el límite de la corteza oceánica y la corteza transicional. Prevalcieron depósitos de sedimentos clásticos en aguas someras, convirtiéndose lateralmente a carbonatos de aguas profundas. Al mismo tiempo ocurrió el desarrollo de barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991b; Winker y Buffler, 1988; Williams-Rojas y Hurley, 2001), que en conjunto formaron asociaciones litológicas de bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991b), condiciones que prevalecieron hasta finales del Kimmeridgiano. Fue durante esta época, debido a la dinámica de la parte externa de la corteza, que comenzó el movimiento temprano de la sal depositada durante el Calloviano. La movilización ocurrió en un flujo gravitacional hacia el interior de la cuenca, cercano al límite entre la delgada corteza transicional y la corteza oceánica (Pérez, 2010).

Posteriormente y de acuerdo a las litofacies del Tithoniano, se interpreta una amplia trasgresión oceánica, de tal modo que el ambiente pelágico se extendió hacia el Oriente y al Sur del bloque Chiapas; al mismo tiempo se aceleró la rotación del bloque Yucatán debido a que cesa en el noreste de México el rifting; sin embargo, en algunas partes del sureste de la plataforma de Yucatán y en la Sierra de Chiapas hay evidencia de que el Rifting continuó activo durante todo el Jurásico Tardío (Quezada Muñeton, 1992). La sedimentación del Tithoniano se caracterizó por el depósito de delgados estratos de lutitas y carbonatos con un significativo aumento en el contenido de organismos. Fue en este entonces, cuando la proliferación de diferentes tipos vida se vió favorecida, dando lugar al depósito de lutitas con alto contenido de materia orgánica y delgadas intercalaciones de carbonatos, que actualmente constituyen las rocas generadoras de la mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos que existen en el Golfo de México y en su entorno. Hacia fines del Tithoniano, al occidente de México, se incrementó la actividad volcánica, como lo indica la presencia de numerosas capas de bentonita y pedernal negro en capas, lentes y nódulos en el norte de Veracruz (Viniegra, 1966).

Cretácico Inferior

Se interpreta que fue hasta el Valanginiano cuando el bloque de Yucatán alcanzó la posición que actualmente guarda con respecto a Norteamérica (Ángeles Aquino et. al., 1987; Sawyer et al., 1991). Durante esta época prevalecieron predominantemente depósitos de carbonatos de plataforma y de cuenca, con algunos depósitos continentales y clásticos de aguas someras en el norte y noroeste de la cuenca, donde el nivel de aporte de lutitas fue disminuyendo. El Golfo de México era una cuenca con márgenes estables donde el único efecto que

la modificó, y que la sigue modificando actualmente, fue por subsidencia. Del mismo modo, el Archipiélago de Tamaulipas, el Macizo de Chiapas y la Plataforma de Yucatán continuaban con su lenta subsidencia, mientras el nivel se incrementaba y el mar avanzaba hacia el continente (Pérez, 2010).

La velocidad de subsidencia variaba con respecto a la posición de la cuenca y con los diferentes tipos de corteza. En la corteza oceánica se tenía el valor más elevado el cual disminuía hacia la corteza transicional y corteza continental, respectivamente. Debido a las diferencias de subsidencia, dependiendo de los diferentes tipos de corteza, se formaron grandes escarpes. Los más notables ocurrieron en las plataformas carbonatadas de Yucatán y Florida, en el límite de la corteza transicional y continental, donde se depositaron 2000 y 4000 m de espesor de sedimentos de plataforma, respectivamente. En la Figura 2.6 se muestra un mapa de la paleobatimetría y el espesor de los depósitos, en donde se observan los mayores espesores en las plataformas de Yucatán y Florida (Pérez, 2010).

Durante este tiempo, el archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por aguas oceánicas y solo quedaron emergidos los bloques altos de basamento de la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del bloque de Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación terrígena y carbonatada (Pérez, 2010).

Después de un período de 23 millones de años de subsidencia continua y progresiva en la que se depositaron más de 2,000 m de carbonatos, correspondiente a las formaciones Cupido y Tamaulipas Inferior, se inició el depósito de lutitas intercaladas con capas delgadas de carbonatos al inicio del Aptiano, que según Goldhammer (1999) y Goldhammer y Johnson (2001), fue causado por una rápida elevación del nivel del mar. En el sureste mexicano, existen también episodios transgresivos que dieron lugar al depósito de sedimentos arcillosos y calcáreo-arcillosos de esta edad.

Cretácico Superior

Desde finales del Cretácico Inferior (Albiano) y principios del Cretácico Superior (Cenomaniano), continuó la subsidencia central del Golfo de México a una velocidad constante en la mayor parte de la cuenca, lo que permitió que una transgresión marina invadiera parte del continente y diera paso a la formación de grandes cadenas de barreras arrecifales sobre los bordes de los altos del basamento de las paleoislas de Coahuila, Valles-San Luis Potosí y de las plataformas de Tuxpan y de Córdoba. Posteriormente ocurrió un cambio importante durante el Turoniano fue cuando los patrones de sedimentación cambiaron en el interior del Golfo de México, al ocurrir un decremento en el aporte de sedimentos carbonatados en la parte occidental y noroccidental de la cuenca,

mientras que en la parte meridional prevalecieron los depósitos de carbonatos casi hasta finales del Cretácico Superior. Durante esta época, en las plataformas se depositaron capas delgadas de calizas y lutitas dando lugar a las formaciones Indidura y Guzmantla, mientras que en las zonas de aguas profundas se depositaban calizas con abundantes nódulos y capas de pedernal en las formaciones Agua Nueva y Maltrata (Salvador 1991b).

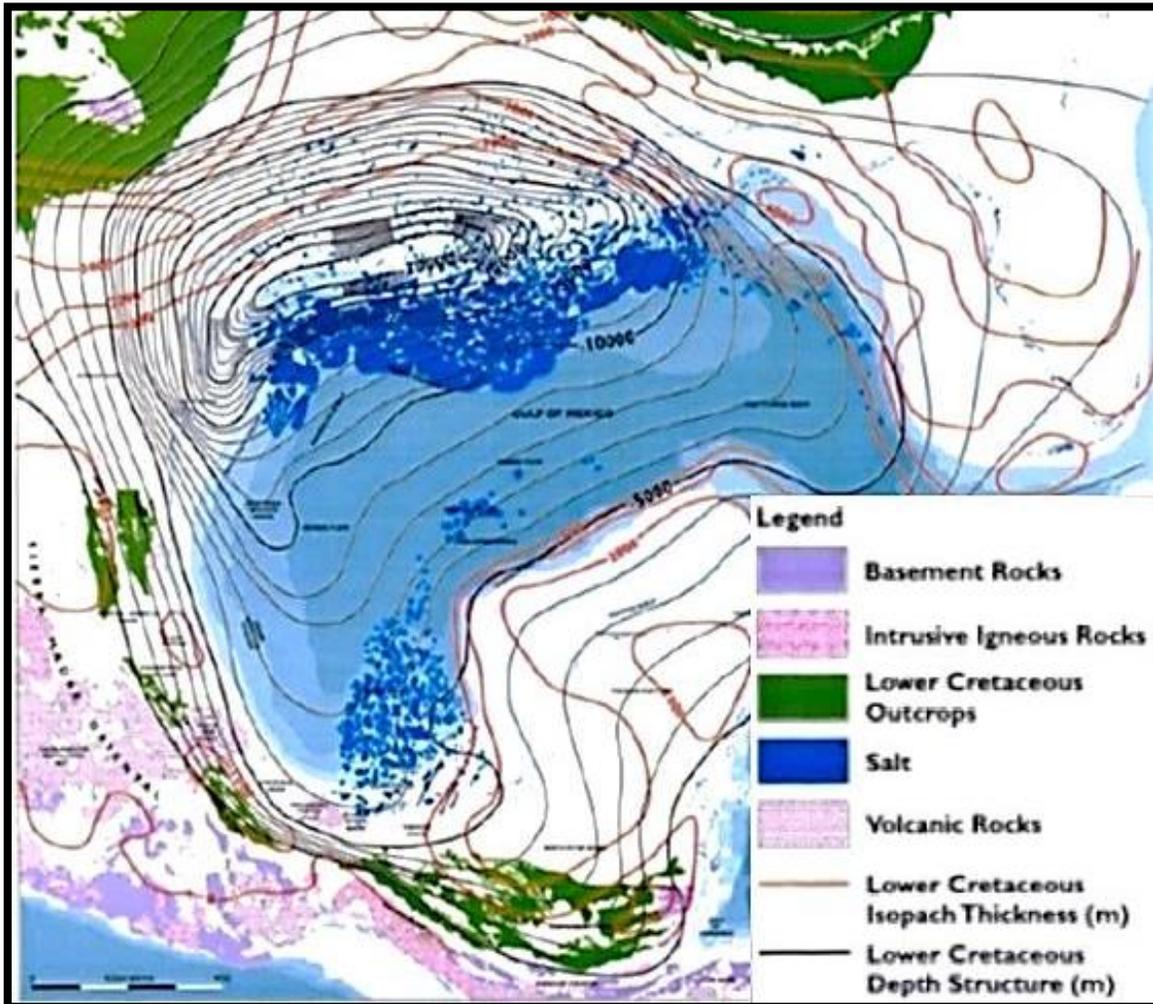


Figura 2.6. Mapa de la paleobatimetría y espesor de depósitos para el Cretácico en el Golfo de México. Las isopacas de mayor espesor corresponden al límite entre la corteza continental y transicional en las plataformas de Yucatán y Florida (Modificada de Jakobsson, 2003).

Durante el Coniaciano y el Santoniano se incrementó la actividad volcánica en el occidente de México y dio lugar al depósito de capas delgadas de calizas y lutitas con intercalaciones de capas de bentonita, abarcando todas las plataformas del borde occidental y meridional del Golfo, mientras que en la cuenca, continuaba el depósito de carbonatos con bandas y nódulos de pedernal con delgadas intercalaciones de bentonita (Salvador 1991b).

Para el fin del Período Cretácico, durante el Campaniano y el Maestrichtiano, aumentó el aporte de sedimentos terrigenos provenientes del oeste de México, mientras que en el occidente del Golfo de México la subsidencia aumentó y se depositaron gruesos espesores de margas y lutitas de la Formación Méndez. En general, a finales del Cretácico Superior el aporte de los sedimentos provino del noroeste, formando espesos paquetes de sedimentos que se depositaron en el interior de la cuenca, donde los de mayor espesor se localizan en la Cuenca de Burgos (2000 m), y en el suroeste y la plataforma de Yucatán se tiene un espesor que varía de 1500 a 1000 m (Pérez, 2013), como se muestra en la figura 2.7 que corresponde con un mapa de paleobatimetría y espesores de rocas para el Cretácico Superior.

2.2.2.3 Periodo Tectónico de compresión

Un evento de gran importancia, en el marco tectónico-estructural de México inició en el Cretácico Tardío, fue el cambio que sufrieron las márgenes pasivas al convertirse en activas en el sur de México, debido a un cambio en el ángulo de subducción de las placas en la dirección del movimiento de la margen del Pacífico, dando como resultado los primeros efectos compresivos en el área. Se interpreta que la margen del Pacífico estaba bordeada por un gran número de micro placas móviles e independientes (Sedlock et. al., 1993) y una de ellas conocida como Bloque de Chortis, colisionó con el Bloque de Chiapas, dando como resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas (Carfantan, 1981). El levantamiento tectónico provocó el descenso del nivel del mar ocasionando que en las zonas expuestas ocurriera una fuerte erosión de las plataformas previamente desarrolladas, con lo que se originó karstificación, brechamiento y colapso gravitacional en varios sectores de las plataformas (Pérez, 2010).

Otro evento importante que se postula que ocurrió en el límite del Cretácico Tardío y el Paleoceno fue el evento del Chicxulub; un cuerpo extraterrestre que impactó el norte de la plataforma carbonatada de Yucatán, que se le considera responsable de la extinción masiva de muchos organismos, entre los cuales estaban los dinosaurios y amonitas (Alvarez et al., 1992). Al impacto del Chicxulub también se le relaciona con el depósito masivo de brechas sedimentarias en gran parte del sureste de México, principalmente en las provincias de Akal donde llegan a medir hasta 700 m de espesor. Hay varias hipótesis al respecto: se interpreta que pudieron haberse formado por el impacto de un meteorito al momento de entrar en contacto con la superficie de la plataforma de Yucatán (Grajales-Nishimura et al., 2000); por condiciones de karsticidad debido a la exposición subaérea de carbonatos en la zona de intermarea; otra hipótesis considera que las brechas son el resultado de una serie de derrumbes submarinos de fragmentos provenientes del borde de la plataforma, depositados al pie del talud del Escarpe

de Campeche y que con el impacto sufrieron un movimiento de masa inducido por gravedad (Ángeles-Aquino et al., 1992; Limón-González et al., 1994). Se debe señalar que una explicación más lógica, corresponde en considerar que para que se formaran las brechas calcáreas oceánicas ocurrieron varios eventos asociados y otros independientes.

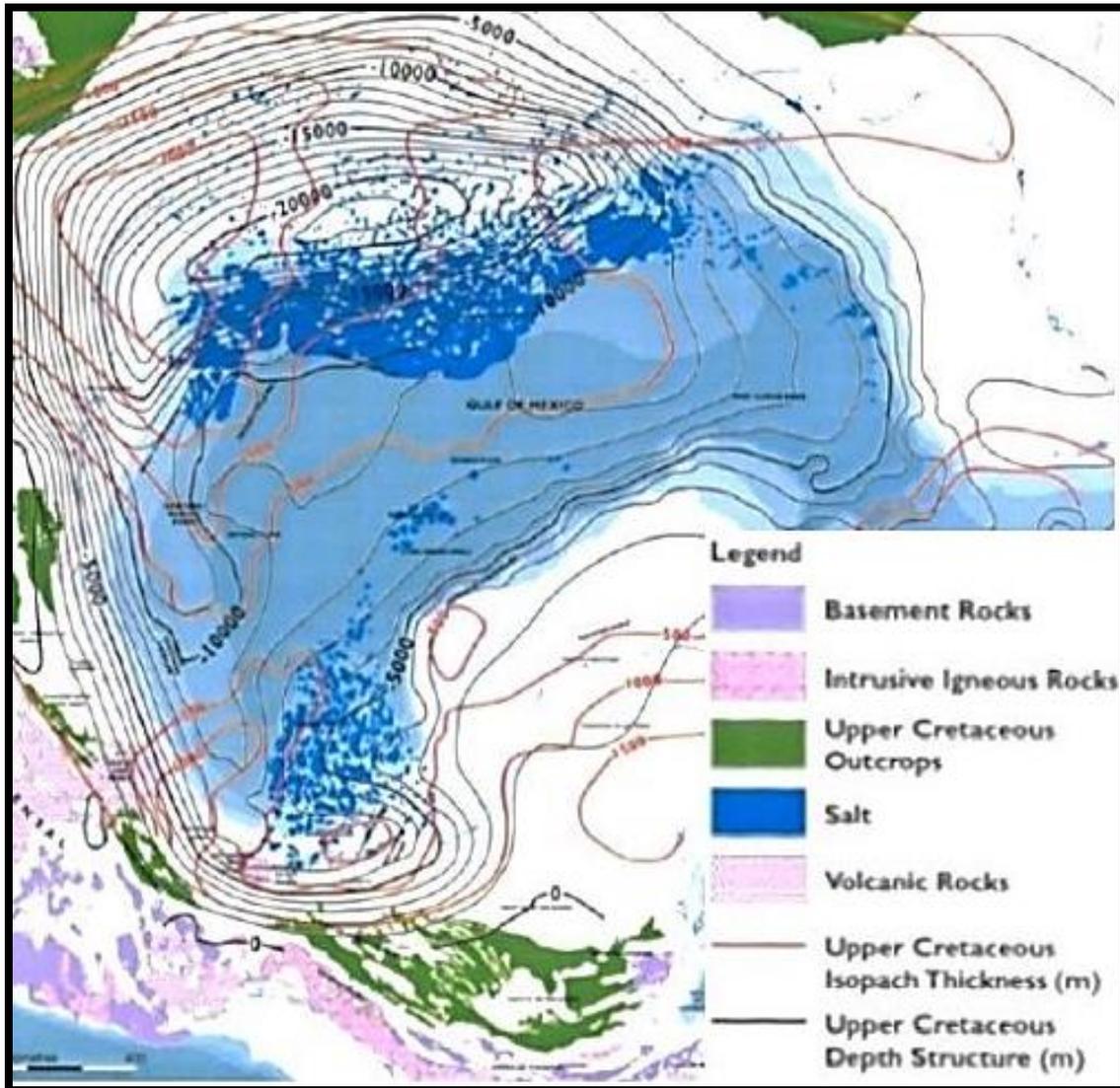


Figura 2.7. Mapa de la paleobatimetría y espesores de depósitos para el Cretácico Superior en el Golfo de México. Las isopacas de mayor espesor se localizan en la Cuenca de Burgos (2000 m), y para el suroeste en la plataforma de Yucatán se tienen espesores de 1500 a 1000 m (modificada de Jakobsson, 2003).

Paleoceno

De acuerdo a Pérez 2010 durante el Paleoceno, al inicio de la Era Cenozoica ocurrió el desarrollo de cuatro principales provincias tectono-estratigráficas:

1. Plataforma norte y noroccidental del Golfo de México, con alta sedimentación y progradación de la plataforma.
2. Occidente y Sur del Golfo de México, afectada por la Orogenia Laramide y el movimiento del Bloque de Chortis, respectivamente.
3. Plataformas carbonatadas del este y sureste del Golfo de México.
4. Zona batial y abisal del centro del Golfo de México.

1. Región Norte y noroccidental del Golfo de México:

La región está caracterizada por una alta subsidencia y altas tasas de sedimentación, lo que permitió la acumulación de abundantes volúmenes de depósitos terrígenos clásticos con espesores de hasta 2500 m, como se muestra en la figura 2.8, esto como resultado de una regresión marina.

Los sedimentos aportados durante el Paleoceno incluyen los depósitos de la cuenca de Burgos, partes del suroeste de Louisiana y el sur de Texas (Pérez, 2010).

2. Occidente y Sur del Golfo de México:

Los sedimentos depositados durante el Mesozoico en el occidente del Golfo de México fueron fuertemente afectados por un efecto compresivo, debido a un cambio en la geometría y dirección de las placas a lo largo de la margen del Pacífico. Esto fue el resultado de la subducción de la Placa de Farallón por debajo de la Placa de Norteamérica, en la que el fragmento de corteza oceánica que subdujo con un ángulo muy bajo, causando una deformación a una distancia mayor de la zona de trinchera, elevando una porción considerable en el este de México. Este levantamiento dio lugar a la formación de la Sierra Madre Oriental, en lo que se conoce como el evento de la Orogenia Laramide. El plegamiento y fallamiento compresivo dio lugar al levantamiento de los cuerpos estratificados del Mesozoico, que al quedar expuestos al intemperismo y erosión crearon una gran fuente de aporte de sedimentos hacia el interior de la cuenca del Golfo de México desarrollando en la zona próxima al Orogeno Cuencas Foreland (antepais) como la cuenca de Chicontepec y la Cuenca de Veracruz (Weidie et al., 1972; Sohl et al., 1991; Salvador, 1991c).

Así mismo, durante todo el Paleógeno, en el sur de México el Bloque de Chortis migra progresivamente al Este a lo largo del lado sur del Macizo de Chiapas y Guatemala continuando el empuje y levantamiento del Macizo de Chiapas con una compresión incipiente y estimulando el desarrollo de antefosas. Con el levantamiento del Macizo de Chiapas se erosiona la cubierta sedimentaria exponiéndose el basamento cristalino y parte de la secuencia sedimentaria depositada durante el Mesozoico (Pérez, 2010).

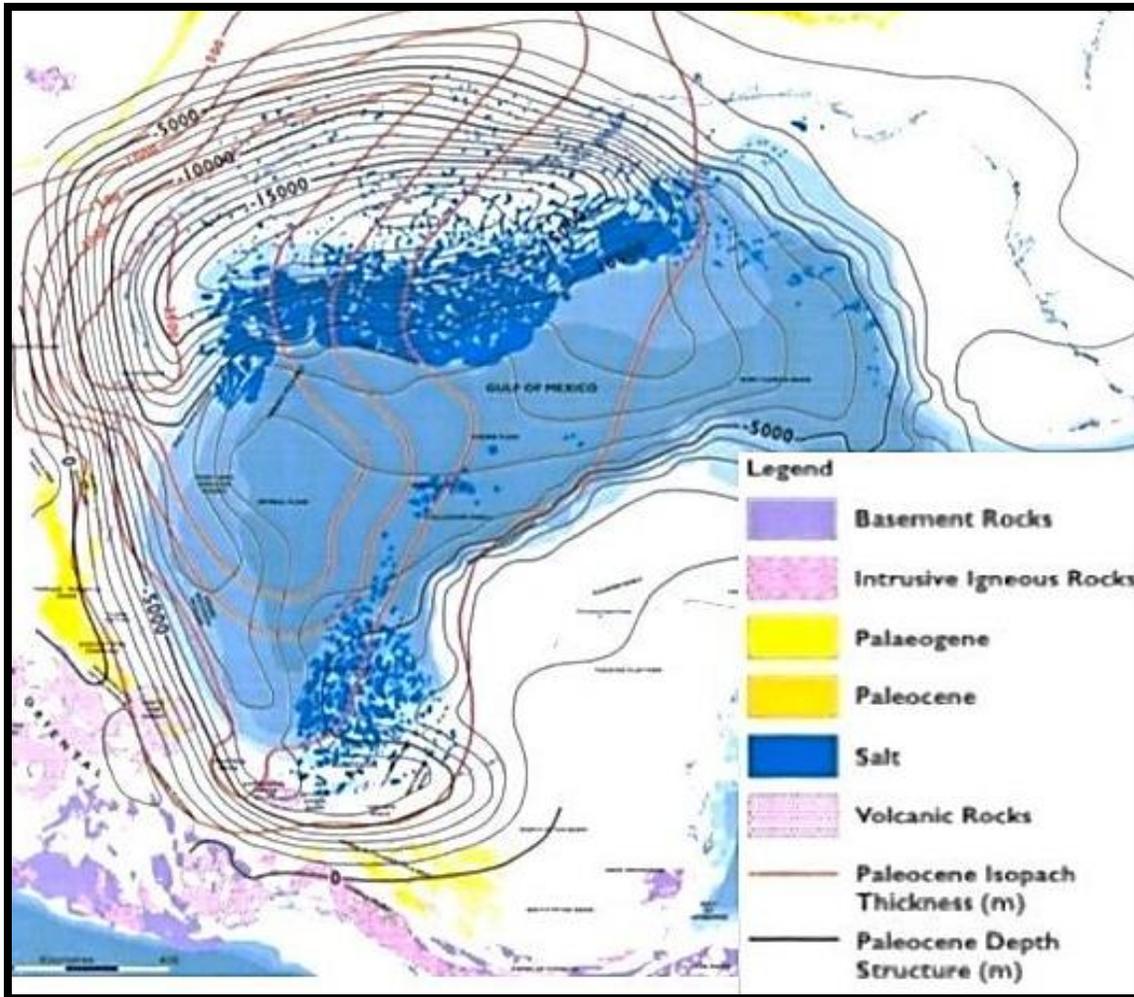


Figura 2.8. Mapa de la paleobatimetría y espesores de depósitos para el Paleoceno en el Golfo de México. Las isopacas de mayor espesor se localizan en la cuenca de Burgos, partes del suroeste de Louisiana y el sur de Texas (Modificada de Jakobsson, 2003).

La erosión desarrollada en el Orogeno abastece de abundantes arenas, arcillas y brechas, siendo muy importantes y de potentes espesores los depósitos de turbiditas acumuladas en aguas profundas a consecuencia del aporte de sedimentos del basamento emergido. La influencia del Bloque Chortis en la evolución tectónica del Sur de México ha jugado un papel muy importante en la generación de levantamientos, pliegues y fallas en rocas carbonatadas del Mesozoico y en la deformación del basamento, el cual ha sido la fuente principal de terrígenos que se han depositado en gruesos espesores en las cuencas Cenozoicas del Sureste de México.

3. Plataformas carbonatadas del este y sureste del Golfo de México:

Con lo que respecta para las plataformas de Yucatán y Florida, durante el Paleoceno fueron caracterizadas por una constante pero baja tasa de

sedimentación de carbonatos y evaporitas, alcanzando espesores de hasta 2000 m durante todo el Cenozoico, con una tectónica estable de baja subsidencia.

4. Zona batial y abisal del centro del Golfo de México:

La mayor parte de la cuenca profunda de la parte abisal del Golfo de México, quedó restringida a depósitos de baja energía de turbiditas con altos contenidos de lodo y sedimentos hemipelágicos y pelágicos. Únicamente en el oeste de la cuenca, los aportes de terrígenos procedentes de la Sierra Madre Oriental durante los efectos de la Orogenia Laramide, fueron lo suficientemente abundantes para llegar a ser depositados en las partes profundas de la cuenca transportados a través del Río Bravo a la Cuenca de Burgos en forma de abanicos subamrinos (Galloway et al., 1991; Salvador, 1991c; Feng y Bufler, 1994).

Eoceno

Durante esta época, los efectos de la Placa de Farallón en la Margen del Pacífico continuaron actuando en el proceso orogénico laramídico, lo que dio como consecuencia los depósitos sedimentarios al interior de la cuenca que siguieron siendo abundantes en el oeste y noroeste. Los depocentros siguieron siendo los mismos que los del Paleoceno, pero los aportes y espesores de sedimentos fueron mayores durante el Eoceno. Los depósitos de mayor espesor se tuvieron en las cercanías de la desembocadura del Río Bravo, en la Cuenca de Burgos y sur de Texas, donde alcanzaban espesores hasta de 4000 m. Así mismo, en la parte profunda de la cuenca continuaron los depósitos de turbiditas y de materiales hemipelágicos y pelágicos (Pérez, 2013).

A partir del Eoceno Superior se empezaron a desarrollar grandes fallas lístricas normales asociadas a depocentros en las cuencas Foreland (antepaís). Fue durante este tiempo que se depositaron gruesos espesores de arenas gruesas en los taludes continentales del occidente del Golfo de México, en las provincias de Tampico-Misantla y Veracruz; que los sedimentos más finos se acumularon en las partes más profundas (Goldhammer, 1999). Debido al gran aporte sedimentario al interior de la cuenca, la sal y la arcilla de la parte meridional del Golfo de México, empezó a moverse formando una topografía en el piso oceánico con diapiros, lenguas, canopies y “salt rollers”(Pérez, 2013).

Del mismo modo, para finales del Eoceno el arco submarino que se instaló entre Norteamérica y Sudamérica, formando las Antillas Mayores, cambió su polaridad chocando contra Florida; colisión que tuvo lugar al final de la Orogenia Laramide (Dickinson, 1980 y Coney, 1983, en Quezada, 1990). Este evento dio origen a la placa del Caribe, la cual se considera como un elemento tectónico que al interactuar con la placa de Norteamérica imprime una rotación en sentido contrario

al de las manecillas del reloj al Bloque de Chortis, el cual sigue migrando progresivamente al este a lo largo del lado sur del Macizo de Chiapas y Guatemala (Pérez, 2013).

Oligoceno

El aporte de sedimentos durante el Oligoceno al interior de la cuenca fue mucho mayor que los anteriores, particularmente en el norte y noroeste del Golfo, en donde los espesores llegaron a ser de hasta 6000 m. Un evento importante durante el Oligoceno fue la migración que tuvieron los distintos depocentros, desplazándose hacia el este, en dirección al centro de la cuenca. Se interpreta que la migración fue causada por la influencia del levantamiento tectónico de la cuenca de drenaje del Río Mississippi y Río Bravo, con el consecuente descenso del nivel del mar; ocasionando una regresión regional y provocando el desarrollo de deltas en las márgenes continentales hacia el interior de la cuenca del Golfo de México (Galloway et al., 1991; Salvador, 1991c).

Así mismo, durante el Oligoceno, de manera regional, ocurrió un incremento termal y volcánico que ocasionó el levantamiento en la parte noroccidental del Golfo de México (Galloway, 1991) Así mismo, durante el Oligoceno se formó el Cinturón Plegado Perdido, localizado en el límite de las fronteras de México y Estados Unidos, el cual se caracteriza por una serie de anticlinales simétricos y asimétricos en dirección NE-SW, interpretados como pliegues de despegue (“detachment”) sobre la sal autóctona del Jurásico Medio de Louann Salt (Wu et al., 1990; Weimer y Buffler, 1992; Wu, 1990; Peel et al., 1995; Trudgill et al., 1995; Rowan, 1995). 1989).

Mioceno

La migración de los depocentros sedimentarios continuó hacia el este de la Cuenca del Golfo de México en el Mioceno (Pérez, 2010). Los mayores espesores de sedimentos se encuentran al sur y sureste de la costa de Texas y Louisiana, y en la cuenca de Veracruz, donde se tienen espesores de hasta 6000 y 4000 m, respectivamente (Figura. 2.9). Se interpreta que la migración de los depocentros es debido, a la reactivación del levantamiento de las Montañas Rocallosas, la Meseta de Colorado, los Apalaches y la Sierra Madre Oriental (Galloway et al., 1991), como repercute el movimiento de la margen continental y el desarrollo de cuerpos deltaicos hacia el interior de la cuenca (Pérez, 2010). El aporte de sedimentos a la cuenca fue menor comparado con los espesores de sedimentos del Paleoceno y Eoceno; sin embargo, en las cuencas del sureste de México el grueso depósito de terrígenos fue debido al levantamiento del Macizo de Chiapas

durante el Oligoceno Superior o Mioceno Inferior (Cruz et al., 1977; Salvador, 1991c).

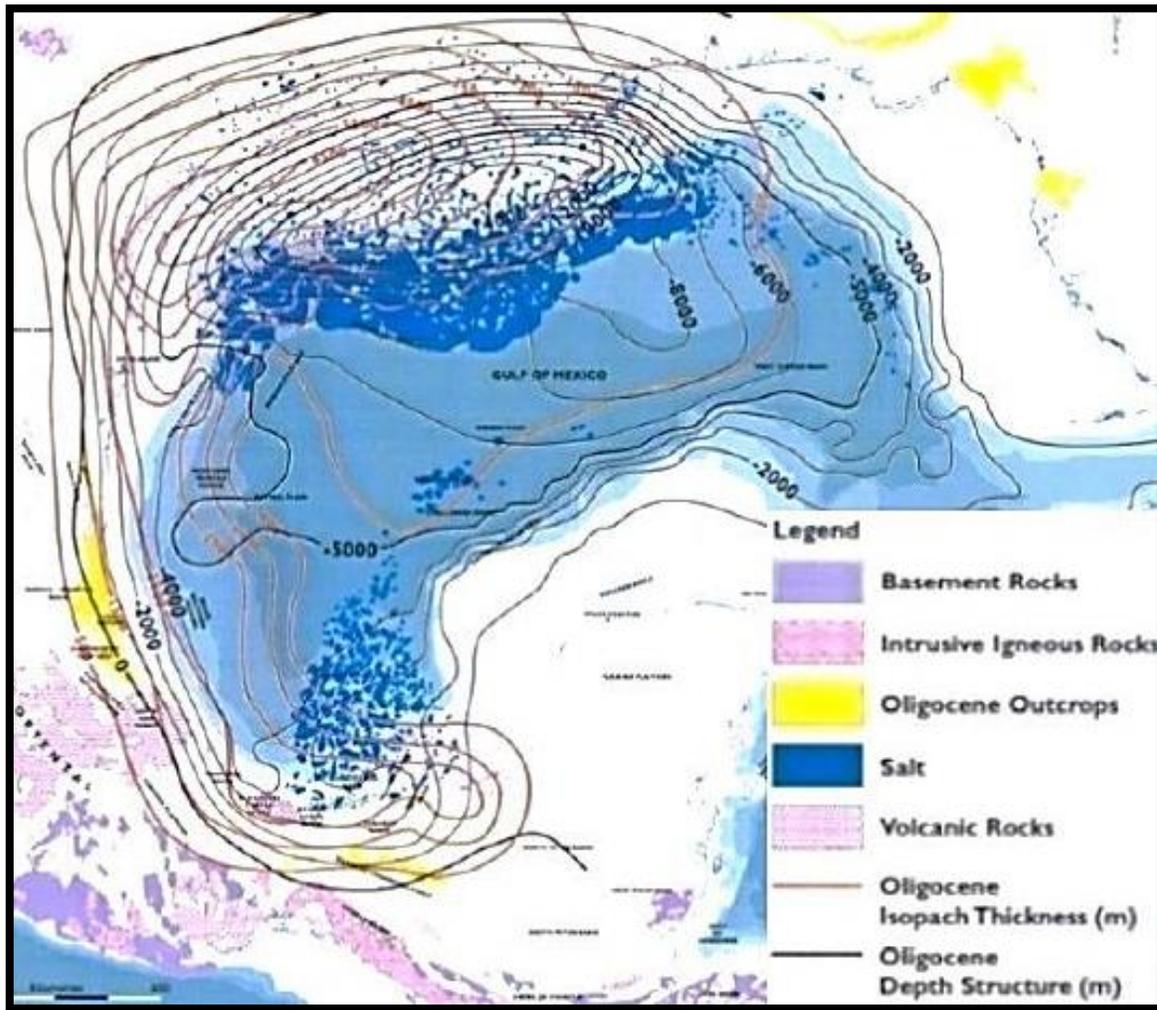


Figura 2.9. Mapa de la paleoatimetría y espesores de depósitos para el Mioceno en el Golfo de México. Las isopachas de mayor espesor están el sureste de la costa de Texas y Louisiana con 6000 m y en la Cuenca de Veracruz con 4000 m de espesor (Modificada de Jakobsson, 2003).

En el noroeste del Golfo de México el Cinturón Plegado Perdido continuó controlando la distribución de terrígenos hacia el interior de la cuenca, y fue hasta el Mioceno cuando en el oeste del Golfo de México, en las costas de Tampico-Misantla y Veracruz, se desarrollaron unas series de estructuras plegadas llamadas Cordilleras Mexicanas (Pérez, 2010). Estas consisten en series de levantamientos batimétricos en el fondo marino formados por plegamientos de anticlinales paralelos a la línea de costa, cuya extensión longitudinal es de hasta 96 km (Bryant et al., 1968). La topografía de las Cordilleras Mexicanas en el fondo marino dio como resultado que el transporte de sedimentos al interior de la cuenca en el oeste del Golfo de México haya quedado parcialmente restringido. Las

Codilleras Mexicanas son muy parecidas en cuanto a su morfología al Cinturón Plegado Perdido, pero difiere en su origen debido a que las Cordilleras Mexicanas no están controladas por el movimiento de la sal en el subsuelo, sino por deslizamientos gravitacionales de rocas sedimentarias sobre superficies de despegue de bajo ángulo que ocurre sobre sedimentos con alto contenido de arcilla del Oligoceno-Mioceno Inferior (Garrison y Martin, 1973).

Plioceno-Pleistoceno

Durante el Plioceno hubo cambios bruscos en la fluctuación del nivel del mar que controlaron los depósitos en las costas de Texas, ya que al ocurrir una regresión propicia que los depósitos deltaicos progradaran y, a su vez, formaran abanicos submarinos en la parte proximal del talud, en el norte del Golfo de México. La migración de los depocentros continuó hacia el este como respuesta a los cambios en el drenaje del Río Mississippi en el norte del Golfo, depositándose más de 4500 m de espesor de sedimentos en las costas del sureste de Texas y Louisiana (Pérez, 2010).

En el este del Golfo, el aporte de sedimentos disminuyó significativamente debido al crecimiento de fallas cercanas a las costas y a las Cordilleras Mexicanas. Solo en la región de Veracruz se mantuvo el aporte de sedimentos a la cuenca por medio de flujos turbidíticos de “bypass” a través del Cañón de Veracruz. La cuenca profunda siguió controlada por depósitos de turbiditas de baja densidad y sedimentos pelágicos y hemipelágicos (Pérez, 2010).

Durante el Pleistoceno continuó la migración de los depocentros hacia el este con depósitos provenientes del Río Mississippi, acumulándose más de 3000 m de espesor de sedimentos terrígenos. Se interpreta que en el este de México, la sedimentación al interior del Golfo de México quedó suspendida debido a que cesó el levantamiento del Bloque de Chiapas y por el poco movimiento tectónico en la Sierra Madre Oriental. Así mismo, continuó el desarrollo de las Cuencas Cenozoicas del Sureste del Golfo de México. Finalmente la cuenca del Golfo de México quedó influenciada por las glaciaciones, caracterizadas por el depósito cíclico de sedimentos (Pérez, 2010).

2.2.3 Consideraciones estructurales

La parte central de la Cuenca del Golfo de México del Jurásico está constituida por corteza oceánica, la cual está flanqueada por todos lados por corteza continental atenuada (Figura. 2.10), (PEMEX, 2013). Esta arquitectura de basamento se originó en el Triásico Tardío al Neocomiano, durante la ruptura de la Pangea a medida que África-América del Sur se separaba de América del Norte. Basándose en su naturaleza y grado de extensión la corteza del Golfo de México se ha

dividido en cuatro tipos: corteza continental, corteza continental transicional gruesa, corteza continental transicional delgada y corteza oceánica (Figura. 2.11), (PEMEX, 2013).

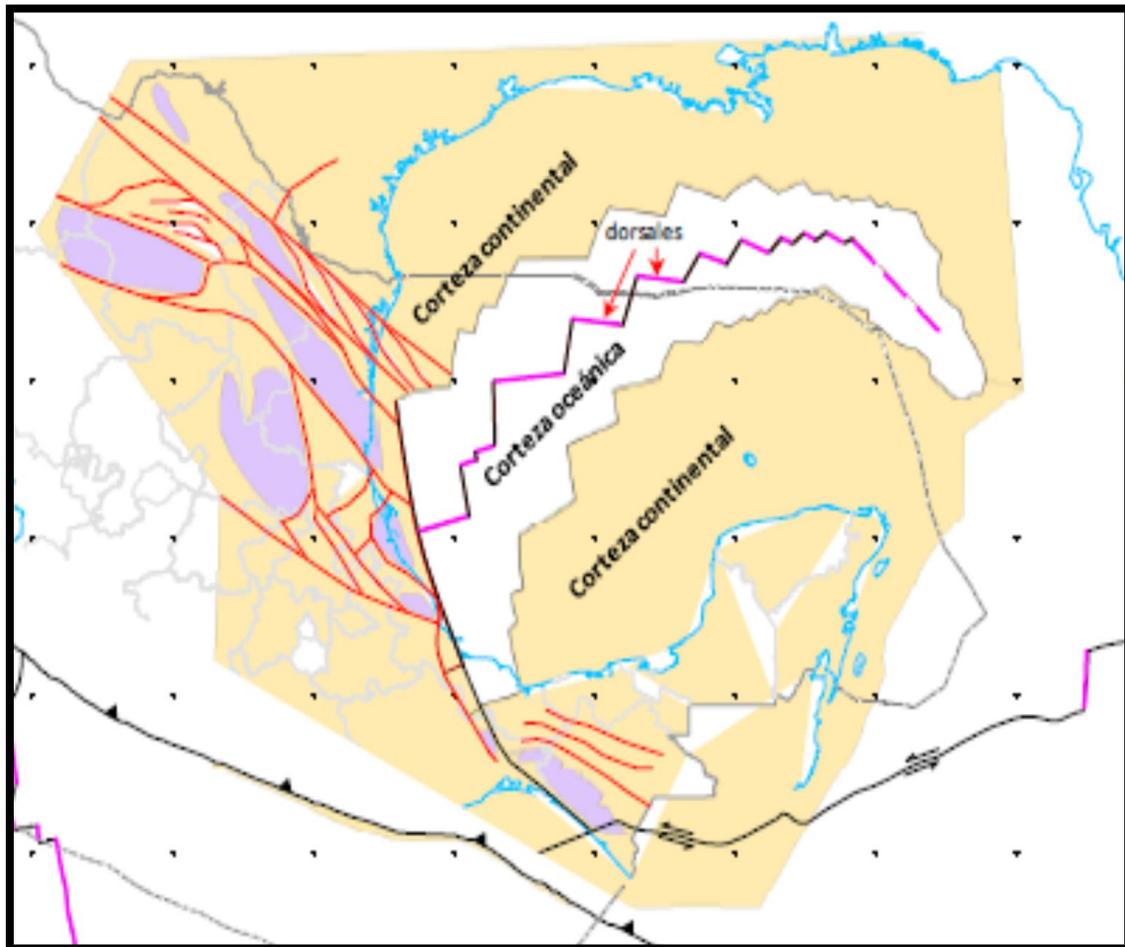


Figura 2.10. Mapa tectónico mostrando la distribución de las cortezas oceánica y continental en el Golfo de México así como las principales fallas y bloques relacionados con su formación (Miranda et al., 2005).

El tipo de corteza y su evolución es uno de los factores que junto con los eventos de mayor sedimentación han controlado las diferentes tasas de subsidencia y el flujo de calor en el Golfo de México, esto a su vez tiene relación directa con la evolución de la madurez de la materia orgánica de las diferentes rocas generadoras presentes en esta provincia (Pérez, 2010). Otro elemento importante que impacta en el flujo de calor y en los estilos de deformación es la sal depositada en el Golfo de México durante el Calloviano, ya que de acuerdo al modelo de evolución del Golfo de México, la extensa zona con depósito de sal fue segmentada durante la etapa de generación de corteza oceánica quedando dos grandes áreas salinas conocidas como la Sal Louann y la Sal del Istmo (Figura. 2.12).

Los límites originales de estos cuerpos salinos se han modificado por la deformación que han experimentado posteriormente a su depósito (PEMEX, 2013).

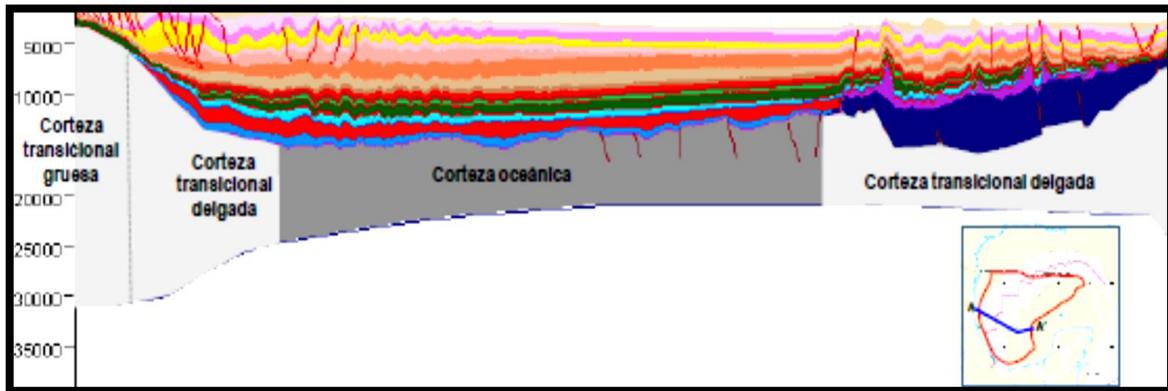


Figura 2.11 Sección geológica que muestra los tipos de corteza presentes en el Golfo de México, la secuencia sin- rift (azul) incluyendo la distribución de la sal (púrpura), la secuencia sedimentaria mesozoica y cenozoica, depositada durante la subsidencia posterior a la formación de las cortezas, así como estilos de deformación (Miranda et al., 2005).

2.2.4 Evolución tectónica estructural

Según el modelo de apertura del Golfo de México, esta provincia evolucionó a partir de una etapa de rift que desarrolló altos y bajos de basamento en el Triásico Tardío – Jurásico Medio, pasando después a la etapa de deriva hasta principios del Cretácico Temprano (Figura. 2.13).

Durante estas etapas, el Bloque Yucatán junto con el Macizo de Chiapas y la Cuenca Mesozoica del Sureste, se desplazaron rotando en contra de las manecillas del reloj hasta alcanzar su posición actual en el Berriasiano (Buffler y Sawyer, 1985; Salvador, 1987; Pindell et al., 2002; Pindell et al., 2008; PEMEX, 2013).

Contemporáneamente a la apertura del Golfo de México, la provincia experimentó los primeros movimientos de sal que influyeron en la sedimentación jurásica en su porción sur-sureste, así como en su parte noroeste.

Cuando terminó la apertura a principios del Cretácico, la cuenca entró en una etapa de subsidencia térmica que influyó en el establecimiento de ambientes profundos en la cuenca. Para fines del Cretácico, la cuenca experimentó un cambio en el régimen sedimentario de carbonatado a clástico por la influencia de la Orogenia Larámide que comenzó a afectar el occidente de México (Pérez, 2010).

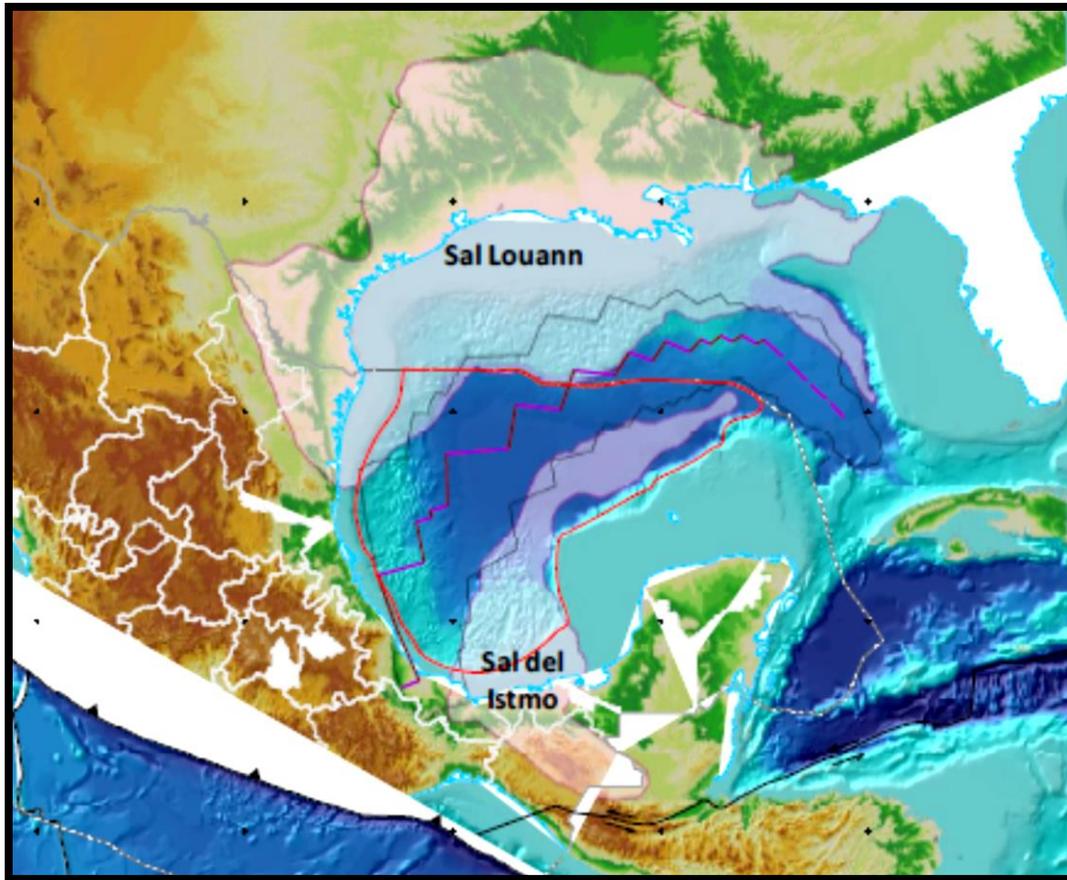


Figura 2.12. Distribución de los depósitos salinos y corteza en el Golfo de México (Miranda et al., 2005).

Durante el Eoceno, la formación del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento del basamento hacia la cuenca en el noreste de México, marca el inicio del sistema gravitacional que provocó en la provincia el desarrollo de diapiros y minicuevas secundarias a partir de un cuerpo de sal alóctona emplazado en el Paleoceno (Cruz et al., 2010); mientras que en la porción sur de la provincia ocurrió la reactivación de la sal en forma de diapiros y paredes de sal a partir de la sal madre; este proceso continuó durante el Oligoceno-Mioceno inferior (Pérez, 2010). Para estos tiempos, la generación del sistema deltaico a partir del aporte del ancestral Río Bravo en la Cuenca de Burgos indujo un cambio gradual en la orientación del sistema extensional que pasó de casi norte-sur a noreste-suroeste en la plataforma continental; las primeras fallas normales de este sistema se propagaron y despegaron en el límite basamento-sal, mientras que el segundo localizado echado abajo despegaron en el límite Paleoceno-Eoceno o dentro del Eoceno (Cruz, et al., 2010). Este sistema generó diapiros comprimidos y toldos de sal plegados hacia la cuenca el Cinturón Plegado Perdido y en la Provincia Salina del Bravo (Pérez, 2010).

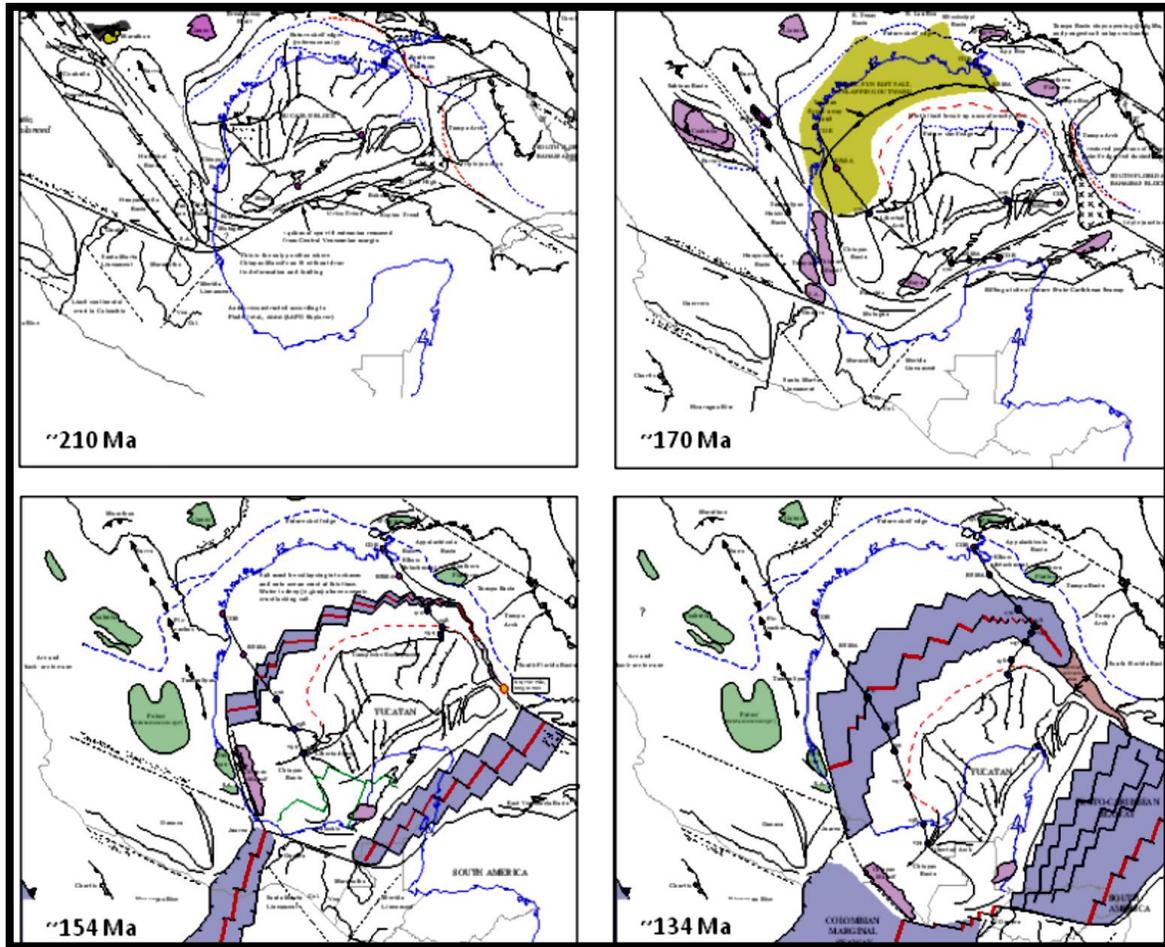


Figura 2.13. Evolución tectónica del Golfo de México (Pindell et al., 2002).

Por otro lado la deformación compresiva Chiapaneca ocurrida en sur de México durante el Mioceno Medio-Tardío, terminó de estructurar la Provincia Geológica del Cinturón Plegado de Chiapas, y transfirió acortamiento hacia el norte generando un amplio cinturón plegado que abarca desde la Provincia Geológica Cinturón Plegado de Catemaco, pasando por la provincia Salina del Istmo hasta el Pilar Reforma-Akal (Figura. 2.14). El límite oriental de este cinturón plegado lo constituyó una rampa lateral con despegue a nivel de sal madre, ubicada en el borde suroccidental de la Plataforma de Yucatán, en su límite con la actual Provincia Geológica Macuspana, generando transtensión dextral (Pindell et al., 2002). El levantamiento, acentuado en el Cinturón Plegado de Chiapas, se vió reflejado con un mayor aporte de sedimentos hacia la cuenca a finales del Mioceno (Pérez, 2010). La llegada de los aportes sedimentarios a la zona de fallamiento de desgarre disparó el inicio del sistema extensional con la formación de la Provincia de Macuspana. Esta fase extensional puede ser la responsable de mayor deformación de la Provincia Geológica Cinturón Plegado Catemaco y de los diapiros y paredes comprimidos de la Provincia Geológica Salina del Istmo.

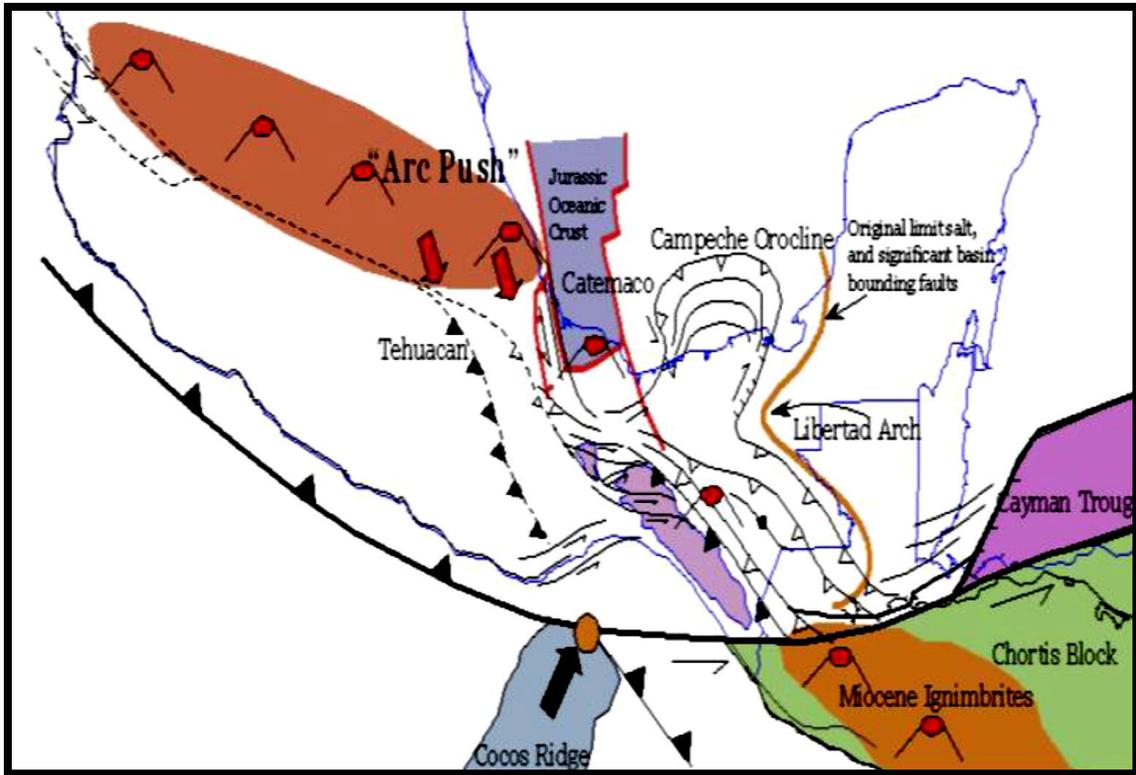


Figura 2.14. Deformación chiapaneca del Mioceno medio (Pindell et al., 2002).

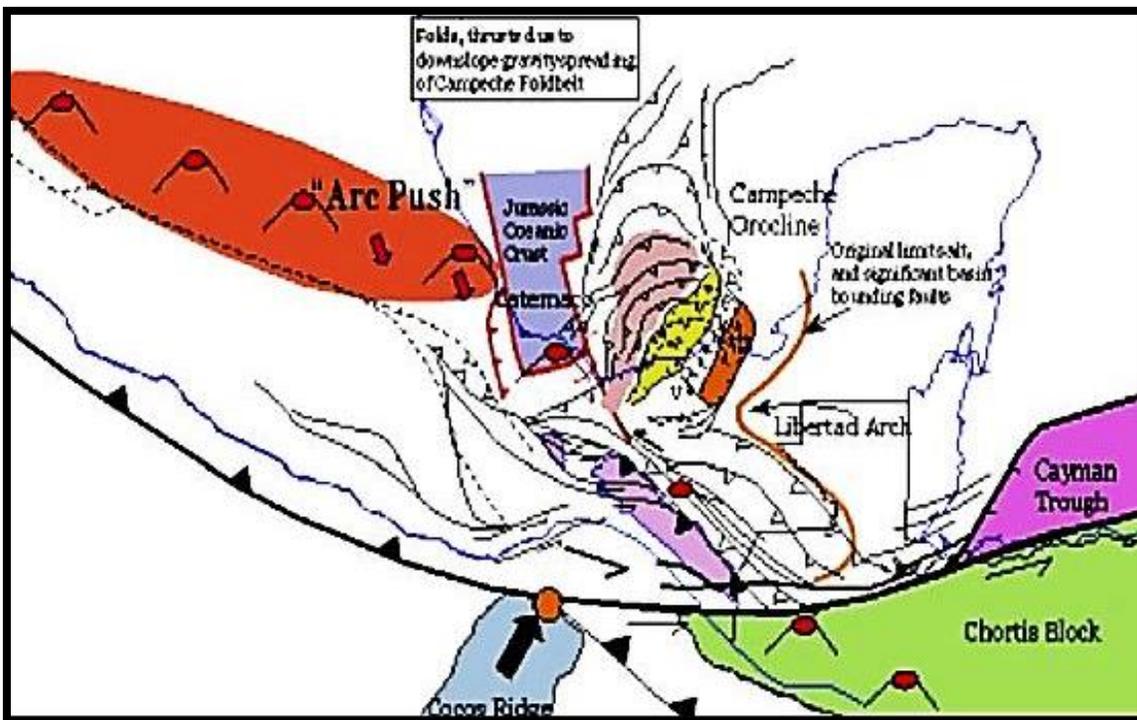


Figura 2:15. Sistema ligado de extensión-compresión del Mioceno Tardío-Plioceno en el sureste de México (Deformación Campechana) (Pindell et al., 2002).

Para el resto del Neógeno, el escenario tectónico que imperó en la mega Cuenca del Golfo de México fue la tectónica gravitacional que generó sistemas ligados de extensión y compresión. Así en el sur, el sistema extensional favoreció el desarrollo de la Provincia Geológica de Macuspana y el área de evacuación de sal Comalcalco del Mioceno Tardío al Reciente; ocurrió también la formación de pliegues orientados noreste-suroeste con fallas inversas y cabalgaduras que despegan en la sal alóctona (Figura. 2.15), con algunos diapiros comprimidos que evolucionan a rampas de sal (Pindell et al., 2002; Robles et al., 2009; Cruz et al., 2010; PEMEX, 2013).

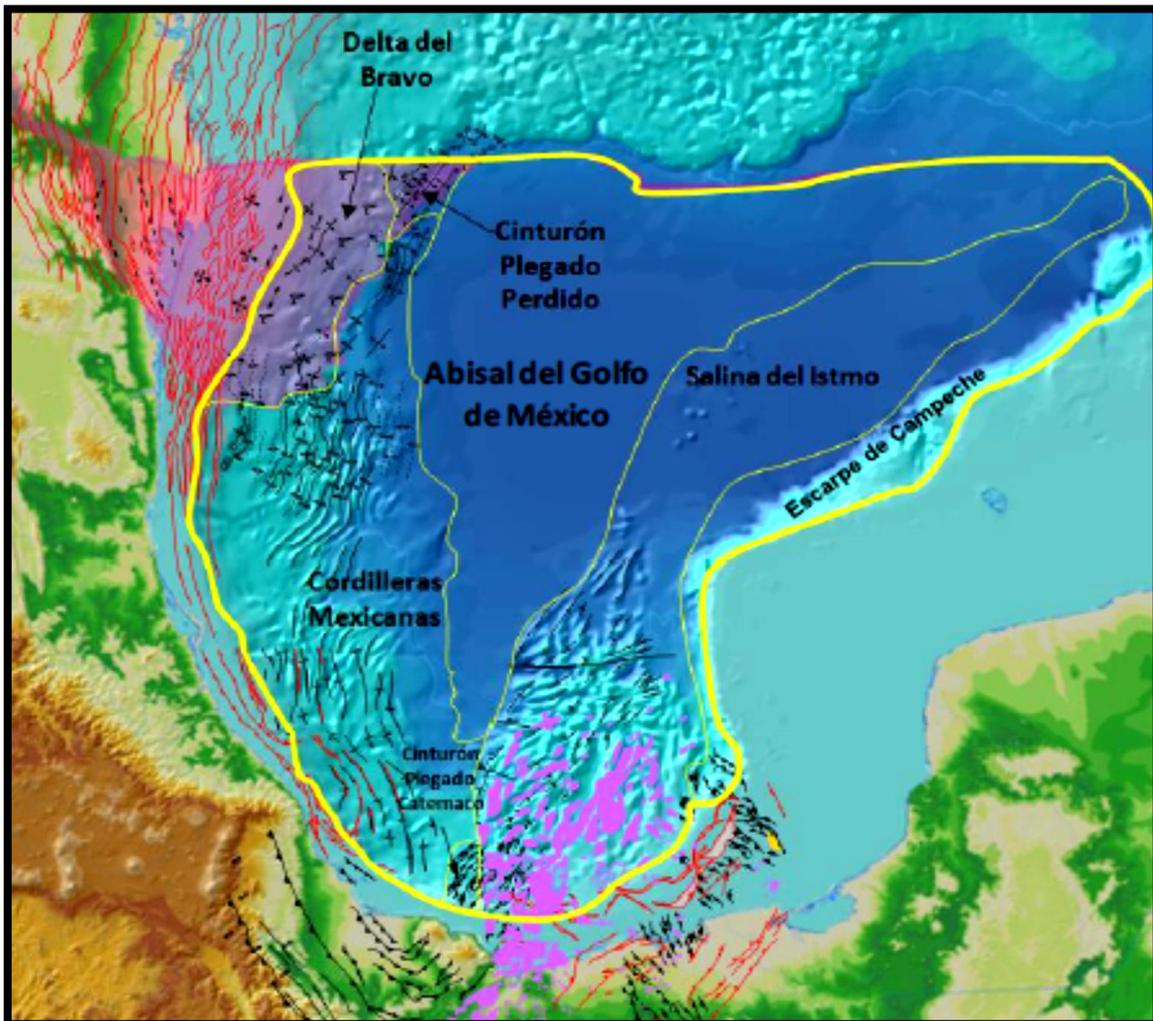


Figura 2.16 Mapa Tectónico Estructural de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (PEMEX, 2013).

Hacia la margen occidental del Golfo de México, en la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcoatl se estableció un sistema de fallas lístricas que propiciaron el desarrollo de la Provincia Geológica Cordilleras Mexicanas, que corresponde a una serie de anticlinales asimétricos largos y angostos, con

vergencia dominante hacia el oriente y en algunos casos en sentido opuesto, que despegan a través de superficies arenosas; la edad del plegamiento en la provincia varía de occidente a oriente del Mioceno tardío al Reciente (Salomón et al., 2004; PEMEX, 2013).

Todos estos eventos tectónicos que actuaron en la cuenca en diferentes tiempos y con diferentes direcciones de esfuerzos, generaron estilos estructurales sobrepuestos que conformaron el marco tectónico estructural complejo que se tiene en la actual Cuenca del Golfo de México (Pérez, 2010), (Figura. 2.16).

CAPÍTULO III. EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO

3.1 Cinturón Plegado Perdido (CPP)

El CPP se ubica en el Golfo de México, en aguas profundas de la zona económica exclusiva de México y Estados Unidos. En México, comprende un área aproximada de 27,230 km² (Figura 3.1).

El CPP es una franja plegada y fallada que presenta una serie de características estructurales que facilitan la comprensión del comportamiento reactivo de la sal bajo la carga sedimentaria, los mecanismos de deformación en presencia de sal, las particularidades del plegamiento por despegue y, en general, los estilos de deformación estructurales ocurridos en las etapas iniciales de la intrusión salina antes de que ocurra el diapirismo (Patiño et al, 2003).

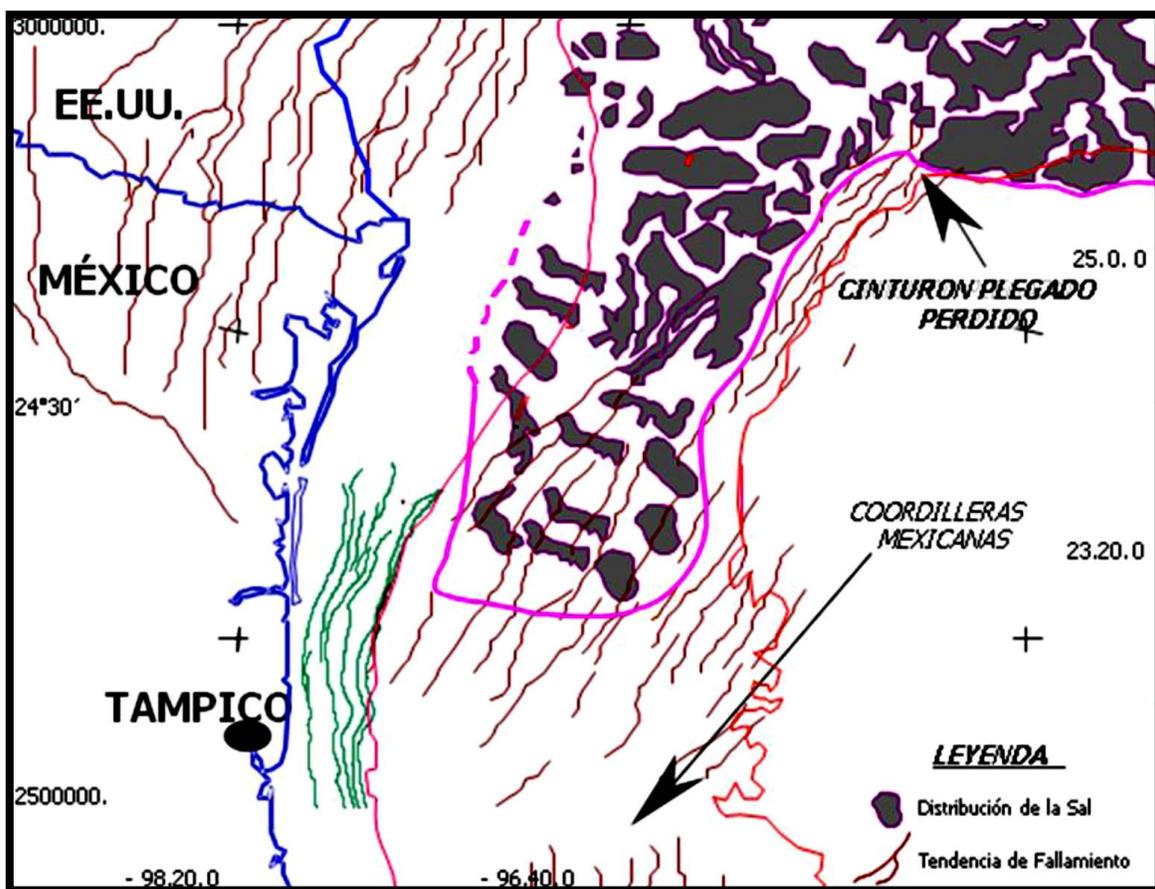


Figura 3.1. Ubicación del área del Cinturón Plegado Perdido (Patiño et al, 2003).

Los primeros estudios en el área fueron desde el punto de vista fisiográfico, debido a que se encuentra a profundidades que van desde 1,800 hasta más de 3,300 metros bajo nivel del mar.

A esas profundidades abisales, la batimetría revela dos niveles principales del fondo marino; el superior está caracterizado por ser de topografía rugosa y valles sinuosos; el inferior es de topografía más llana. Entre ambos niveles existe un escarpe que va desde aproximadamente 1,950 hasta 2,850 metros bajo nivel del mar, en su parte alta (Patiño et al, 2003).

El escarpe tiene una topografía irregular que se orienta más o menos norte-sur dentro de la zona económica exclusiva de México y al entrar a la zona económica exclusiva de Estados Unidos de Norteamérica pasa a una orientación aproximadamente suroeste-noreste. El escarpe se denomina "Escarpe Perdido" y es dividido por dos cañones principales: el Cañón Perdido, que se orienta de noroeste a sureste y el Cañón Alaminos, que se orienta de norte a sur; estos rasgos han sido utilizados para denominar, por un lado, el área de concesiones petroleras en el Outer Continental Shelf (OCS) de Estados Unidos, Cañón de Alaminos y también el Cinturón Plegado Perdido, identificado mediante sísmica bidimensional por investigadores de Estados Unidos de Norteamérica, en los años 70's (Patiño et al, 2003), actualmente con mayor nivel de conocimiento por la sísmica bidimensional y tridimensional existente.

Ladd et al. (1976) dividieron toda la sección sedimentaria existente en el Golfo de México en cinco unidades sísmicas, basándose en características de reflexión y continuidad: Challenger, Campeche, Mexican Ridges, 5 de Mayo y Sigsbee, y describieron la estructura, la estratigrafía e historia geológica del oeste del Golfo de México.

Watkins et al. (1976, 1978) redefinieron las unidades sísmicas descritas por Ladd et al. (1976), subdividiendo la unidad Mexican Ridges en dos partes; Mexican Ridges Inferior y Mexican Ridges Superior.

Shaub et al. (1984) realizaron un estudio sísmico-estratigráfico regional en la parte profunda de la Cuenca del Golfo de México. En este estudio se redefinió la estructura sismoestratigráfica de la parte Central del Golfo de México en seis unidades sísmicas. La Sección post-Cretácico Inferior (post Cenomaniano) fue subdividida en cinco unidades que son: Sigsbee, 5 de Mayo, Mexican Ridges Superior, Mexican Ridges Inferior y Campeche y como unidad Challenger, a toda la secuencia sedimentaria pre-Cretácico Superior. De estas unidades, sólo a los límites de las unidades superiores les fueron asignadas edades preliminares, basadas en correlación con los pozos DSDP90 y DSDP91 perforados en la

porción oeste de la Cuenca Profunda del Golfo de México. La Cima de Mexican Ridges Superior/base de 5 de Mayo se interpretó como del Mioceno Tardío, y la Cima 5 de Mayo/base de Sigsbee como Plio-Pleistoceno.

Foote, R.Q. et al. (1983) realizaron un estudio sobre el potencial de aceite y gas en los límites marítimos de México y Estados Unidos de Norteamérica en la parte Central del Golfo de México; ellos dividieron esta región en seis áreas de evaluación con base a sus características geológicas. Las áreas evaluadas más atractivas desde el punto de vista del potencial petrolero son: Cinturón Plegado Perdido, Sigsbee KnOUs, Cuenca Abisal del Golfo, Escarpe de Campeche, Margen del Río Grande (Río Bravo) y Escarpe de Sigsbee. Este estudio se enfocó a estudiar los factores críticos para la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, tales como: rocas generadoras, maduración termal, rocas almacenadoras, trampas estructurales y estratigráficas, rocas-sello y tiempos de migración de los hidrocarburos a las trampas.

Cline y Lacerda (1987) realizaron un reporte para la Universidad de Texas sobre el resultado del análisis geoquímico de 37 muestras del fondo marino colectadas en el Cañón Alaminos. De acuerdo a estos autores, los aceites pudieron ser generados a partir de margas ya que los hidrocarburos encontrados son una mezcla de aceites derivados de fuentes carbonáticas y clásticas, donde se pudo estimar que la densidad API es entre 23 y 34°, respectivamente; la densidad podría ser mayor si el aceite contiene cantidades grandes de gas y/o volátiles (condensados).

Blickwede y Queffelec (1988) mencionaron que el Cinturón Plegado Perdido consiste de una serie de pliegues de caja, regularmente espaciados en una orientación noreste- suroeste, que tienen sus flancos cortados con fallas inversas; las estructuras tienen ligera asimetría y doble vergencia. Los anticlinales presentan dimensiones poco frecuentes dentro de la Costa del Golfo, excediendo los 400 km^2 bajo cierre y más de 1,800 m de relieve. Estos autores consideraron que aproximadamente 7,500 m de espesor de sedimentos desde el Jurásico hasta el Oligoceno están involucrados en las estructuras y las rocas almacenadoras podrían ser: 1.- Clásticos prearrecifales del Cretácico Inferior análogos a la principal sección productora en el Campo Poza Rica; 2.- Calizas del Cretácico Superior y 3.- Areniscas Turbidíticas Cenozoicas equivalentes a los sistemas deltaicos de Wilcox-Frío. Los modelos de historia térmica basados en el método Lopatin sugieren que la Sección Mesozoica está actualmente en el pico de generación del aceite y se esperarían sellos eficientes por la abundancia de lutita marina de aguas profundas y por la preferencia de micrita. La edad de plegamiento la consideraron del Oligoceno, asociada a una fase compresional

diapírica por el movimiento de sal en los núcleos anticlinales; la deformación continúa en la actualidad.

Este mecanismo de deformación ha sido ampliamente discutido por su escasa viabilidad para explicar el plegamiento del CPP. Posteriormente Feng (1995) realizó una correlación de los paquetes sedimentarios de aguas profundas a través del centro del Golfo de México, identificando los límites de secuencia previamente reconocidos en la plataforma; utilizó datos de un pozo marino alejado de la plataforma actual y calibró los eventos. También caracterizó 14 tipos de sismofacies de aguas profundas y subdividió la sismoestratigrafía postcretácica, previamente definida por Watkins et al. y Shaub et al. (1984).

En 1989, Van S. Mount propuso otra explicación para el desarrollo de los pliegues, basado en el mecanismo de plegamiento por curvatura de falla y calculó un acortamiento aproximado del 25%.

Posteriormente Trudgill et al. (1995) publicaron una interpretación donde describieron a las estructuras del Cinturón Plegado Perdido en la zona económica exclusiva de Estados Unidos de América, y el tiempo de formación de los pliegues y fallas. En este estudio se definió la geometría de los pliegues de este cinturón plegado y la edad de la fase principal de deformación, que según estos autores ocurrió durante el Oligoceno Tardío- Mioceno. Ellos correlacionaron sus datos sísmicos con los horizontes sísmicos previamente definidos por Shaub et al. (1984), Feng y Buffler (1991) y Feng (1995).

Watkins y Buffler (1996) reportaron que los aceites descubiertos en aguas profundas del Golfo de México provienen de una roca generadora común, es decir, de la familia de roca generadora del Jurásico Superior-Cretácico Inferior. Estos aceites han sido descubiertos en el casquete del Domo Salino Challenger, en la Planicie Abisal, en el noroeste de Yucatán, en la Provincia Salina de la Bahía de Campeche y en el Cinturón Plegado Perdido en el noroeste del Golfo.

También, dedujeron que dada la amplia distribución de buenas rocas generadoras en aguas profundas del Golfo de México, existen oportunidades para la exploración en el talud y en la Planicie Abisal. Además, evaluaron las rocas almacenadoras, trampas, sellos y migración en el oeste de Florida, el sureste del Golfo de México, la Provincia de Domo Salino Sigsbee Knolls, la Cuenca Salina de Campeche y de las Cordilleras Mexicanas.

En 1996, Reed y Shepard anunciaron la perforación récord de un pozo en aguas profundas en 2,324 metros "Pozo Baha" ubicado en el Bloque 600 del Predio Petrolero del Cañón de Alaminos. Perforación que se realizaría desde el Barco Sonat Offshore Discoverer 534. De acuerdo a sus estimaciones, la viabilidad del

proyecto tendría un costo de 2 a 5 mil millones de dólares para su desarrollo, por lo que se debían probar grandes reservas. Estimaban también que la primera producción ocurriría 10 años después del pozo descubridor y que existen reservas in situ de más de 6,000 MMBPC y arriba de 10 TCF de gas en las estructuras del Cinturón Plegado Perdido (Trudgill et al, 1999). Incorporaron nuevos datos para el análisis estructural, momento de la deformación y origen del CPP y Fiduk et al, en el mismo año, discutieron la migración lateral de los depocentros mesozoicos y cenozoicos, en el área del Cinturón Plegado Perdido propusieron que los yacimientos potenciales del Mesozoico son carbonatos fracturados de aguas profundas, mientras que los del Cenozoico son turbiditas siliciclásticas de aguas profundas. Tanto el Paleoceno como el Eoceno Inferior contienen areniscas equivalentes a la Formación Wilcox Inferior y Superior, respectivamente, y forman parte de las estructuraciones anticlinales. Por otro lado, las capas del Oligoceno y Mioceno inferior, contemporáneas con la principal fase de deformación, son equivalentes a las formaciones Vicksburg, Frío y Oakville, y forman trampas potenciales en acuñamientos contra los anticlinales (trampas estratigráficas).

Mediante el modelado geoquímico, establecieron que las rocas con potencial generador del Oxfordiano, Tithoniano, Barremiano y Turoniano han alcanzado el pico de generación de petróleo entre los 51 y 8 Ma. Concluyeron que los riesgos geológicos principales son la eficiencia de los sellos y las rocas almacenadoras; sin embargo, existe un gran potencial de grandes acumulaciones de hidrocarburos.

En México, en 1992 y 1993 se hicieron estudios para documentar el Proyecto de Inversión Golfo "A" de Petróleos Mexicanos, que culminaron con la adquisición de 10,800 km de sísmica regional que cubrió toda el área de aguas profundas de la Región Norte de PEP; el prospecto se denominó "Matamoros-Golfo de México, Área Laguna Madre". En 1996, tras el anuncio de la perforación en Estados Unidos de América del Pozo Baha, cercano a la frontera marina con México, se realizó un levantamiento sísmico en la continuidad mexicana del CPP con el fin de contar con una malla sísmica más cerrada que permitiera tener una mejor comprensión del potencial petrolero del área por considerarse de gran importancia estratégica (Patiño et al, 2003).

3.2 Correlación sismoestratigráfica

Para la correlación de los reflectores, estudiados por PEMEX quien se apoyó en una línea sísmica publicada por Trudgill et al., en 1995. Dicha línea ilustra los pliegues del Cinturón Plegado Perdido y entra a la zona, sin deformación, desde la planicie de Sigsbee, donde los horizontes son continuos y correlacionables a lo largo de grandes distancias en el centro del Golfo de México. Por otro lado, la

línea de referencia se encuentra ubicada cerca de la frontera con la zona económica exclusiva de México (Patiño et al, 2003).

3.3 Evolución y tectónica del Cinturón Plegado Perdido

El CPP comparte la historia geológica similar a la del resto del Golfo de México, que inició con el desarrollo de un ríff en el Jurásico Medio, evolucionando mediante apertura oceánica a una cuenca de margen pasiva (Figura. 3.2). Durante la primera etapa de sedimentación en la cuenca se depositaron paquetes gruesos de sal en un área muy extensa, posteriormente durante la apertura oceánica por la deriva del bloque Yucatán hacia el sur, la gran masa de sal se separó, quedando una parte en la actual zona económica exclusiva de Estados Unidos de América y México (al oriente del Litoral Tamaulipeco) y, la otra, bordeando el lado occidental de la actual Plataforma de Yucatán. Posteriormente la masa de sal fue sepultada por sedimentos desde el Jurásico Superior y en el transcurso del Mesozoico y el Cenozoico ha sufrido episodios de movilidad que han estructurado la secuencia sedimentaria de diferentes formas (Patiño et al, 2003).

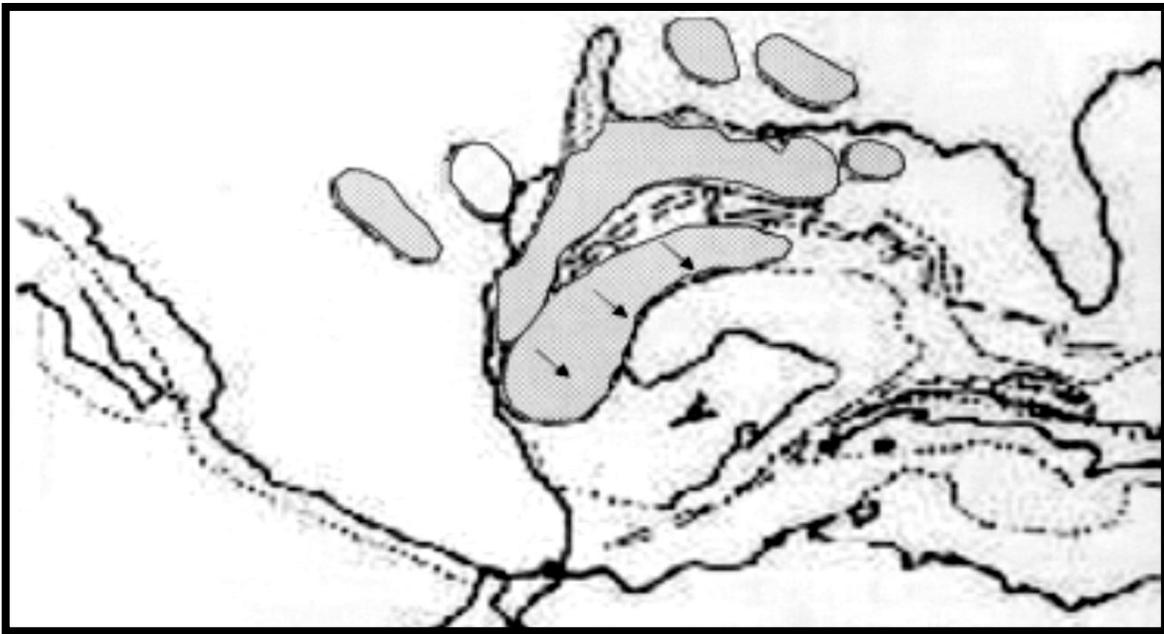


Figura 3.2. Paleografía del Jurásico Medio, con distribución de la sal en el golfo de México durante el Jurásico Medio, según Humpris, 1978. La deriva del Bloque Yucatán hacia el sureste durante el Jurásico Superior provocó la separación de las grandes masas de sal (Patiño et al, 2003).

En particular, el CPP es una franja con anticlinales de núcleo salino, frecuentemente afallados en sus flancos y en los cuales se presentan condiciones favorables de levantamiento de rocas del Sistema Mesozoico y Cenozoico (Patiño et al, 2003).

Capítulo III

De acuerdo a Trudgill et al. (1999), el CPP está constituido por pliegues de caja concéntricos, subparalelos y orientados noreste-sureste con uno o ambos flancos cortados por fallas inversas de ángulo alto. Los pliegues son ligeramente asimétricos y de vergencia doble, con una geometría típica de cinturones plegados contraccionales formados por encima de un despegue débil. Los pliegues levantan el límite de secuencia regional del Cretácico Inferior (MCSB).

El mapeo estructural detallado y la identificación de secuencias permite proponer un modelo consistente para la evolución del Cinturón Plegado Perdido durante el Mesozoico y hasta el final del Eoceno; la deformación de la secuencia es muy importante en el CPP (Patiño et al, 2003).

Durante el Paleógeno, desde el antiguo continente existió un enorme aporte de sedimentos, particularmente en el noroeste del Golfo de México, sedimentos que provenían de la erosión de las tierras emergidas durante la Orogenia Laramídica y los que fueron formados por los episodios volcánicos y tectónicos posteriores (Trans-Pecos Texas y la Sierra Madre Occidental). La carga sedimentaria provocó extensión en los depocentros para lograr el acomodo de los grandes volúmenes de sedimentos clásticos, la extensión proximal alcanzó niveles de despegue en el paquete de sal jurásica, provocando el desalojo masivo, la formación de intrusiones de sal y de toldos ("canopies") en la zona distal (Figuras. 3 y 4).

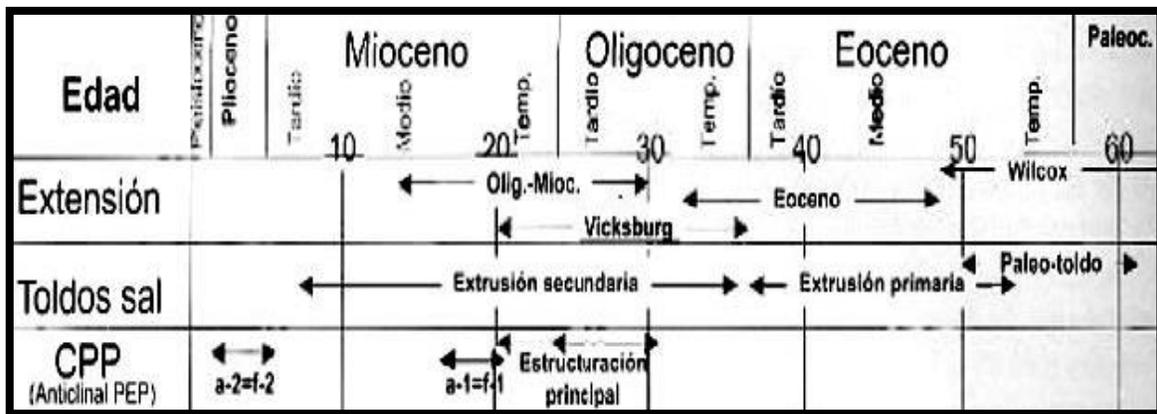


Figura 3.3. Relación de eventos tectónicos en el noreste del Golfo de México. La extensión proximal provocó el desalojo de la sal y la formación de toldos de sal. El Cinturón Plegado Perdido se formó durante el Oligoceno cuando se transfirió el esfuerzo a la parte distal (Patiño et al, 2003).

Entre la plataforma, (frente al delta del Río Bravo) y el Cinturón Plegado Perdido existe una extensa zona de talud donde el piso marino se presenta muy accidentado y se interpreta la presencia de cuerpos de sal somera dispuestos como toldos e intrusiones verticales que provocan plegamiento y fallamiento complejo. La movilización de la sal avanzó desde el oeste y norte durante el Paleógeno a manera de grandes canopies (lenguas).

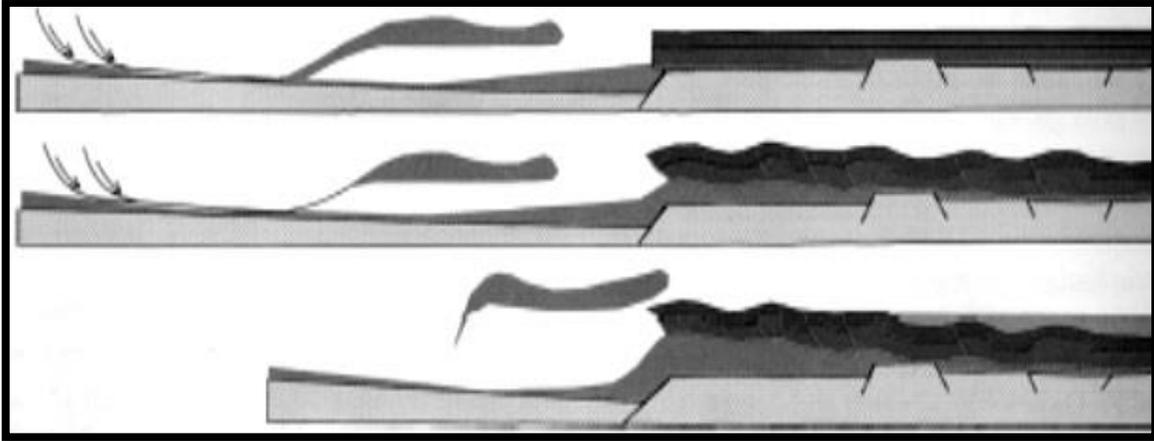


Figura 3.4. Evolución de los toldos del Cinturón Plegado Perdido. La transferencia de esfuerzos y la deformación consecuente del Cinturón Plegado Perdido ocurrió cuando la sal alóctona se desprendió totalmente de la sal autoctona (Patiño et al, 2003)

Cuando estos cuerpos ascendentes y migrantes se desconectaron totalmente de su nivel principal (nivel autóctono), el esfuerzo por carga comenzó a ser transferido hacia los remanentes de sal autóctona que se ubicaba más alejada de los depocentros. La sal autóctona se deslizó horizontalmente hasta encontrar un alto de basamento, el cual escaló y se comenzaron a formar los domos y diapiros de sal que conforman el núcleo de los anticlinales del Cinturón Plegado Perdido. De acuerdo a Trudgill et al. (1999), la transferencia de esfuerzo a la sal autóctona por carga sedimentaria ocurrió al inicio del Oligoceno. La reactivación de la sal ha provocado mayor deformación desde entonces considerando que la sedimentación terrígena no se ha interrumpido (Figuras. 3 y 4), (Patiño et al, 2003).

El origen de los pliegues es por el mecanismo de pliegues de despegue con núcleo de sal, con modificaciones tardías por removilización de la sal en el núcleo de los anticlinales. Mount (1989) explicó el desarrollo de las geometrías de pliegues por imbricamiento de los mismos favorecidos por la curvatura de las fallas. Ese modelo incluye duplicidad de espesores en niveles profundos y, por lo tanto, ocurrieron mayores cantidades de acortamiento (Patiño et al, 2003). Si bien la geometría externa del pliegue es posible de explicar de esa manera, el modelo no considera la presencia de sal, que se puede interpretar por el fuerte reflejo en el núcleo de las estructuras mayores. Además, el mecanismo relacionado al nucleamiento salino (Weimer y Buffler, 1992; Diegel et al. 1995; Peel et al., 1995 y Trudgill et al, 1995), implica un menor acortamiento en el sistema, lo que resulta más viable en el contexto regional del Cinturón Plegado Perdido (Patiño et al, 2003).

3.4 Sistema Petrolero del Cinturón Plegado Perdido

3.4.1 Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

3.4.1.1 Elementos del Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

Roca generadora:

En la Provincia Geológica del CPP considerando los análisis realizados en muestras de hidrocarburos de los pozos Trión-1, Supremus-1 y Maximino-1, realizados por PEMEX-PEP en 2012, se identificaron aceites saturados ligeros a superligeros. El análisis geoquímico de los aceites recuperados en los pozos, así como la correlación de biomarcadores de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos del sector norteamericano y de emanaciones en fondo marino, indican que la proveniencia es de una roca generadora arcillosa, rica en materia orgánica, depositada en ambientes subtóxicos. Los datos aportados por los pozos mencionados, coinciden con la información antecedente del área obtenida mediante análisis de emanaciones de aceite del fondo marino y que se consideran tienen afinidad principal con rocas generadoras del Tithoniano (PEMEX, 2013).

Hacia las zonas no perforadas del Golfo de México Profundo y mediante diferentes campañas de muestreo de emanaciones de petróleo en el fondo marino, se ha interpretado la presencia de los sistemas petroleros que involucran rocas del Jurásico, del Cretácico y del Cenozoico. Los análisis geoquímicos en estas muestras han permitido determinar también una principal afinidad con las rocas generadoras del Tithoniano (Figura. 3.5), proporcionando evidencias geoquímicas de que ésta roca generadora está activa y es eficiente generando hidrocarburos termogénicamente. Todo lo anterior permite definir para estas áreas, la presencia del sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano y Cretácico-Paleógeno-Neógeno (PEMEX, 2013).

Con el descubrimiento de acumulaciones de aceite en las secuencias arenosas del Eoceno Inferior Wilcox, se comprueba la existencia de un sistema generador de hidrocarburos. Para el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsalino, se postula a las rocas del Jurásico Tithoniano y Cretácico **luterica**, son las principales rocas generadoras. Todo lo anterior permite interpretar para estas áreas, la presencia del sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano y Cretácico-Paleógeno-Neógeno (PEMEX, 2013).

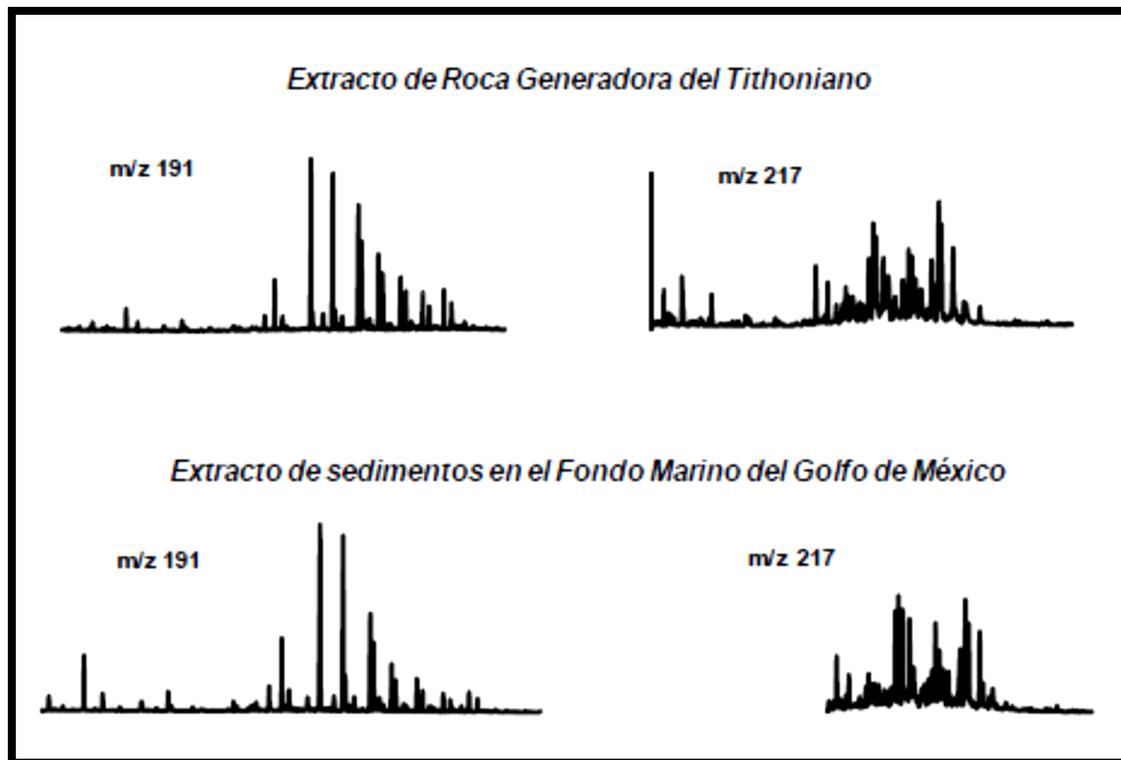


Figura 3.5. Correlación de los hidrocarburos extraídos directamente de una roca generadora del Tithoniano inmadura, con los extraídos en sedimentos del fondo marino del Golfo de México (PEMEX, 2013).

Roca almacenadora:

En la Provincia Geológica del CPP las principales rocas almacenadoras son areniscas turbidíticas siliciclásticas del Oligoceno, depositadas en canales y desbordes de canal (Supremus-1), así como areniscas turbiditas siliciclásticas pertenecientes a abanicos submarinos (Trión-1) y de canales amalgamados (Maximino-1) del Eoceno inferior; que además pueden estar fracturadas por la tectónica salina y la compresión asociada a tectónica gravitacional. Se debe tomar en cuenta que se ha establecido producción de hidrocarburos extrapesados en los Campos Tamil y Nab, ubicados fuera del CPP al sureste de esta provincia; en estos campos los hidrocarburos se encuentran en carbonatos de cuenca fracturados del Cretácico (Albiano-Cenomaniano) y brechas del Cretácico Superior, respectivamente. Para el Cenozoico se tienen como rocas almacenadoras areniscas turbidíticas cenozoicas acumuladas en complejos de canales y abanicos submarinos depositados en esta zona como sistemas de nivel bajo, las cuales, para la provincia Geológica del Cinturón Plegado de Catemaco a nivel del Mioceno, corresponden a areniscas productoras de gas, probadas en los pozos Noxal y Lalail. Estas mismas facies se consideran rocas almacenadoras en

las Provincias Geológicas Cordilleras Mexicanas y CPP pero distribuidas en el Eoceno y Mioceno (PEMEX, 2013).

Los análisis petrográficos, muestran que la roca almacenadoras del CPP está representada principalmente por litarenitas y sublitarenitas feldespáticas con abundante contenido de granos de cuarzo, que representan entre el 20 al 40 por ciento de los constituyentes, los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran en proporciones del 10 al 20 por ciento; los granos son principalmente subangulares a subredondeados medianamente clasificados y en diámetros que varían de 0.125 a 0.062 milímetros (grano muy fino a fino). Presentan porosidades entre 20 y 30 por ciento. Una característica de las areniscas de estos yacimientos, es que están pobremente consolidadas con escasa presencia de cementante calcáreo y matriz arcillosa; asimismo, son fácilmente deleznable, presentan impregnación de hidrocarburos y buena porosidad intergranular, las areniscas se intercalan con horizontes delgados de limolitas en partes arcillosas, también impregnadas de hidrocarburos (PEMEX, 2013).

Las rocas almacenadoras están constituidas por areniscas depositadas en ambientes marinos profundos, característicos de canales submarinos y abanicos de piso de cuenca. Para los yacimientos del Mioceno Inferior, las facies de las rocas almacenadoras se interpretaron como de canal y desborde distal, y están constituidos principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio, pobremente clasificados, moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10 a 20 por ciento; con intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso. Los yacimientos del Mioceno Superior, así como el yacimiento del Mioceno Medio, están formados por intercalaciones de areniscas de cuarzo con lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica. Las areniscas se componen de cuarzo, micas y líticos gris claro, de grano medio a fino, moderadamente clasificadas, no consolidadas, ligeramente arcillosas, con una porosidad visual intergranular 10 a 15 por ciento (PEMEX, 2013).

Roca sello:

Para la roca sello en el Mesozoico, se tiene los horizontes de lutitas calcáreas del Tithoniano, los que presentan espesores que pueden variar de 30 a 100 m y a los horizontes intraformacionales de calizas arcillosas del Cretácico, cuyos espesores pueden ser de 30 a 80 metros. Para el Cenozoico, la roca sello son lutitas que están dispuestas en forma interestratificada o alternada de manera vertical y lateral con las areniscas que conforman la roca almacenadora, cuyos espesores pueden ser de 50 hasta 1000 m aproximadamente, estas secuencias fueron

formadas principalmente por material fino en suspensión y sedimentos arcillosos depositados como parte de los sistemas turbidíticos (PEMEX, 2013).

El sello en las rocas del Cenozoico consisten de una secuencia principalmente arcillosa que es característica de los sedimentos de edad Eoceno Superior y la parte tardía del Eoceno Inferior; los espesores varían desde 150 metros donde la porción tardía del Eoceno Superior está ausente por erosión, hasta los 600 metros en los flancos de las estructuras plegadas. Este paquete de rocas sello está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes arenosos. El sello intermedio varía en espesores de 40 a 90 metros aproximadamente y está representado por lutitas calcáreas y bentoníticas (PEMEX, 2013).

De manera general, para todos los yacimientos de la región, las rocas que funcionan como sello corresponden a lutitas calcáreas. En cuanto al sistema de fallas, para el Mioceno Superior, las fallas normales están ubicadas en la cresta, son de poca longitud y desplazamiento, por lo tanto, no se considera que dividan al yacimiento en bloques independientes. Para el Mioceno Medio, los límites del yacimiento no se ven afectados por las fallas inversas ya que estas tienen matrices finas en el plano de falla que constituyen buenos sellos. Los yacimientos del Mioceno Inferior, que se encuentran limitados al Noroeste contra una falla inversa, presentan buen sello de una microbrecha (PEMEX, 2013).

Trampa:

En la Provincia Geológica CPP las trampas están conformadas por pliegues de flexura con despegue en la sal Jurásica, estas estructuras tienen orientación Noreste-Suroeste producto de la contracción del Oligoceno al Reciente.

Las trampas corresponden a unos anticlinales asimétricos, cuyo eje principal se orienta en dirección Noreste-Suroeste. A nivel Mioceno Superior, las trampas presentan cierre natural por echado de capas en cuatro direcciones. A nivel Mioceno Inferior, el sello de la trampa es por cierre contra falla inversa al Noroeste de las estructuras. La complejidad en la distribución de la roca almacén, la variación lateral de propiedades petrofísicas asociadas a los sistemas canalizados de aguas profundas hacen que la trampa de los yacimientos del Mioceno Inferior y Superior sean clasificados como combinadas. Los límites de los yacimientos fueron establecidos por medio de la interpretación de atributos especiales derivados de la inversión sísmica, y los probadores dinámicos de formación (PEMEX, 2013).

La formación de las trampas inició a partir del Oligoceno Superior y culminó en el Mioceno Inferior, asociándose a la contracción ligada a la extensión y empuje de la

tectónica salina, como resultado del reacomodo isostático de bloques de la corteza terrestre y extensión después del evento Laramídico (PEMEX, 2013).

Las trampas estratigráficas se atribuyen a las areniscas porosas confinadas en secuencias arcillosas o acuñaamientos contra sal, asociados a las facies de canales y abanicos de piso de cuenca depositados del Eoceno al Mioceno de la cuenca, y por último, las trampas combinadas corresponden a las últimas facies estructuradas por la tectónica salina o la componente compresiva de la tectónica gravitacional que originó o complementó el desarrollo de los pliegues (PEMEX, 2013).

3.4.2 Procesos de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

La evolución de la generación de los hidrocarburos hacia el Golfo de México Profundo se ha calculado únicamente con modelado de cuencas, donde se ha considerado a los parámetros geológicos y geoquímicos que se han obtenido de los pozos perforados, de esta forma, se ha calculado que hacia la plataforma, donde las rocas generadoras del Tithoniano son cubiertas por menores espesores de roca sedimentaria, la generación de hidrocarburos inició en etapas muy recientes, o incluso no ha iniciado todavía, y donde se han alcanzado condiciones de generación, esta ocurrió hace menos de 5 millones de años, iniciando su expulsión durante los últimos 3 o 2 millones de años hasta la época actual. En la porción central del Golfo de México Profundo, se han identificado zonas de generación de hidrocarburos; sin embargo, la expulsión de los mismos está limitada hacia los depocentros más profundos, donde la generación de hidrocarburos ha ocurrido aproximadamente entre 8 y 10 millones de años, y la expulsión ocurrió en épocas más recientes; conforme la roca generadora se va sepultando por intervalos más gruesos de carpeta sedimentaria se tiene mejor maduración térmica. Al oeste del Golfo de México, en las Provincias Geológicas Cordilleras Mexicanas y Cinturón Plegado de Catemaco, ésta se encuentra ya en una etapa metagenética, donde la generación de los hidrocarburos ocurrió en etapas muy antiguas, hace aproximadamente 55 millones de años, y la expulsión hace 25 millones de años, alcanzando incluso el agotamiento del potencial de generación de hidrocarburos (PEMEX, 2013).

La migración de los hidrocarburos se ha dado principalmente a través de fallas, fracturas o por la interface entre los cuerpos salinos y las rocas donde se encuentran emplazados.

3.4.3 Extensión geográfica del Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

La extensión del sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno se ha definido con base en el área que abarcan las manifestaciones de hidrocarburos que han sido identificadas con imágenes de satélite y caracterizadas con análisis geoquímicos de las muestras tomadas de las aguas oceánicas así como con el análisis de hidrocarburos extraídos en sedimentos del fondo marino que se ha estudiado en la parte central y Norte del Golfo de México y hacia los bordes continentales de las Provincias Petroleras de Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz (Figura. 3.6), (PEMEX, 2013).

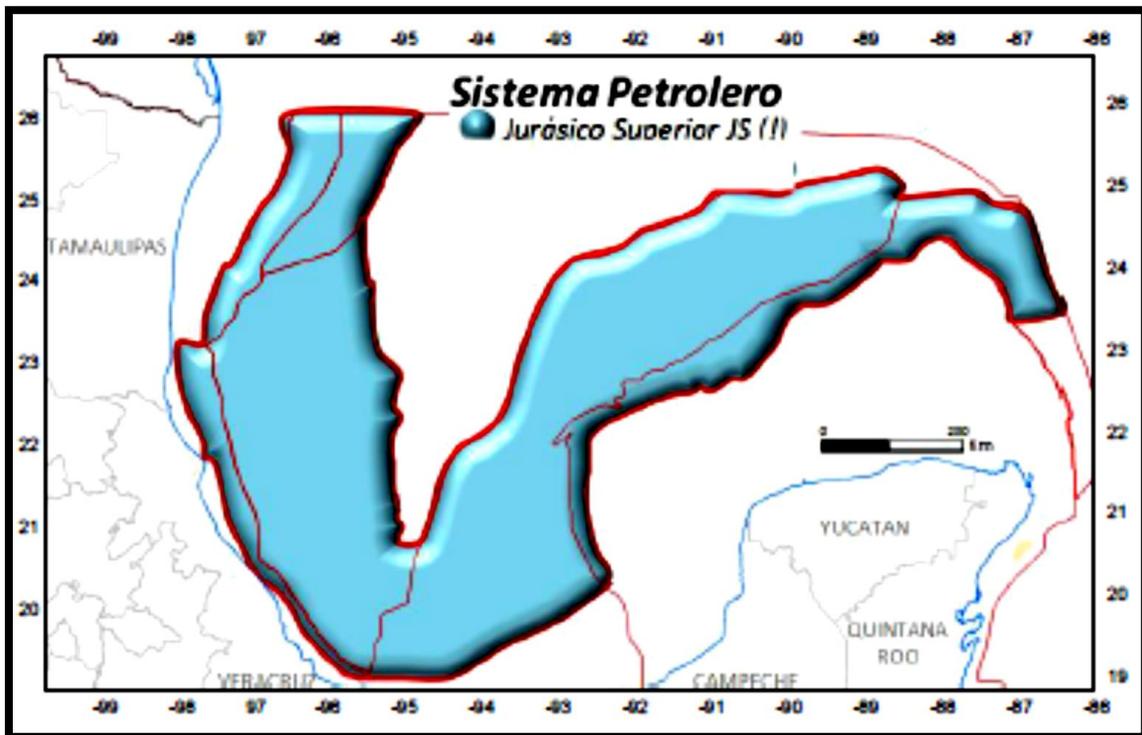


Figura 3.6. Distribución geográfica del Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno (PEMEX, 2013).

3.4.4 Extensión estratigráfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

Hasta la fecha se ha comprobado que existe carga de hidrocarburos en las rocas del Neógeno, con producción de hidrocarburos gaseosos en el área de Cordilleras Mexicanas y del Cinturón Plegado de Catemaco. Con base en los resultados del modelado geológico se postula que existen áreas favorables para el entrapamiento de hidrocarburos líquidos hacia el CPP donde se ha comprobado

su existencia del lado de EUA, Salina del Bravo, Cordilleras Mexicanas por debajo del despegue del Eoceno, y Salina del Istmo (PEMEX, 2013).

3.4.5 Extensión temporal de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno

El diagrama de eventos de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico-Paleógeno-Neógeno muestra cómo los procesos y elementos esenciales tuvieron lugar en el tiempo y en el espacio; en el proceso de sincronía se incluye la edad geológica para cada uno de los componentes del sistema petrolero así como el tiempo en que ocurrieron los procesos de generación-migración-acumulación y preservación de los hidrocarburos, además, el momento crítico que indica cuando se dieron las condiciones más favorables para que ocurriera el proceso de generación-migración-acumulación de hidrocarburos de una manera general para el Golfo de México Profundo (Figura. 3.7), (PEMEX, 2013).

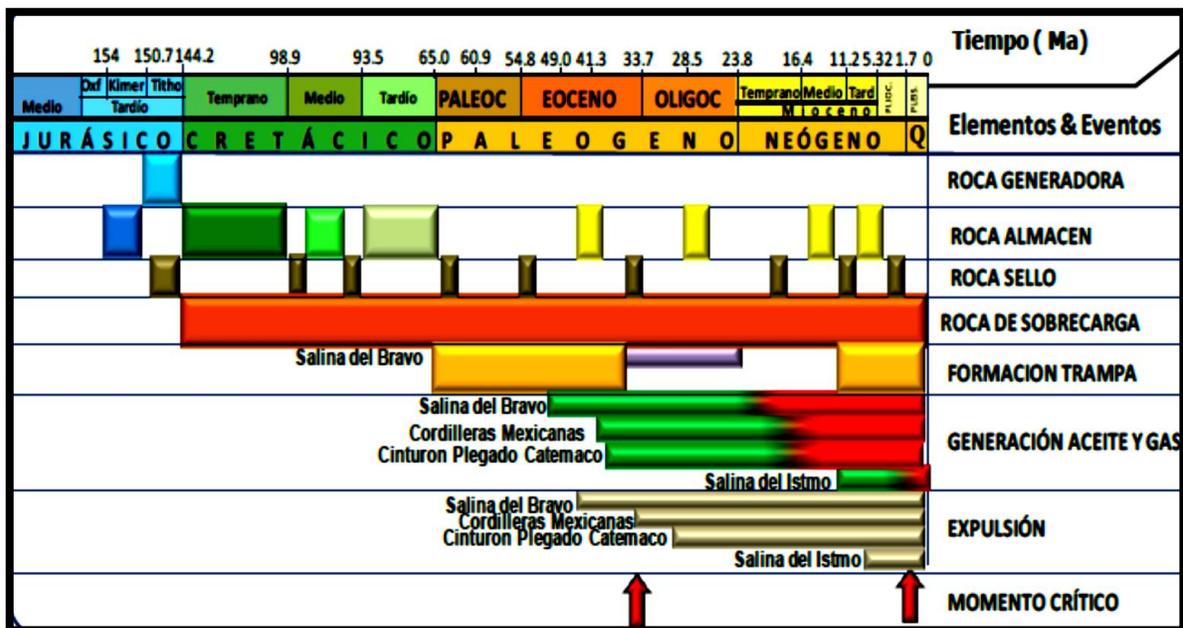


Figura 3.7. Diagrama de eventos de los sistemas petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano; Cretácico Paleógeno-Neógeno que indica la presencia de sincronía (PEMEX, 2013).

CAPÍTULO IV. EJEMPLOS DE CAMPOS PETROLEROS

4.1 El Cinturón Plegado Perdido y el Área del Cañón de Alaminos

La Cuenca del Golfo de México se ha dividido en dos grandes regiones para la explotación petrolera: la Plataforma Continental, limitada por la isobata de 200 metros y el talud continental. La primera es predominantemente gasífera en los Estados Unidos de Norteamérica y aceitífera en la porción mexicana; la segunda región se encuentra en una etapa de desarrollo en Estados Unidos, mientras que en la porción mexicana se encuentra en una etapa de evaluación. En la figura 4.1 se muestra el segmento del Golfo de México Profundo que corresponde al área del Cinturón Plegado Perdido, tanto del lado mexicano como lo correspondiente a los Estados Unidos de Norteamérica (Sánchez, 2013).

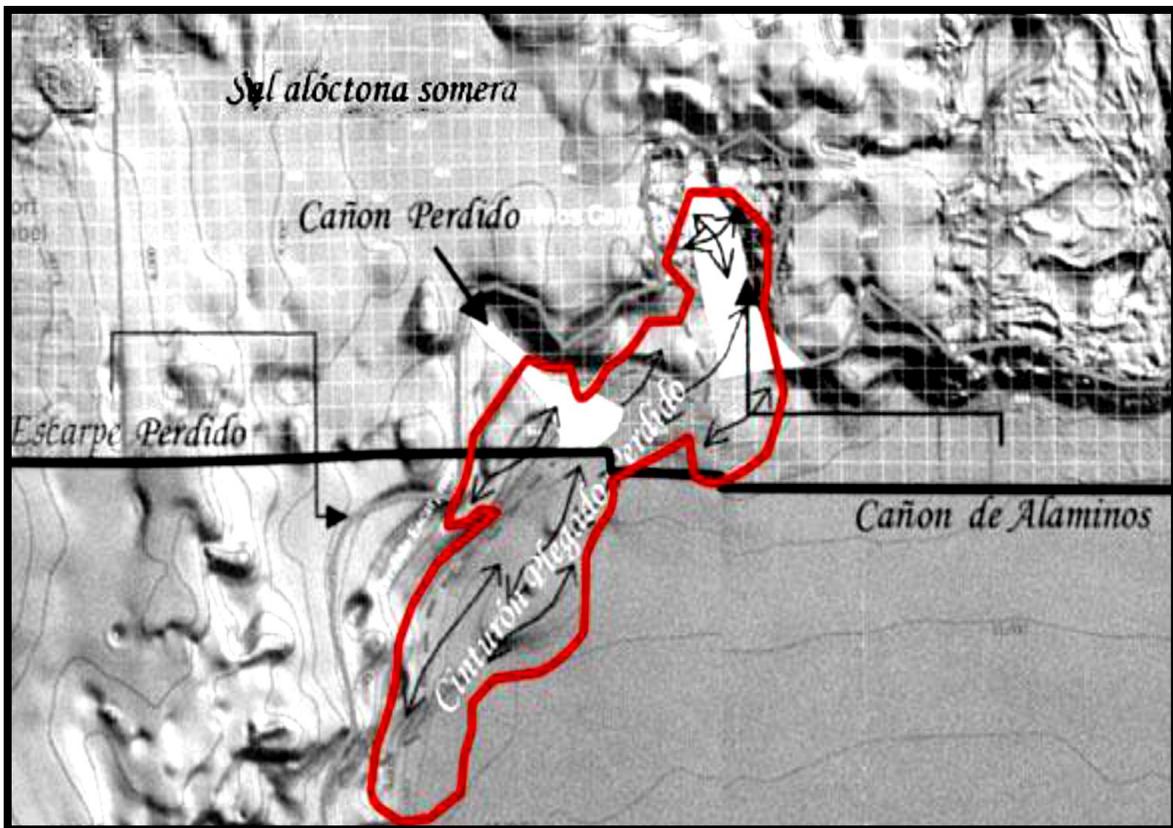


Figura 4.1 Mapa fisiográfico del noroeste del Golfo de México, donde se muestra el Cinturón Plegado Perdido (Sánchez, 2013).

4.2 Cañón de Alaminos (Estados Unidos de América)

Se conoce como el área de Cañón de Alaminos, a la región marina situada en la porción noroccidental del Golfo de México en aguas que corresponden a los Estados Unidos, y que comprenden una superficie cercana a los 16,500 km^2 ; toma su nombre del cañón submarino situado en su porción suroriental. Se extiende de norte a sur aproximadamente 60 Km, desde el frente del talud continental hasta el piso de la cuenca oceánica profunda (Segura, 2009).

El área de Cañón de Alaminos se caracteriza por la presencia de extensos y potentes mantos de sal aloctona, emplazados a profundidades relativamente someras. En la porción suroriental destaca el rasgo fisiográfico del cañón, que se expresa como una interrupción o reentrante en el talud (Segura, 2009).

Los tirantes de agua hasta el piso del cañón varían entre 2,250 y 2,750 metros. Sin embargo, en sus bordes y arriba de la sal aloctona, los tirantes de agua varían entre 1,650 y 1,800 metros; en la cabecera del cañón el tirante de agua es cercano a los 1,200 metros. El Cañón de Alaminos, está limitado al este, norte y oeste por acantilados de sal aloctona, la cual al cesar su movimiento no cubrió parte de la franja Plegada de Perdido, cuyas estructuras plegadas se observan sísmicamente en el subsuelo del cañón. Los sedimentos más jóvenes de edad Plio-Pleistoceno, que constituyen el piso del cañón de Alaminos tienen espesores del orden de 2,000 metros y prácticamente no están deformados ni plegados (Segura, 2009).

Esta franja plegada es de la edad del Oligoceno-Mioceno, e involucra una potente secuencia sedimentaria de más de 7,000 metros de espesor, que se caracteriza por la existencia de grandes alineamientos estructurales de tipo anticlinal, limitados en sus flancos por fallas inversas y que individualmente alcanza más de 100 Km de longitud (Segura, 2009).

En aguas patrimoniales de Estados Unidos, esta franja estructural alcanza aproximadamente una superficie de 3,000 km^2 dentro del área de Cañón de Alaminos, como se muestra en la figura 4.2 (Segura, 2009).

En el entorno del área del Cañón de Alaminos, se tiene una zona de fuerte pendiente que se conoce como Escarpe de Sigsbee, que es el producto del movimiento de los gigantescos mantos de sal alóctona. El avance de estas masas salinas hacia el sur, en dirección hacia el centro de la cuenca del Golfo de México, se debe a la evacuación de la sal por sobrecarga de sedimentos y por deslizamiento gravitacional (Segura, 2009).

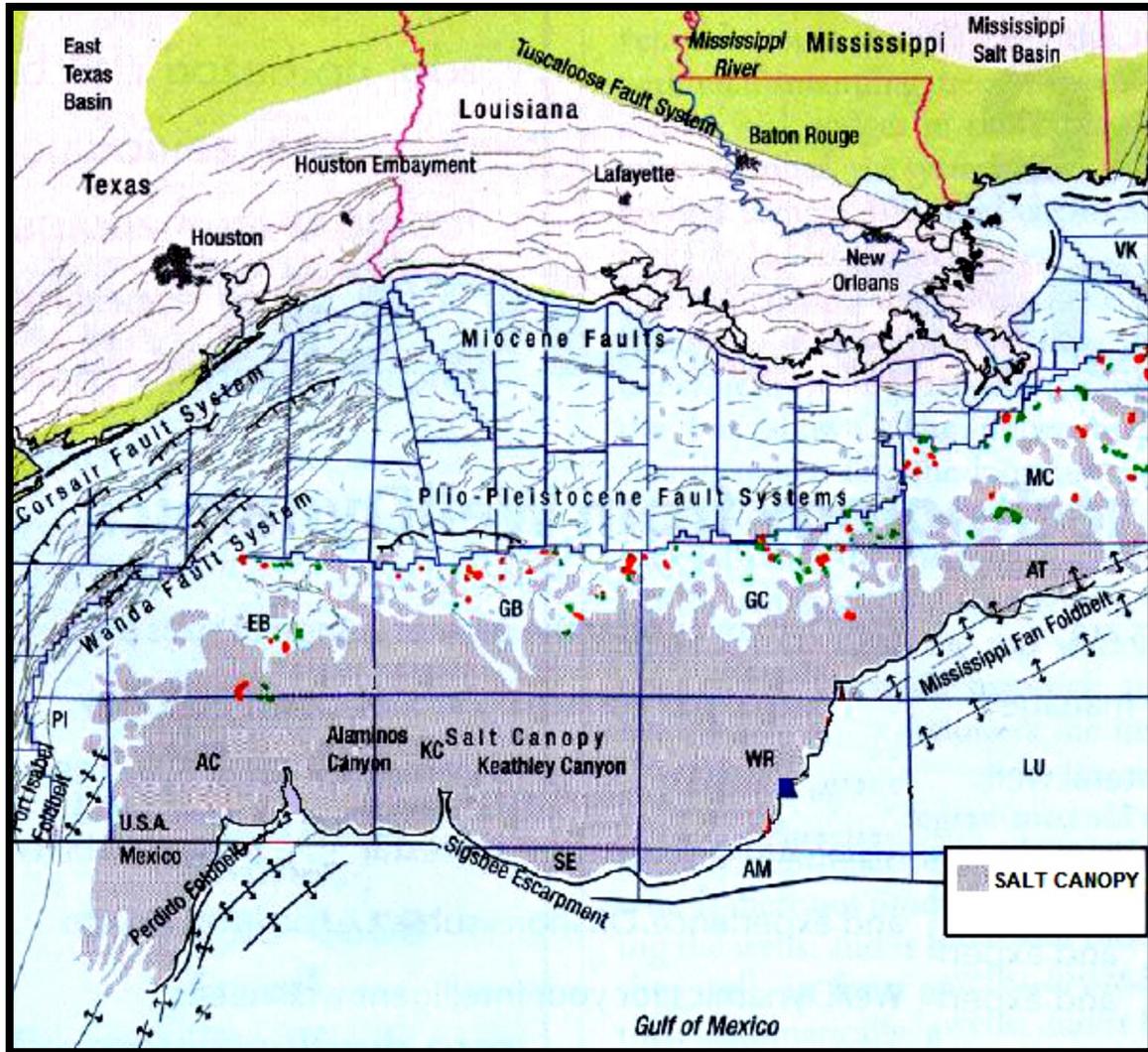


Figura 4.2. Mapa del sector norte del Golfo de México, donde se muestra el área del Cañón de Alaminos en aguas patrimoniales de Estados Unidos de América (Segura, 2009).

Se estima que estas masas salinas se han desplazado grandes distancias (70 a 120 Km) y que su avance no es uniforme, lo que ha dado origen a grandes reentrantes en el frente de la sal por movimiento diferencial de la misma. La reentrante más occidental es precisamente el Cañón de Alaminos (Segura, 2009).

Aproximadamente un 80% del área se caracteriza por la presencia de gigantescos mantos de sal aloctona. La sedimentación regional terrígena Plio-Pleistocena proveniente del norte ha cubierto los cuerpos salinos en espesores relativamente delgados, pero se ha depositado en espesores considerables en las cuencas libres de sal o intersalinas, es decir, las minicuenas (figura 4.3), (Segura, 2009).

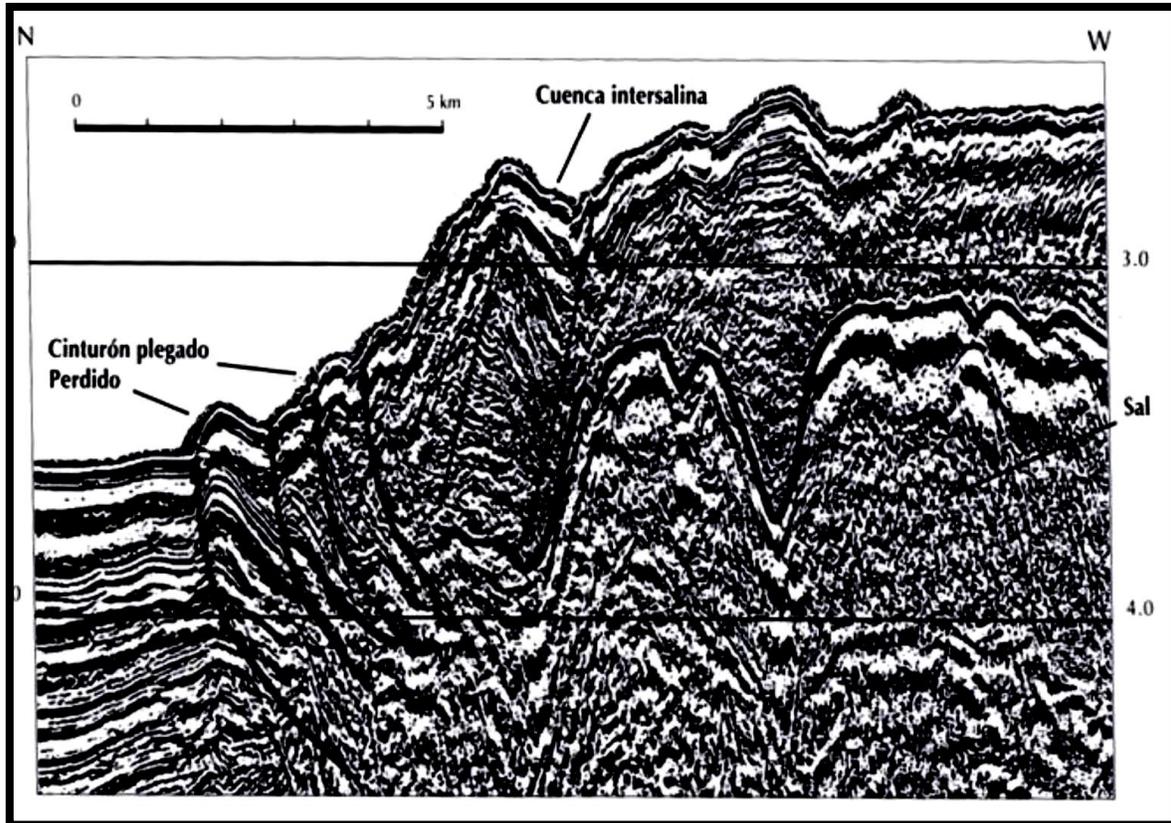


Figura 4.3. Perfil sísmico, que muestra el plegamiento de las láminas de sal aloctona dentro de los sedimentos en el Escarpe de Sigsbee (Segura, 2009).

Los estudios geológicos y geofísicos realizados han llevado a los diferentes investigadores a las siguientes conclusiones sobre el área del Cinturón Plegado Perdido:

- Las áreas donde se tiene sal en el subsuelo con plays subsalinos someros, se pueden considerar con escaso potencial petrolero; en el caso de yacimientos sobresalinos, los objetivos económicos se concentrarían en las pequeñas cuencas intersalinas (minicuenas).
- Las estructuras de la franja del Cinturón Plegado Perdido pueden constituir yacimientos gigantes de aceite y/o gas, ya que las trampas son de grandes dimensiones, con un cierre estructural de miles de metros y culminaciones de centenas de km^2 .
- Existen fuertes evidencias de la presencia de rocas generadoras de hidrocarburos dentro de la secuencia sedimentaria, las que puede abarcar del Jurásico al Eoceno. Esto se interpreta considerando los estudios de madurez térmica y las numerosas manifestaciones activas de hidrocarburos en el fondo marino. La edad de la madurez de la roca generadora pudo

haber ocurrido en los últimos 25 millones de años, por lo que este factor se considera de bajo riesgo.

- Las posibles secuencias sedimentarias almacenadoras son del Mesozoico y Cenozoico, las rocas con las mejores características petrofísicas están constituidas por sedimentos calcáreos de grano fino, con porosidades primarias bajas, pero con buenos desarrollos de porosidad secundaria, resultado del fracturamiento asociado a la intensa deformación; están ubicadas en diferentes niveles estratigráficos del Jurásico Superior, Cretácico Inferior y Cretácico Superior. Para el Paleógeno, las posibles rocas almacenadoras estarán constituidas por areniscas de tipo turbidítico, como rellenos de canal, zonas de desborde y como lóbulos.
- La presencia de rocas sello en toda el área es de muy bajo riesgo, ya que en la secuencia sedimentaria se tienen múltiples cuerpos arcillosos de gran extensión lateral y espesores variables, que pueden constituir excelentes sellos. Sin embargo, existe el riesgo de que estos sellos, especialmente en las secciones superiores, no sean eficientes debido a que pueden estar fuertemente fracturados o afallados.
- Considerando, la información geológica disponible y los resultados de perforación de algunos pozos exploratorios, se concluye que la franja del Cinturón Plegado Perdido, en los dos sectores mexicano y estadounidense, tienen el mayor potencial del Golfo de México Profundo. Las estimaciones de reserva y potencial, que se han hecho son muy optimistas, un ejemplo de esta situación es la gran inversión económica en el proyecto que se está llevando a cabo en esta área denominado “Perdido”, nombre utilizado por la compañía operadora Shell, que en un consorcio tiene la mayor inversión económica en el proyecto.

4.2.1 Actividades de Estados Unidos de América en el área del Cañón de Alaminos

Con la finalidad de comprobar la existencia de petróleo en una franja del Cinturón Plegado Perdido en el sector de los Estados Unidos de América, se formó un consorcio integrado por las compañías Shell, Amoco, Mobil y Texaco, quienes iniciaron la perforación de un pozo exploratorio en un tirante de agua de 2,322.5 metros, para probar la existencia de hidrocarburos en una de las grandes estructuras de la franja de Perdido (Segura, 2009).

El pozo se ubicó en aguas del Golfo de México estadounidense, a 300 Km al este-noreste de Matamoros, Tamaulipas, y a 325 Km al este-sureste de Chorpus Christi, Texas; a una distancia de 40 Km al norte del límite de la Zona Económica

Exclusiva de México y dentro de las aguas patrimoniales de Estados Unidos de América; este pozo exploratorio se nombró BAHA, del que inició la perforación en 1996 para probar una de las grandes estructuras de la franja del Cinturón Plegado Perdido (Segura, 2009).

El pozo BAHA-1 inició su perforación en 1996, sin embargo, dicha perforación se suspendió por accidente mecánico. La perforación se abandonó a los 3,416 metros, resultando muy limitado el margen de perforación dentro de las rocas terrígenas del Eoceno (Segura, 2009).

Posteriormente se perforó el pozo BAHA-2, que está situado estructuralmente en el flanco norte del mismo anticlinal, a aproximadamente a 4 Km al noreste del primer pozo (BAHA -1); su objetivo principalmente era la búsqueda de un yacimiento en las rocas almacenadoras ubicadas a 5,843 aproximadamente, los que manifestaron la presencia de hidrocarburos, por lo que fue probado en carbonatos del Mesozoico y en las turbiditas de aguas profundas del Cenozoico Inferior. A pesar de que el pozo BAHA-2, fue perforado a 2,375 metros de tirante de agua y encontró unidades estratigráficas productoras del Cenozoico Inferior, fue declarado como no comercial dada la baja productividad y los altos costos de la infraestructura para su desarrollo (figura 4.4), (Segura, 2009).

Es importante señalar que la sección estratigráfica que encontró Baha-2, es equivalente a la formación Wilcox, que ha sido reconocida como un importante play con recursos petroleros en el sudeste de Texas y el suroeste de Louisiana, que produce principalmente gas en areniscas de origen fluvial, deltaico y en secuencias terrígenas marinas someras; estos yacimientos en la parte terrestre, fueron identificados y explotados desde los años 30 del siglo pasado. Con la perforación del segundo pozo (Baha-2), fue que se vinculó el sistema de deposicional de las formaciones Wilcox, de una plataforma deltaica fluvial hacia una cuenca de turbiditas de aguas profundas (Segura, 2009).

En julio de 2001 se inició la perforación del pozo Trident -1, aproximadamente a 48 Km al sur del anticlinal perforado por los pozos Baha-1 y el pozo Baha-2; el objetivo era llegar a un posible yacimiento en un anticlinal cerrado a lo largo del mismo lineamiento del Cinturón Plegado Perdido. El pozo Trident-1 en el Cañon de Alaminos, estableció un record de tirante de agua, ya que es del orden de los 2,953 metros de profundidad, y el posible yacimiento se ubica a una profundidad total de 6,250 metros. Fue un proyecto exitoso, ya que se encontraron rocas saturadas de aceite ligero en la Formación Wilcox-Midway del Paleoceno Inferior (Segura, 2009).

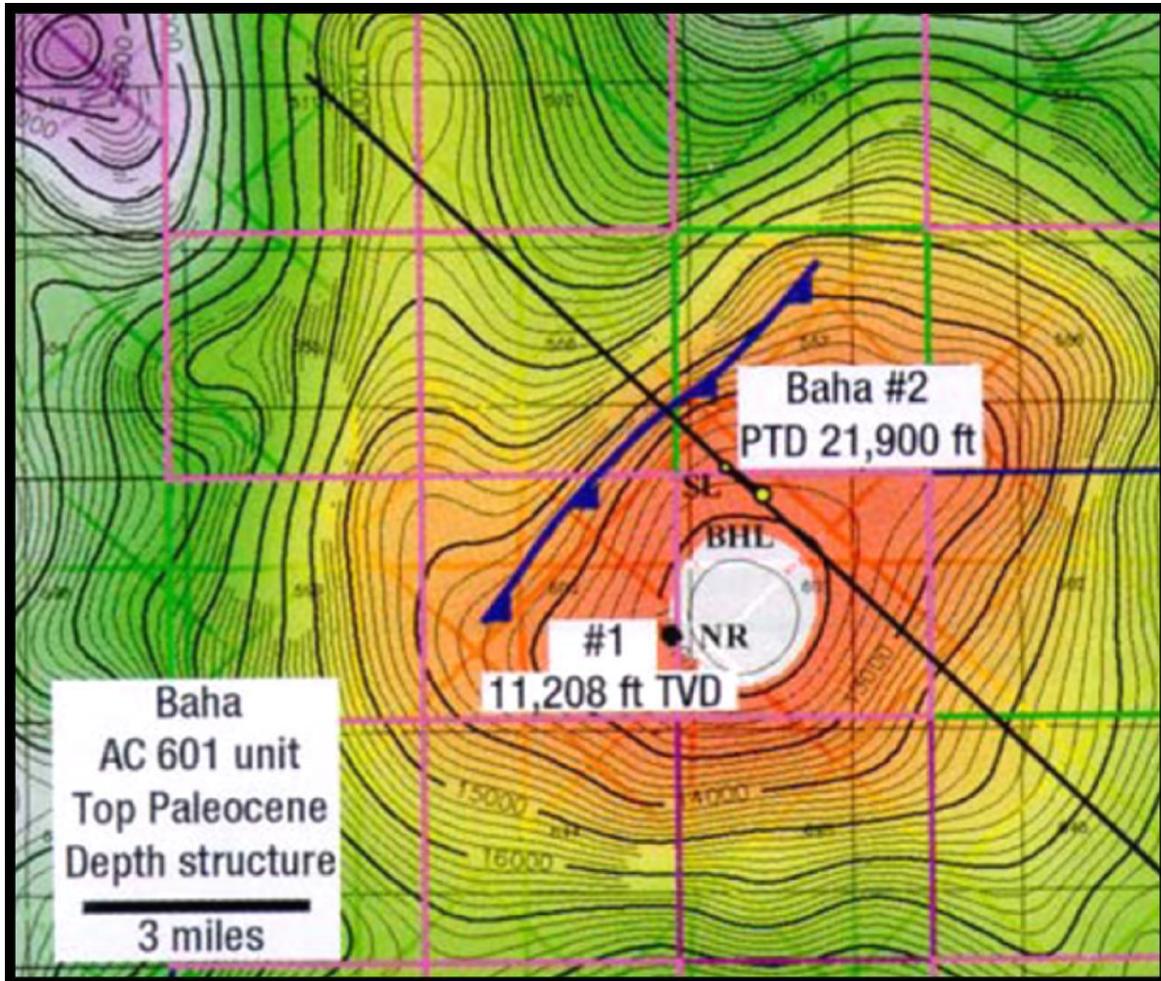


Figura 4.4. Esquema de la ubicación de los pozos BAHA-1 y BAHA-2 mostrando sus profundidades y resaltando las curvas de nivel estructural (Segura, 2009).

Con la finalidad de delimitar el yacimiento fue perforado el pozo Trident-2 en el mismo bloque, encontrando las mismas características que su predecesor. Con estos resultados, y asimilando la experiencia de estas dos perforaciones se perforó el pozo Trident-3, en el bloque 947 del Cañón de Alaminos, bloque contiguo al límite fronterizo con México. Este pozo también, tuvo el mismo éxito que los dos pozos anteriores confirmando así la continuidad de las secuencias estratigráficas del desarrollo estructural, mismo que se indica en la sección sísmica de la figura 4.5 (Segura, 2009).

4.2.2 Pozos perforados en áreas cercanas a la frontera marítima de México-Estados Unidos de América

En el lapso de 2000-2009, se han perforado en áreas cercanas a la frontera marítima en el Golfo de México, los pozos que se indican en la Tabla 4.1, la mayoría de ellos con resultados positivos aunque con diferente productividad considerando los resultados; todos los pozos proporcionan información valiosa

que después de perforar puede ser utilizada por geólogos, geofísicos y petroleros que realizan trabajo de exploración y de desarrollo de campos (Segura, 2009).

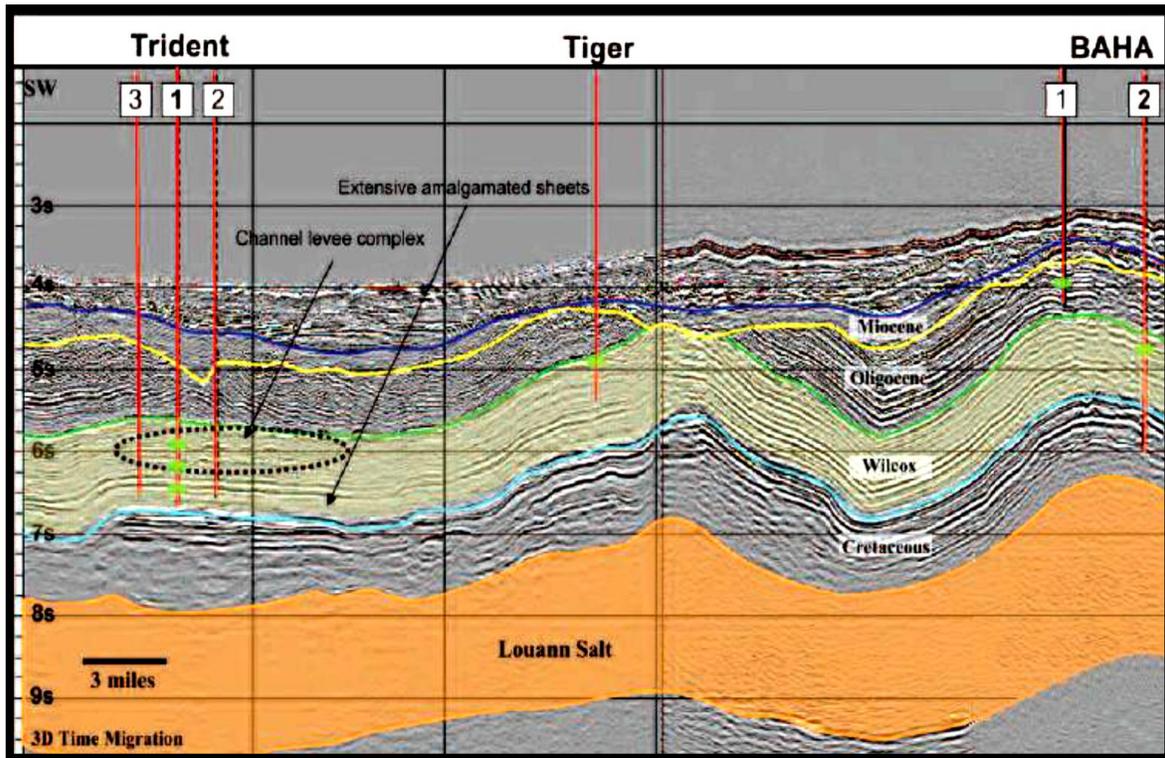


Figura 4.5. Sección sísmica, correspondiente a la Formación Wilcox donde se perforaron los pozos BAHA-1 y BAHA-2 y los pozos Trident-1, Trident-2 y Trident-3 confirmando la continuidad del yacimiento entre los pozos perforados (Segura, 2009).

4.2.3 El proyecto perdido

El Proyecto de explotación de Perdido o Perdido Hub, comprende el desarrollo de los primeros tres campos del área del Cañón de Alaminos, en el Cinturón Plegado Perdido: denominados Great White, Tobago y Silvertip (Figura 4.6), cuyos trabajos iniciaron en octubre de 2006; es muy importante considerar que los pozos de los dos últimos campos se encuentran en tirantes agua de más de 2,900 metros de profundidad. En el programa inicial se tenía considerados anclar las instalaciones de recolección en el piso oceánico a una profundidad de alrededor de 2,438 metros, la misma profundidad del Proyecto Independence Hub y posteriormente conectar las válvulas a donde llegarían los hidrocarburos producidos en Silvertip y Tobago; toda la conducción se realizaría mediante tuberías en el fondo del lecho marino; con este hecho las empresas participantes estaban en el umbral de rebasar el récord tecnológico existente en el desarrollo de campos profundos en ese tiempo (Segura, 2009).

Capítulo IV

Fecha de perforación	Nombre del Pozo o Campo/Bloque	Tirante de agua		Empresa operadora/ Asociada	Sistema de producción (Planeado)	Inicio de producción	Observaciones
		m	ft				
23/MAY/1996	BAHA #1 Bloque 600	2,322	7,620	SHELL AMOCO MOBIL TEXACO	_____	_____	Suspendido por accidente mecánico
MAR/2001	BAHA #2 Bloque 557	2,375	7,239	SHELL AMOCO MOBIL TEXACO	Hasta 2001 Sistema submarino	_____	No comercial
1/JUL/2001	TRIDENT #1 Bloque 903	2,965	9,687	UNOCAL ahora CHEVRON	Sistema submarino	2010	Encontraron aceite de 40° API
DIC/2001	TRIDENT #2 Bloque 903	2,952	9,727	UNOCAL Ahora CHEVRON	Sistema Submarino	2010	Confirmación de continuación lateral del yacimiento
Nov/2002	TRIDENT #3 Bloque 947	_____	_____	UNOCAL Ahora CHEVRON	Sistema submarino	2010	Confirmación de continuación lateral de yacimiento
SEP/2002	GREAT WHITE #1 Bloque 587	2,441	8,008	SHELL CHEVRON BP	SPAR	2009 2010	
	GREAT WHITE WEST Bloque 857	_____	_____	SHELL CHEVRON BP	SPAR/ sistema submarino	2009 2010	
16/NOV/2003	TOLEDO #1 Bloque 951	3,051	10,009	CHEVRON TEXACO	_____	_____	Hoy seco
5/MAY/2004	TOBAGO #1 Bloque 859	2,93	9,627	SHELL CHEVRON NEXEN	Sistema submarino	2010	
AGO/2004	SILVERTIP Bloque 815	2,812	9,226	SHELL	Sistema submarino	2010	
MAR/2005	TIGER Bloque 818	2,744	9,226	CHEVRON	Sistema submarino		
ABR/2005	DIAMOND BACK Bloque 739	_____	_____	_____	_____	_____	Sin información
27/ABR/2006	GOTCHA #1 Bloque 858	2,316	7,598	TOTAL	Sistema submarino	2010	
12/JUL	GOTCHA #1 Bloque 858	2,382	7,815	TOTAL	Sistema submarino	2010	
2004	HAMMERHEAD Bloque 943	2,427	7,962	SHELL BOINDS D'ARC STONES	_____		Hoyo seco

Tabla 4.1. Perforaciones en el Cañón de Alaminos, en el Cinturón Plegado Perdido en la zona económica exclusiva de Estado Unidos de América (Segura, 2009).

Capítulo IV

Posteriormente se anunció que la empresa texana “Williams Co. Inc.” se encargaría de construir las instalaciones de producción flotantes (floating production facility) y la instalación de las tuberías de conducción de hidrocarburos, de lo que llamó el “Perdido North Project”, iniciando los trabajos en enero de 2008. El reporte anual de Chevron también informó sobre el desarrollo de Great White, de forma simultánea. Por alguna razón, la empresa Williams Co. Inc. fue remplazada por la francesa “Technip” (Segura, 2009).

Para finales del año 2007, Shell anunció que estaba en desarrollo la instalación de un sistema de producción tipo SPAR, que sería instalada en el bloque 857 del Cañón Alaminos, en el Golfo de México, la que estaría anclada en el piso marino a una profundidad de agua de 2,392 metros, siendo la plataforma de producción más profunda instalada en el mundo, rompiendo el record mundial (Segura, 2009).



Figura 4.6. Ubicación de los campos Great White, Tobago y Silvertip para el desarrollo del proyecto Perdido (Sánchez, 2013).

Para tener una idea de la magnitud del Proyecto de Perdido en el Golfo de México en el sector estadounidense, hay que considerar, que es el primer sistema de Separación y Bombeo instalado en el fondo marino, además de que realizaría la tarea de ofrecer servicios a toda la producción de los campos vecinos (Segura, 2009).

El alcance del proyecto, consideró la instalación de 17 árboles submarinos verticales de nueva generación (EVDT), 2 manifolds para recibir la producción de varios pozos, 2 pilares de succión, controles en superficie, controles submarinos equipo de distribución submarina con 36 sistemas de cabezales de pozos submarinos, válvulas y conectores para 14 terminales de oleoductos (PLET's), y conectores para 29 puentes de conexión de otros pozos (Figura. 4.7), (Segura, 2009).

Los proyectos de exploración y explotación petroleras en aguas profundas son de largo plazo, considerando que los primeros barriles de crudo y los primeros pies cúbicos de gas se obtuvieron hasta los primeros meses del año 2010 (Segura, 2009), iniciando de esta manera el desarrollo de los yacimientos.

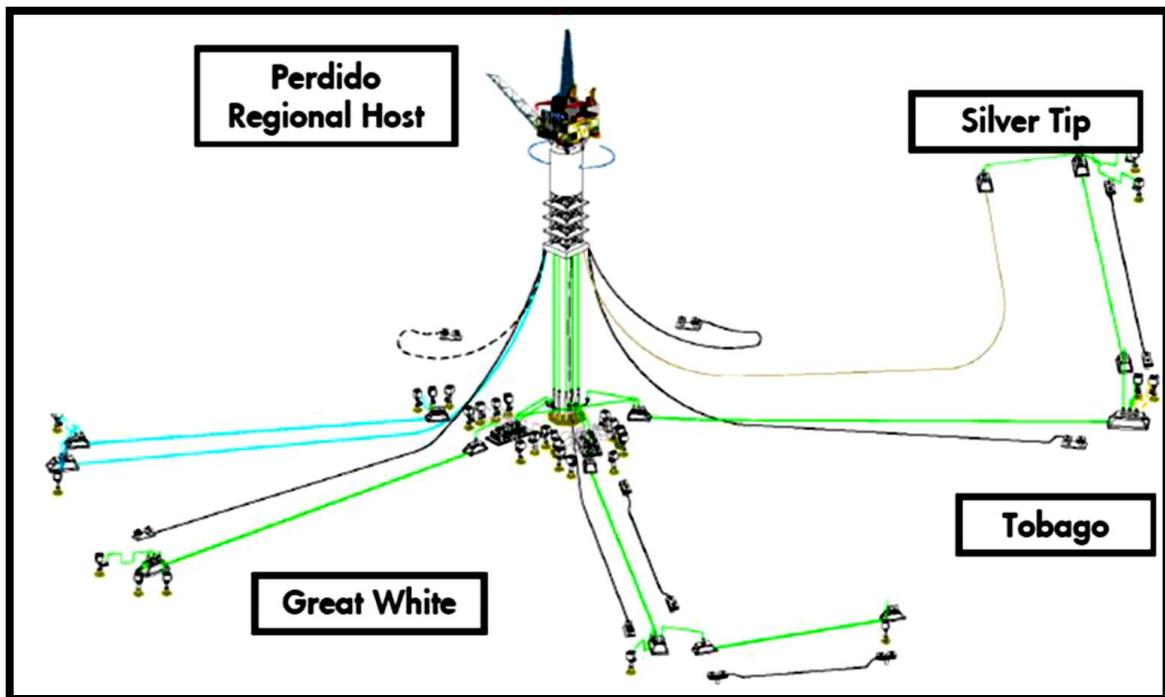


Figura 4.7. Diagrama del diseño de explotación de los campos petroleros del Proyecto Perdido en el sector de Estados Unidos de América (Segura, 2009).

El proyecto perdido se desarrolla dentro del bloque 857 del cañón de Alaminos a unos 402 km al sur de Galveston, Texas, y a 9.6 km de la frontera marítima con México. En el sitio opera una plataforma tipo SPAR conectada con 3 flowlines provenientes de manifolds ubicados debajo de la plataforma (Sánchez, 2013).

La arquitectura está basada en un concepto de árboles mojados con acceso directo vertical y tiebacks desde los pozos satélite. Este concepto permite acceder a un mayor número de pozos minimizando el tamaño de la instalación huésped. Todas las líneas de flujo se encuentran sobre el suelo marino y los manifolds

debajo de la plataforma conectan los pozos productores, tanto locales como satélite al sistema de separación y bombeo de refuerzo que utiliza bombas electrocentrífugas sumergibles; la arquitectura está dividida en regiones para la distribución (Sánchez, 2013).

El proyecto consta de 4 grupos submarinos: grupo con acceso directo vertical, grupo suroeste, grupo del Oligoceno (Frío) y el grupo regional. Los centros de perforación en la Formación Frío también son parte del campo Great White y se encuentran a 2.9 km y 4.3 km de la plataforma huésped respectivamente; por su parte Tobago se encuentra 9.97 km al este y Silvertip está 2.73 km al norte de Tobago. Los fluidos de ambos yacimientos son transportados a través de la misma línea denominada regional (figura 4.8), (Sánchez, 2013).

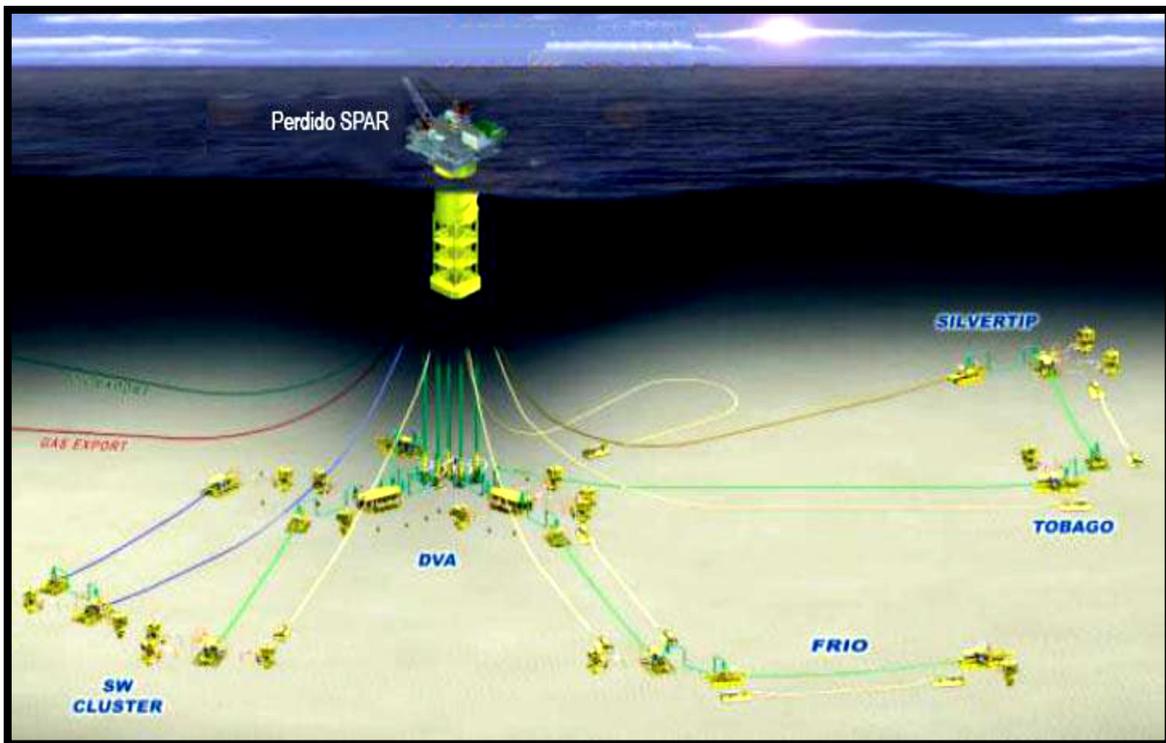


Figura 4.8. Arquitectura submarina del Proyecto Perdido (Sánchez, 2013).

El grupo de acceso directo vertical se encuentra directamente debajo de la instalación huésped y su arreglo permite alojar hasta 22 pozos dentro de un radio de 53.34 metros. La producción es recolectada por 2 manifolds de doble cabezal diseñados también para vincular las líneas de flujo provenientes de pozos satélite; posteriormente la producción que se mezcla en cada manifold fluye hacia el interior de 2 sistemas de separación y bombeo en la base de los risers donde el gas fluye de forma natural hacia las instalaciones en superficie y los líquidos son

bombeados utilizando bombas electrocentrífugas sumergibles de gran potencia (Sánchez, 2013).

Para el grupo suroeste se tienen 2 pozos inyectores de agua y 3 pozos productores cuyos fluidos producidos son mezclados mediante un SLED de cuatro conectores y fluyen hacia el norte a un manifold en el grupo con acceso directo vertical a través de una línea de 10" aislada con esferas de vidriopoliuretano o esferas de poliuretano sintético (Sánchez, 2013).

Las secuencias sedimentarias del Oligoceno contiene un yacimiento poco profundo, en el área del campo Great White, a 610 metros debajo del piso marino; produce en dos pozos que están a aproximadamente 3.22 km al sur del grupo suroeste con acceso directo vertical y conectados en cadena a una flowline de 8", aislada con GSPU; su producción fluye de forma conjunta hacia el manifold sur con acceso directo vertical (Sánchez, 2013).

Para el grupo regional existen tiebacks submarinos, que por su configuración puede soportar un máximo de 6 pozos, 4 para Silvertip y 2 para Tobago; ambos campos están vinculados mediante una flowline de 10" aislada con GSPU y su producción es enviada de forma conjunta hacia uno de los cinco sistemas de bombeo de refuerzo (Sánchez, 2013).

Se instaló una línea de servicio de aceite (sin aislamiento) desde la instalación huésped hasta Silvertip para circular aceite muerto cuando se requiera, con el propósito de mitigar la formación de hidratos durante un paro no planeado (Sánchez, 2013).

Finalmente, debajo de la instalación huésped se encuentran instalados 2 manifolds de producción rodeados por 22 pozos submarinos, incluyendo los pozos de inyección de agua; cada manifold tiene dos cabezales principales conectados cada uno de ellos a uno de los cinco sistemas de bombeo de refuerzo. La capacidad de producción prevista dicta la necesidad de puntos de conexión en los manifolds, de tal manera que la configuración de ambos incluye 10 conexiones hub de entrada (ocho de 5" y dos de 7"), proporcionando mayor flexibilidad para futuras modificaciones; además de que la producción puede ser dirigida desde cualquier ramal hacia cualquiera de los dos cabezales ofreciendo también una flexibilidad operacional (Sánchez, 2013).

4.3 Actividades realizadas en México en el área del Cinturón Plegado Perdido

4.3.1 El Campo Trión

El pozo Trión-1, se localiza en la parte Norte del litoral del Estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México, a 179 kilómetros de la línea de costa frente a la Ciudad de Matamoros, Tamaulipas, a 28 kilómetros al Sur del límite internacional con aguas territoriales de los Estados Unidos de América y a 62 kilómetros al Suroeste del campo Great White productor de aceite en los plays del Oligoceno (Frío) y Eoceno (Wilcox), que es considerado como uno de los principales análogos (Figura 4.9). Fisiográficamente se encuentra ubicado en la parte basal del talud continental (Rodríguez, 2012).

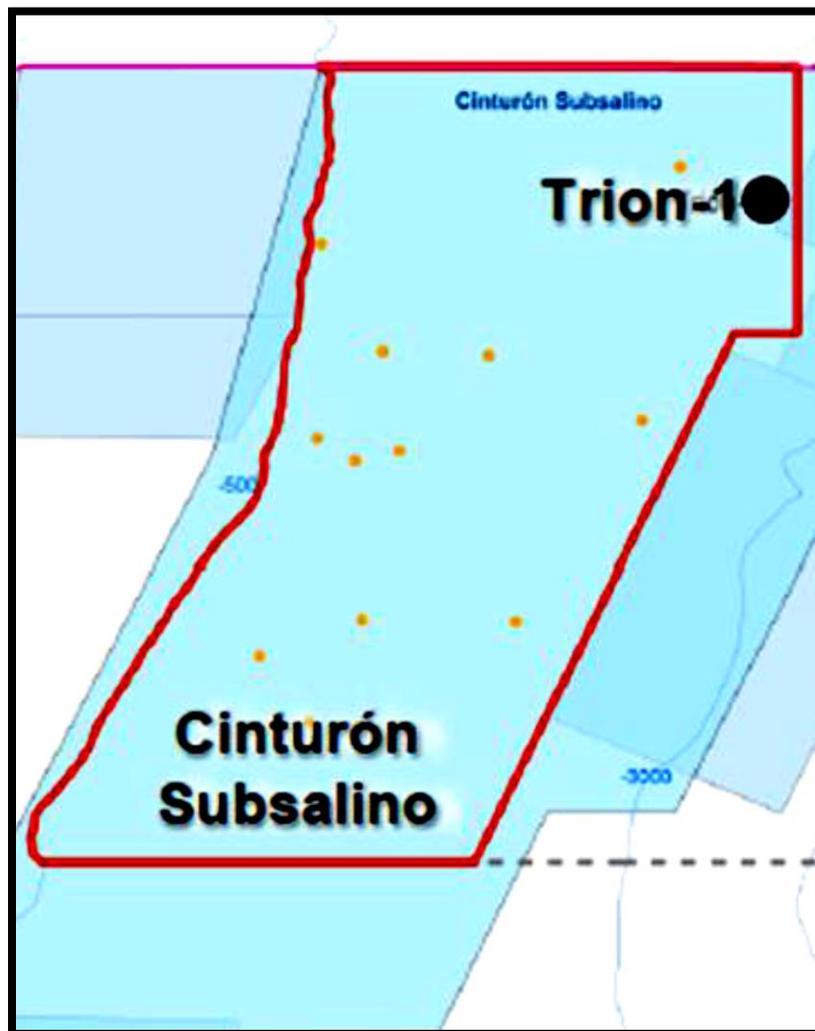


Figura 4.9. Ubicación del pozo Trión-1 dentro del Cinturón Subsalino (Rodríguez, 2012).

Geológicamente se ubica dentro de la Provincia Salina del Bravo, la cual a su vez se subdivide en la subprovincia de canopies someros y estructuras subsalinas. El área se caracteriza por la presencia de sal autóctona y alóctona; también se le ha denominado Cinturón Subsalino (Rodríguez, 2012).

La Figura 4.10 muestra una sección sísmica con orientación Oeste-Este, en la que se observan las posibles acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones de edad Eoceno inferior y en las rocas del Cretácico. Es importante considerar que el Cinturón Subsalino representa la continuación del Cinturón Plegado Perdido bajo la sal alóctona, aunque la perforación exploratoria del pozo Trion-1 se realizó en una ventana libre de sal (Rodríguez, 2012).

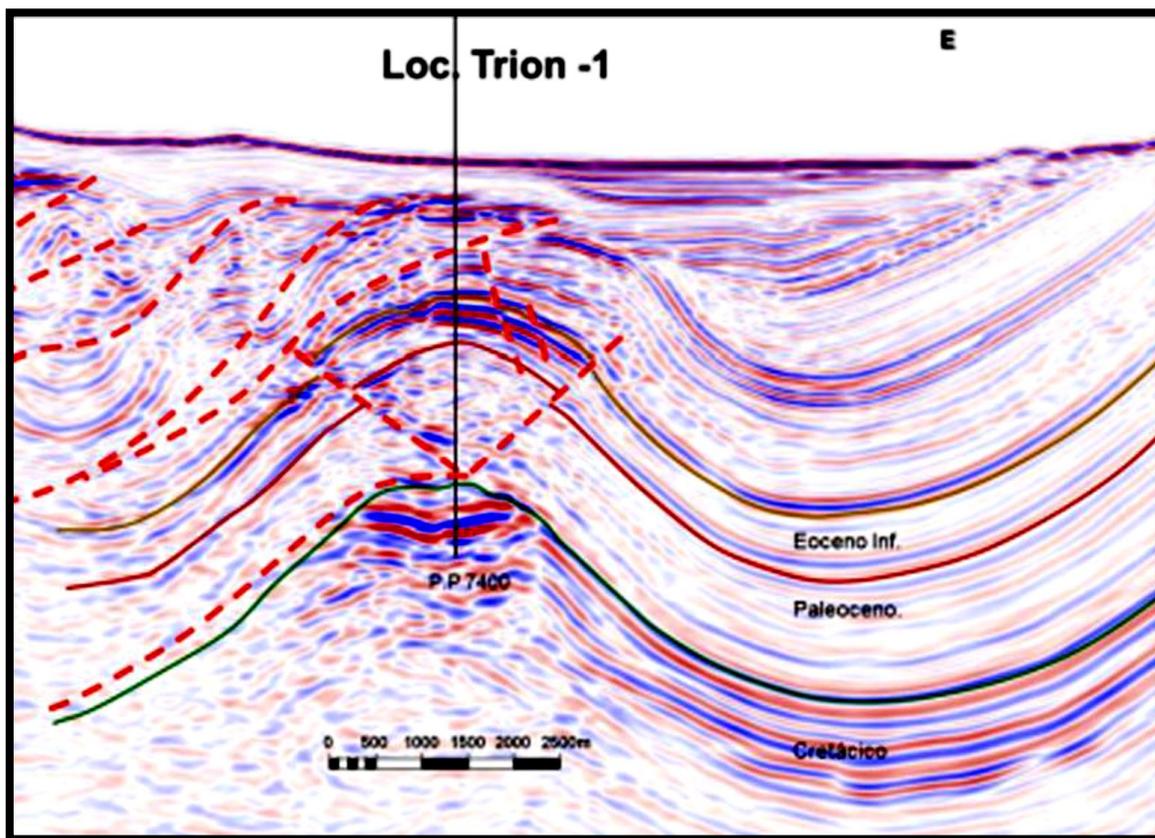


Figura 4.10. Sección sísmica del pozo Trion-1 que muestra los yacimientos productores del Eoceno (Wlicox) y Oligoceno (Frio) (Rodríguez, 2012).

La conformación del marco tectónico estructural del sector de aguas profundas donde se ubica el pozo Trión-1, está relacionado al Oriente, por varios cinturones plegados; el primero conocido como Cinturón Plegado Perdido, orientado de Noreste-Suroeste, con despegue profundo de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Medio; el segundo se denomina Cinturón Subsalino, dónde se ubica el Pozo Trión-1, se caracteriza por presentar estructuras orientadas Noreste-Suroeste y Norte-Sur, cubierto por mantos de sal somera. Por último, el cinturón plegado con

despegue somero de edad Plioceno, asociado al empuje de los mantos de sal. Hacia el Occidente, la deformación gravitacional generó un sistema de fallas normales lístricas en la Cuenca de Burgos y en el Delta del Bravo, con despegues a nivel de la sal autóctona; se interpreta que las secuencias sedimentarias del Paleógeno migraron en tiempo y espacio hacia el Oriente durante el período de tiempo del Eoceno al Plioceno, originando hacia la parte profunda del Golfo de México un efecto contraccional con la formación de los cinturones plegados antes mencionados; además de un sistema plegado somero conocido como Kama. Al mismo tiempo ocurrió la acumulación de grandes volúmenes de sedimentos que asocian depocentros formados por las fallas del sistema extensional en el Delta del Bravo, cuyo origen se asocia a la presión de sobrecarga, al movimiento lateral de la sal y los emplazamiento de diapiros y mantos de sal a niveles someros con movimiento hacia el sector de aguas profundas durante el Oligoceno-Mioceno; también ocurrió la activación de domos arcillosos del Oligoceno durante el Mioceno-Plioceno (Rodríguez, 2012).

La columna estratigráfica del pozo Trión-1 está representada por secuencias terrígenas Cenozoicas principalmente siliciclásticas, que van desde el Paleoceno Superior Whopper hasta el Reciente. Los depósitos se caracterizan por representar sistemas turbidíticos de aguas profundas caracterizados por facies de canales, desbordes de canal, capas de areniscas y lóbulos arenosos en los abanicos submarinos (Rodríguez, 2012).

El Paleoceno Whopper está compuesto de lutitas y lutitas arenosas intercaladas con delgados cuerpos de areniscas, las que están constituidos por fragmentos de cuarzo y líticos de granos fino subredondeados a subangulosos, moderadamente consolidadas con pobre impregnación de aceite. El Eoceno Inferior Wilcox está formado por paquetes medios a gruesos de 5 a 20 metros de espesor de areniscas de color gris y café con impregnación de aceite. Los constituyentes de las areniscas son principalmente granos de cuarzo y fragmentos líticos muy finos a finos, que se presenta pobremente consolidadas; presenta intercalaciones de lutitas arenosas y limolitas en capas delgadas a medias en partes bentoníticas. La parte superior del Eoceno Inferior está caracterizada principalmente por lutitas que se intercalan con algunos horizontes de mudstone y areniscas en capas laminares. El Eoceno Superior y Medio en general se caracterizan por la presencia de lutitas intercaladas con escasas laminaciones de areniscas de grano muy fino de cuarzo y horizontes de bentonita. El Neógeno presenta características principalmente arcillosas (Rodríguez, 2012).

En la parte superior de la columna se tiene una secuencia principalmente arcillosa, que se caracteriza por los sedimentos acumulados durante el Eoceno Superior y la parte tardía del Eoceno Inferior; estos espesores van desde los 150 metros en la

cresta, donde la porción tardía del Eoceno Superior se encuentra erosionada, hasta los 600 metros en los flancos de la estructura. Este paquete está compuesto por secuencias arcillosas con escasas intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes arenosos (Rodríguez, 2012).

La trampa es combinada, ya que está representada por cambio de facies de areniscas y lutitas en una estructura anticlinal asimétrica alargada, con cierre propio en cuatro direcciones, generada por propagación de fallas. La estructura está orientada Norte-Sur y se presenta limitada en sus flancos Occidental y Oriental por fallas inversas; regionalmente se encuentra rodeada por cuerpos de sal alóctona y autóctona. El eje longitudinal tiene una extensión de 12.5 kilómetros y el eje transversal 3 kilómetros. La cresta presenta fallamiento de tipo normal, de corto desplazamiento en su flanco este. Las fallas se orientan en dirección noroeste-sureste con caída de los bloques hacia el noreste, éstos presentan un desplazamiento tipo tijera, siendo éste mínimo o nulo en la cresta y mayor hacia el flanco Oriental. La caída de los bloques es principalmente hacia el Noreste (figura 4.8). La formación de la trampa inició a partir del Oligoceno Superior y culminó en el Mioceno Inferior, asociándose a la contracción ligada a la extensión y empuje de la sal (tectónica salina), que dio como resultado del reacomodo isostático de bloques de la corteza terrestre; por último ocurrió un evento de deformación que originó la extensión (Rodríguez, 2012).

La roca almacenadora para el yacimiento superior se compone de litarenitas y sublitarenitas feldespáticas, con abundante contenido de granos de cuarzo que representan entre el 20 y el 40 % de los constituyentes; los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran en proporciones del 10 al 20 %. Los granos son principalmente subangulares a subredondeados con diámetros que varían de 0.125 a 0.062 milímetros (grano muy fino a fino). Se tienen porosidades entre 20 y 30 por ciento y las areniscas de estos yacimientos, las que están pobremente consolidadas, con escasa presencia de cementante y matriz; asimismo, son deleznable. Presentan impregnación de hidrocarburos y buena porosidad intergranular. Las areniscas se intercalan con horizontes delgados de limolitas o de lutitas, que también se encuentran impregnadas de hidrocarburos (Rodríguez, 2012).

Con el descubrimiento de acumulaciones de aceite en las secuencias arenosas del Eoceno Inferior Wilcox, se comprueba la existencia del sistema petrolero de hidrocarburos. En el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsaliño se interpreta que las rocas generadoras son secuencias arcillosas del Jurásico (Tithoniano) y Cretácico (Turoniano). El análisis geoquímico de los aceites recuperados en el pozo, así como la correlación de biomarcadores de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos el sector norteamericano y de emanaciones en

fondo marino, indican proveniencia de una roca generadora arcillosa rica en materia orgánica depositada en ambientes subóxicos (Rodríguez, 2012).

El pozo Trión-1 es productor de aceite y gas en dos yacimientos que se encuentran en areniscas de edad Eoceno Inferior, que son correlacionables con la Formación Wilcox. Los yacimientos se encuentran en los intervalos 4,067 a 4,158 y 4,221 a 4,322 metros bajo mesa rotaria. De acuerdo al análisis de registros geofísicos, núcleos convencionales y de pared, el yacimiento superior tiene un espesor bruto de 91 metros y una porosidad de 28%, con una saturación de agua de 34%. El yacimiento inferior tiene un espesor de 101 metros, con una porosidad promedio de 25% y saturación de agua de 30 por ciento. Los aceites recuperados se obtuvieron con probadores dinámicos. Los aceites tienen una densidad de 25° API para el yacimiento superior y de 29° API para el yacimiento inferior (Rodríguez, 2012).

CAPÍTULO V. PERFORACIÓN

La perforación de pozos petroleros en aguas profundas es una de las actividades más críticas dentro de la industria petrolera. El diseño, ejecución y control deben de ser lo más preciso posibles, debido a que un error en este ambiente puede ocasionar grandes pérdidas humanas, ambientales y/o económicas. La actividad más riesgosa de la perforación en aguas profundas, ocurre al perforar pozos exploratorios, puesto que en ese momento no se han podido determinar las presiones exactas que serán enfrentadas, pudiendo ser anormales, por lo cual se requieren modelos de gradiente de presión y presión anormal lo más cercano a la realidad. Existiendo adicionalmente un riesgo asociado a no encontrar acumulaciones de hidrocarburos económicamente rentables. Las unidades de perforación costa afuera (MODU, por su nombre en inglés), llevan su propio equipo de perforación, conformado de una tubería de perforación, tubería pesada de perforación, lastra barrenas, llaves, cuñas, elevadores, sarta de perforación, herramientas de pozo, etc.

Para perforar en aguas profundas es conveniente utilizar sistemas de flotación avanzados que cuentan con sistemas de anclaje y/o posicionamiento dinámico, que cuenten con un alto grado de automatización; deben disponer de suficiente capacidad para realizar pruebas de producción de pozo para obtener parámetros del yacimiento; además de que puedan operar en condiciones climáticas severas y cuenten con la mayor autonomía de operación.

Los sistemas utilizados por las compañías petroleras a nivel mundial para operar campos en tirantes de agua mayores a 500 m son: plataformas semisumergibles, mini-TLP, TLP, Boya Spar, barcos perforadores especializados y sistemas FPSO con posicionamiento dinámico; de los que existen pocos en el mundo, lo que origina que su renta sea de aproximadamente al medio millón de dólares diarios. Esto es debido a que en aguas profundas no es técnicamente factible utilizar plataformas auto elevables ó plataformas fijas.

5.1 Instalaciones superficiales de perforación para aguas profundas

Las instalaciones superficiales en aguas profundas son el pilar de las operaciones de perforación, y pueden tener capacidades y características diferentes según el tipo de tecnología utilizada. A continuación se describe una breve historia de su evolución así como una descripción general de las unidades superficiales de perforación utilizadas actualmente en aguas profundas (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.1 Plataformas de piernas tensionadas

Las plataformas de piernas tensionadas (TLP), se definen como estructuras flotantes, pero también pueden ser clasificadas como plataformas fijas. En general las TLP son similares a las columnas estabilizadas de plataformas fijas, con la excepción de que la flotabilidad de las TLP excede su peso, por lo que el equilibrio vertical de las plataformas requiere de cables tensos conectados con la estructura superior de la plataforma al fondo del mar. Estos cables tensos son conocidos como piernas tensionadas o tendones. La flotación de la plataforma ayuda a mantener los cables tensos, aunque la forma en que se encadenan puede tener un impacto en la estructura (Figura 5.1). Se emplean para la perforación de pozos en aguas profundas a tirantes de agua entre 460 m y 2,200 m (Cárdenas et, al, 2013).

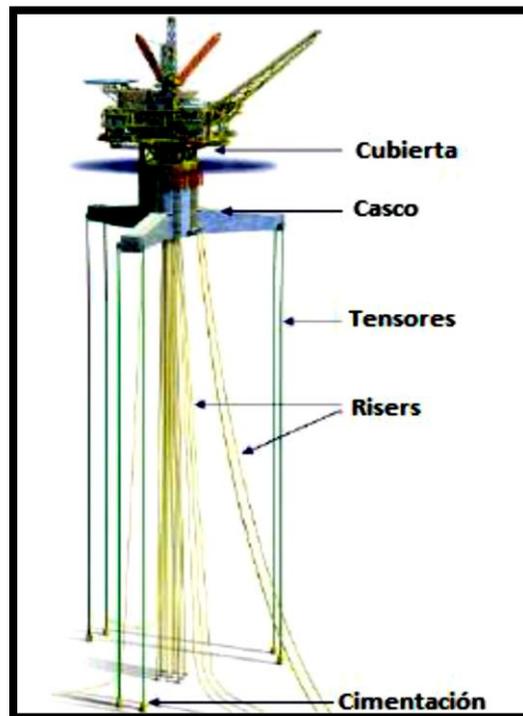


Figura 5.1 Plataforma de piernas tensionadas (Cárdenas et, al, 2013).

Su instalación es sencilla ya que no requiere barcasas grúa, además de que presentan gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas. El costo de la TLP se incrementa conforme el tirante de agua es mayor debido a los cables de anclaje, presentando como desventaja el que soportan un solo equipo de perforación y tiene una tecnología compleja. Sin embargo, esta plataforma no sólo se puede utilizar para perforación como los barcos o las semisumergibles, sino también para terminación reparación y producción de pozos (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.2 Plataforma Spar

Es una estructura flotante utilizada para la perforación y producción de hidrocarburos en aguas profundas, pudiendo operar en tirantes de agua de más de 3,000 m. Consiste en una estructura cilíndrica vertical con paneles interiores, los cuales forman tanques que dan soporte y flotación a las instalaciones que son montadas en la parte superior del cilindro. Los cuatro principales sistemas de estas plataformas son el casco, anclajes, hardware superficial y risers (Figura 5.2),

Existen dos variaciones del diseño original de las plataformas SPAR:

- Truss Spar: El cilindro de estas plataformas Spar es más corto y está unido a una subestructura, la cual usualmente incorpora placas horizontales que ayudan a disminuir el movimiento vertical. Esta modificación elimina gran cantidad de acero y por consiguiente de peso, disminuyendo costos y facilitando su transporte (Figura 5.2), (Cárdenas et, al, 2013).
- Spar de celdas: Es la más reciente variación, de las plataformas SPAR, es una versión de menor escala que el diseño original. Consiste en seis tanques a presión los cuales se encuentran rodeando un séptimo tanque. Para proporcionar la flotabilidad en la instalación, los tanques se mantienen en su lugar por medio de una estructura de acero que se extiende por debajo de los mismos, lo cual proporciona estabilidad (Figura 5.2), (Cárdenas et, al, 2013).

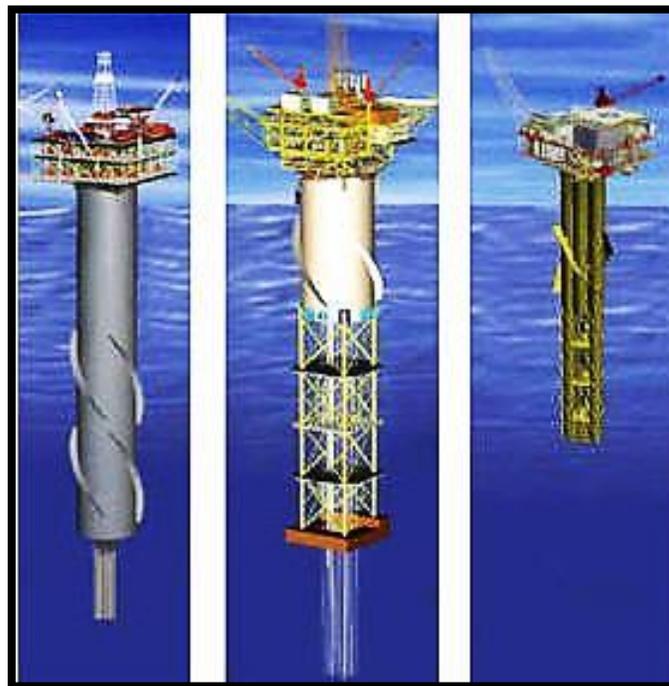


Figura 5.2. Izquierda Spar Tradicional, en medio Truss Spar y derecha de Celdas (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.3 Plataforma semisumergibles

Estas plataformas incluyen columnas y pontones que se llenan de agua con el fin de que se sumerjan a una profundidad determinada y que sobre ellos flote la estructura de la plataforma. Cuando estas plataformas se mueven, los pontones contienen demasiado aire para que el equipo flote sobre la superficie, con el fin de que puedan ser sujetadas a barcos remolque para ser movidas hasta el punto donde se desea perforar, sin embargo, otras plataformas semisumergibles son autopropulsadas por motores empotrados que pueden conducir el equipo hasta donde se requiera (Figura 5.3). Las plataformas semisumergibles permanecen posicionadas con sistema de anclaje o posicionamiento dinámico; este tipo de plataforma no tiene contacto con el fondo marino cuando se está perforando, y es más estable que el barco perforador (Cárdenas et, al, 2013).

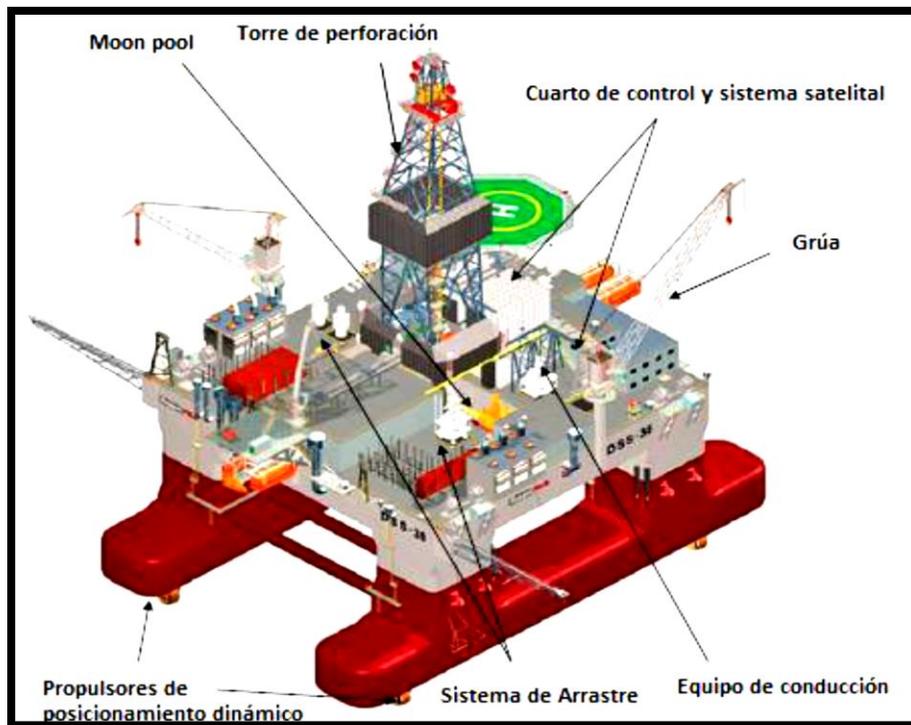


Figura 5.3. Plataforma semisumergible (Cárdenas et, al, 2013).

Existen dos tipos de plataformas semisumergibles:

- Semisumergible tipo botella: Consisten en cascos con forma de botella localizados de bajo de la cubierta de perforación, la cual puede ser sumergida al llenar los cascos con agua. Este tipo de plataformas requiere de un sistema de anclaje para mantenerse en el lugar requerido (Cárdenas et, al, 2013).
- Semisumergible de columnas estabilizadas: Las plataformas semisumergibles de columnas estabilizadas tienen dos cascos horizontales

conectados a través de columnas cilíndricas o rectangulares a la planta de perforación que se encuentra por encima del agua, así mismo utilizan pequeñas columnas diagonales para soportar la estructura. Este tipo de plataforma es sumergida hasta la profundidad deseada rellenando parcialmente los cascos horizontales con agua. El sistema de amarre mantiene la plataforma por encima del pozo, pudiendo ayudar en esto el sistema de posicionamiento dinámico (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.4 Barcos perforadores

Un barco perforador es una embarcación marina modificada capaz de perforar pozos de aceite y gas, equipado con una torre de perforación y presa de lodos. Adicionalmente, cuentan con sistema de anclaje o equipo de posicionamiento dinámico (Cárdenas et, al, 2013).

A diferencia de otras instalaciones superficiales de perforación, los barcos perforadores son unidades móviles autopropulsadas que poseen cascos aerodinámicos como un barco normal, motivo por el que deben considerarse como la primera opción para perforar pozos en localizaciones alejadas del continente (Figura 5.4). Algunos de estos barcos operan a tirantes de agua entre 300 m y 1,000 m, mientras que otros pueden utilizarse a tirantes de agua de 3,050 m, y son capaces de perforar pozos de casi 10,000 m de profundidad a partir del lecho marino. Debido a que son unidades susceptibles a ser agitados por el viento, corrientes y olas, es necesario que utilicen sistema de anclaje en la zona cuando van a perforar; cuando se utilizan para perforar en aguas profundas se requiere de posicionamiento dinámico (Cárdenas et, al, 2013).



Figura 5.4. Barco perforador (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.5 Sistemas de control de movimiento

Los sistemas de control de movimiento son necesarios durante la perforación para poder dar una estabilidad a la unidad de perforación flotante, la cual está sometida a diferentes fuerzas causadas por los vientos, mareas, oleaje, fenómenos meteorológicos, corrientes y demás efectos dinámicos que se presentan en los mares y océanos (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.5.1 Sistema de anclaje

Los sistemas de anclaje están conformados por líneas, conectores y pilotes, que son diseñados para mantener las plataformas en un lugar fijo ejerciendo una fuerza sobre la misma cuando las condiciones meteorológicas y oceánicas pueden llegar a moverla de donde se encuentra el pozo. Las largas cadenas o líneas están unidas de un extremo a los pilotes en el fondo marino, mientras que del otro extremo se unen a la plataforma. Existen diferentes tipos de sistemas de anclaje incluyendo: catenaria convencional, semitensa y tensa (Cárdenas et, al, 2013).

5.1.5.2 Sistema de posicionamiento dinámico

El sistema de posicionamiento dinámico (DPS, por sus siglas en inglés) es utilizado para que las plataformas de perforación en aguas profundas permanezcan en un lugar sin la necesidad de instalar anclas al lecho marino (Cárdenas et, al, 2013).

Al principio se empleaba en barcos pequeños que se encargaban de extraer núcleos del fondo del mar en aguas profundas, sin embargo, actualmente el DPS se usan en unidades de perforación, manteniendo su posición dentro de una tolerancia especificada por el uso de vectores de empuje, contrarrestando las fuerzas del viento, olas y corrientes que puedan mover la unidad de la localización deseada (Cárdenas et, al, 2013).

5.2 Operación de instalación de tubería conductora

La tubería conductora es la primera tubería que debe ser instalada dentro del proceso de construcción del pozo, siendo así la primera barrera que existe entre el exterior y el agujero del pozo, cuyas funciones principales son dar estabilidad y soporte a la tubería de revestimiento, al preventor y al árbol submarino. Esta tubería debe resistir la flexión que ejerce el MODU sobre ella, así como las operaciones de producción que se llevarán a cabo en el futuro. Generalmente esta tubería no está en contacto con los fluidos del yacimiento, sin embargo, debe resistir las presiones del mar y de los fluidos utilizados en la perforación ya que en ella se alojarán las tuberías de revestimiento que se requieran para alcanzar el objetivo y asegurar al pozo de zonas de presiones anormales (Cárdenas et, al, 2013).

5.2.1 Método de Jetting

Esta técnica de instalación de la tubería conductora es la más utilizada en la actualidad, en pozos de aguas profundas, debido a la disminución de tiempo consumido por la operación comparándolo con otras técnicas en la que se perfora primero un agujero para luego bajar y cementar la tubería conductora, así como la reducción de costos por renta de equipo de perforación. Sin embargo, la diferencia existente entre el método de jetting y el método de perforar un agujero antes de la instalación de la tubería conductora radica en la capacidad de ejecución dependiendo del tipo de sedimentos del piso oceánico, pues el primero difícilmente podría ser empleado en materiales compactos y consolidados debido a la configuración en la que se encuentra la barrena y la tubería conductora; mientras que el segundo al no tener aditamentos adicionales en la sarta de perforación es mucho más factible en este tipo de sedimentos. En materiales sedimentarios no consolidados como arcillas o arenas la situación es contraria, pues se requiere dejar un soporte para que el agujero realizado no colapse, dando lugar a una alta viabilidad del método de jetting (Figura 5.5), (Cárdenas et, al, 2013).

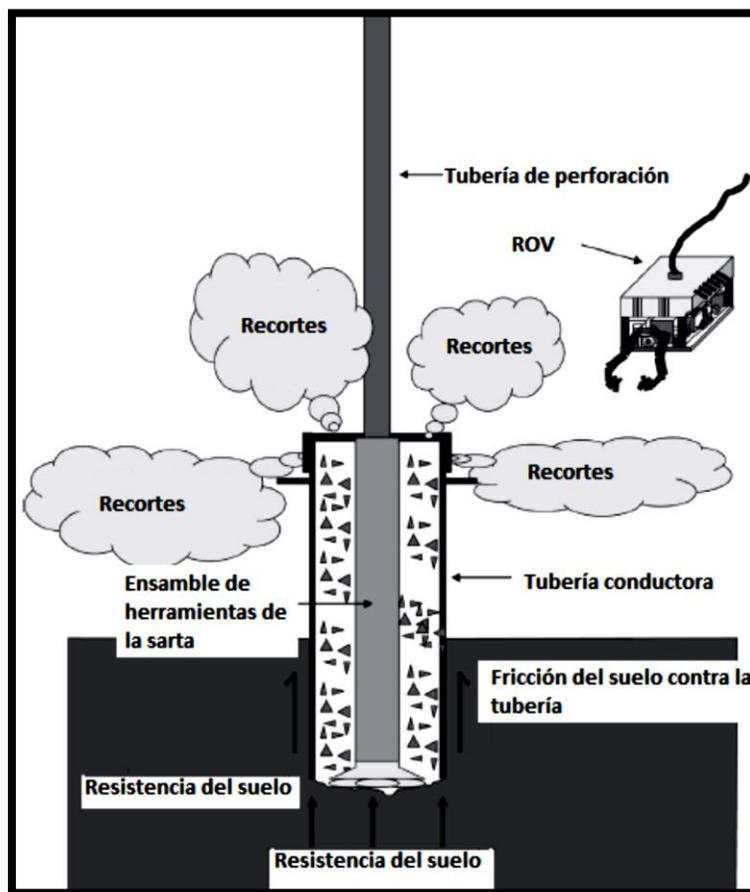


Figura 5.5. Método de instalación de tubería conductora Jetting (Cárdenas et, al, 2013).

5.2.2 Instalación con apoyo de martillo hidráulico

Utilizando barcazas para la transportación de tuberías y con apoyo de un buque de asistencia para la instalación de pilotes (AHV), se procede a instalar tuberías conductoras en el fondo marino. La primera etapa de instalación consiste en posicionar el AHV junto a la barcaza que transporta las tuberías, manteniendo la posición mientras la tripulación de cubierta pasa el cable del AHV a la barcaza, cable con el cual se baja la tubería conductora al lecho marino (Figura 5.6), (Cárdenas et, al, 2013).

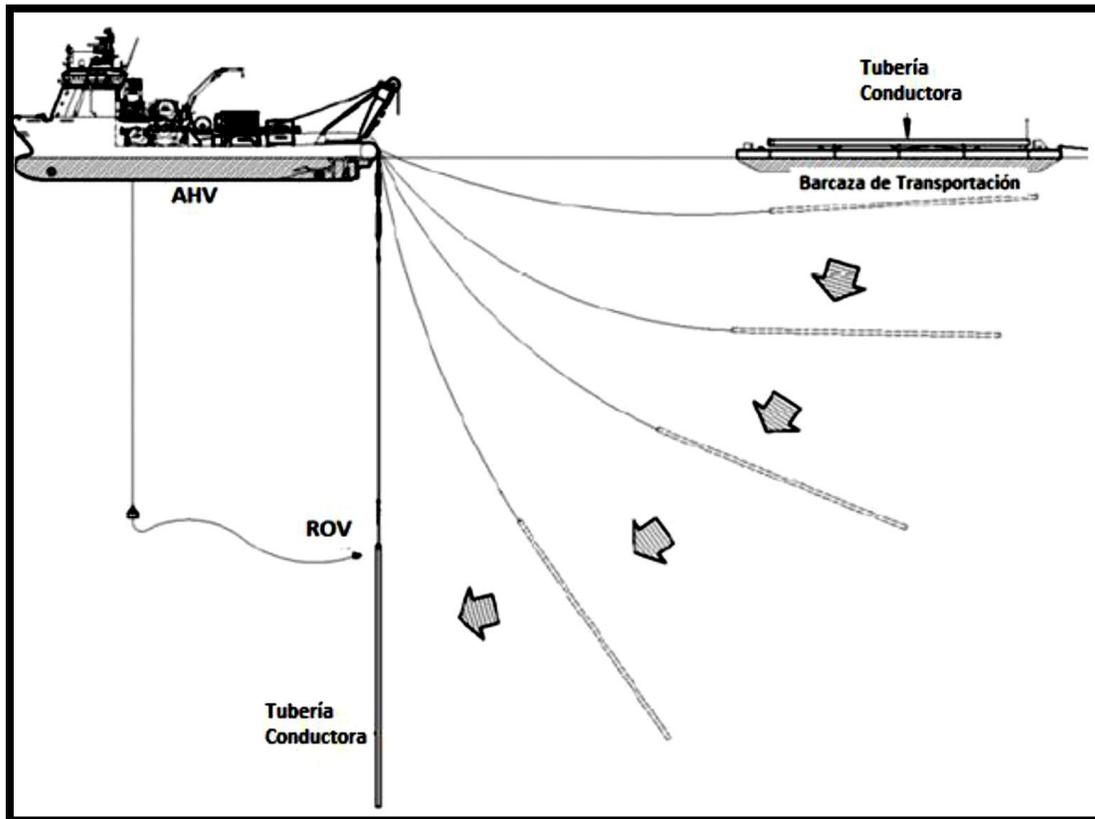


Figura 5.6. Lanzamiento de la tubería conductora (Cárdenas et, al, 2013).

Una vez en el mar, la tubería se inunda instantáneamente inclinándose de forma vertical mientras se hunde bajo el AHV hasta ser soportado por el cable de trabajo. Se continúa bajando la tubería, en donde con ayuda del ROV, se verifica la posición e inclinación. Al momento de llegar al lecho marino la tubería se encuentra con la resistencia del material del pico marino y comienza la penetración debido a su peso. Posteriormente el ROV cierra la válvula de ventilación de la cabeza de la herramienta de succión de la tubería y conecta el puerto de succión; posteriormente se comienza el bombeo y se genera un vacío dentro de la tubería conductora logrando una penetración secundaria con la cual se obtiene estabilidad lateral y estructural. Dependiendo del tipo de suelo y la

tubería instalada, la penetración por peso propio pueden alcanzar profundidades de alrededor de 12 a 14 m, más una profundidad de alrededor de 5 m adicionales producidos por la succión (Cárdenas et, al, 2013).

La última etapa consiste en desplegar el martillo hidráulico sobre el housing del cabezal, acoplándolo con ayuda del ROV. Con lo que se pueden conseguir los últimos metros requeridos de profundidad de la tubería conductora (Figura 5.7),

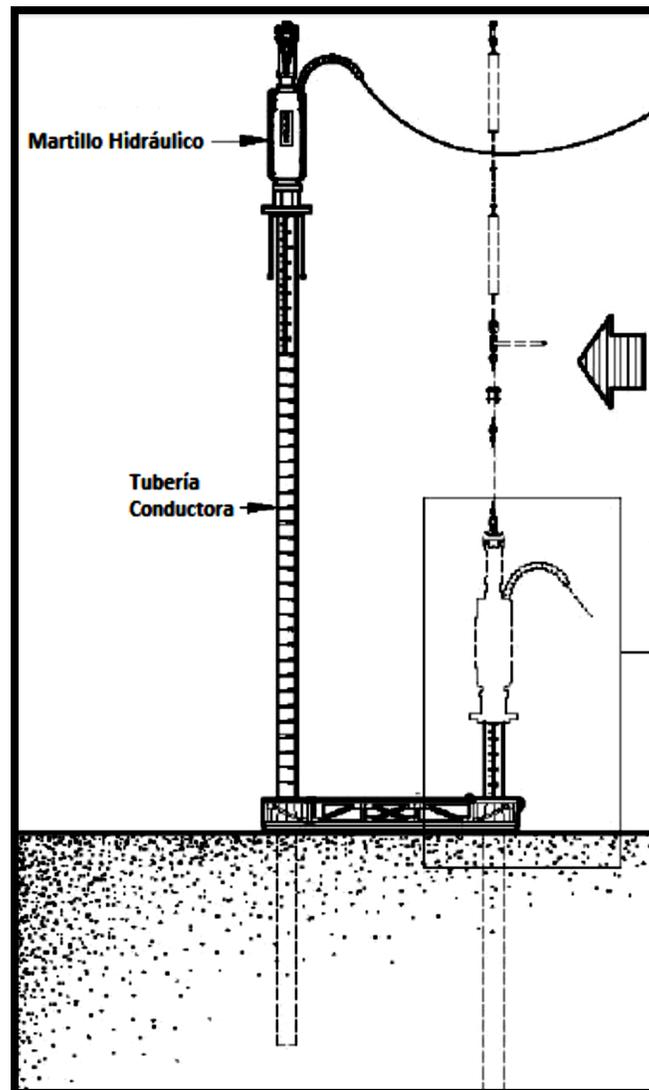


Figura 5.7 Posición del martillo hidráulico (Cárdenas et, al, 2013).

5.2.3 Instalación vía torpedo

Este método de instalación de la tubería conductora surgió basándose en la idea de las anclas instaladas vía torpedo, las cuales son necesarias para optimizar y reducir el costo del sistema de anclaje; consisten en pilares tubulares cuyo método

de instalación utiliza la energía generada por la caída libre del pilar desde el barco que las transporta (Figura 5.8), (Cárdenas et, al, 2013).

Debido a que la instalación de las anclas torpedo es barata y sencilla, se decidió copiar la idea para instalar las tuberías conductoras, dando como resultado la reducción de tiempo en la instalación (Cárdenas et, al, 2013).

El proceso de instalación requiere de pruebas de lanzamiento y estudios de las características mecánicas del material del piso oceánico, con los que se podrá determinar el peso en el espacio anular del torpedo y la altura a ser soltado sobre el lecho marino requerida para obtener la profundidad de penetración necesaria. Otro aspecto importante a verificar en las pruebas son la precisión y la inclinación que puede tener el sistema. Una vez realizadas dichas pruebas se procede a posicionar el sistema de torpedo utilizando un AHV desde el cual se dejará caer; el sistema debe cumplir con un margen de inclinación mínimo. En cuanto a la profundidad de penetración, regularmente se tienen tres casos, que el sistema esté en posición correcta; que se encuentre a metros de completar la profundidad y la última posibilidad, es un hundimiento por falta de soporte y fricción del material del piso marino; por lo que se deberá levantar el sistema y recalcular el peso para volver a realizar la operación. En el caso de que el freno geotécnico se encuentre metros arriba de su posición, se soltará el cable de lanzamiento y se utilizará un martillo hidráulico para conseguir los últimos metros (Cárdenas et, al, 2013).



Figura 5.8. Torpedo base lanzamiento desde AHV (Cárdenas et, al, 2013).

5.3 Instalación de equipo en el lecho marino

5.3.1 Instalación del cabezal del pozo

El sistema de cabeza del pozo es un accesorio en el que se conecta, sella y da soporte a las tuberías conductoras, tuberías de revestimiento, preventores, riser y equipo necesario en la terminación de un pozo. Se instala en el extremo superior de las tuberías conductoras a nivel del lecho marino, generalmente el procedimiento de su instalación se realiza en dos etapas (Figura 5.9), (Cárdenas et, al, 2013).

La primera etapa consiste en conectar un extremo de la tubería estructural o conductora al housing de baja presión, el que da soporte para el siguiente accesorio (la instalación de la tubería conductora explicada anteriormente). La segunda etapa consiste en instalar el housing de alta presión, posteriormente se instala la tubería de revestimiento dentro del housing de baja presión; este accesorio es de gran importancia, ya que conecta y da sello al pozo con los preventores submarinos y posteriormente en la etapa de terminación será conectado al árbol de producción submarino (Cárdenas et, al, 2013).

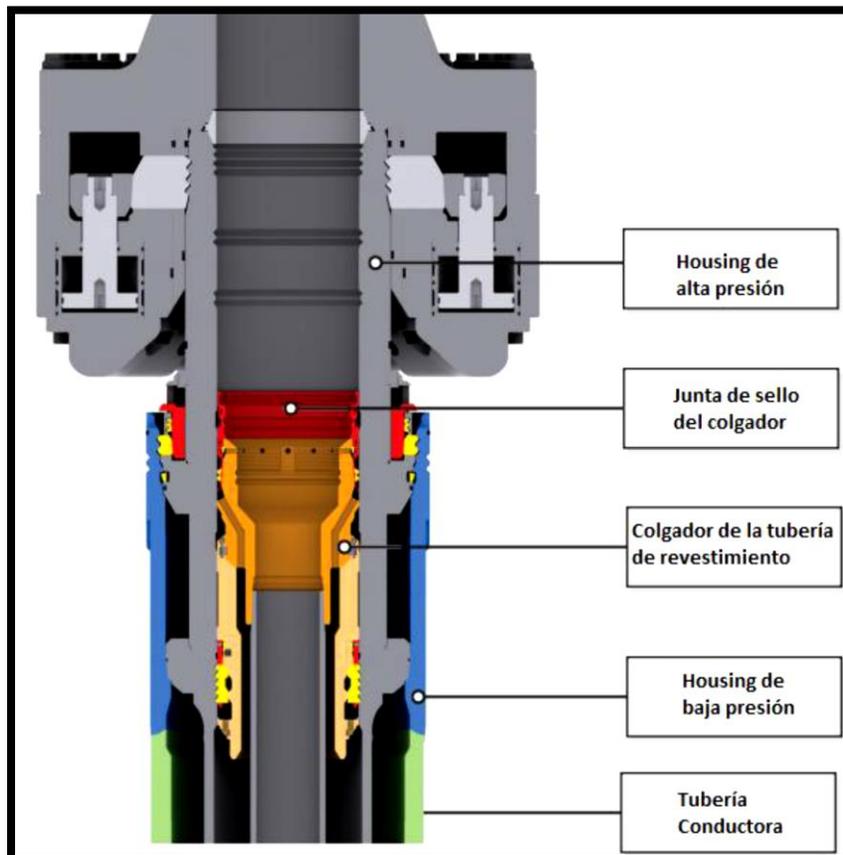


Figura 5.9 Cabezal del pozo (Cárdenas et, al, 2013).

5.3.2 Instalación del preventor

Dependiendo de la técnica de perforación utilizada, el preventor será instalado superficialmente o en el fondo del mar. Para el primer caso, el preventor se encuentra en la plataforma de perforación acoplado a la parte superior del riser de alta presión, con lo que se requiere del equipo de tensión y soporte necesario el cual es explicado posteriormente. Para el caso en que el preventor sea submarino, generalmente se realizan las conexiones en la plataforma entre el LMRP y el riser, así como también la conexión con las líneas de estrangulación y matar; posteriormente se baja el equipo para ser conectado al cabezal, conectando cada sección del riser hasta alcanzar la profundidad necesaria (Cárdenas et, al, 2013).

5.4 Métodos de perforación en aguas profundas

5.4.1 Perforación con riser

El riser es un conducto que sirve para proteger la tubería de perforación y permitir la circulación de fluido entre la plataforma y el pozo. El sistema del riser soporta la tensión aplicada para mantenerlo alineado entre la plataforma de perforación y el cabezal del pozo, junto con el peso de las líneas de control y las líneas de servicio. El sistema del riser incluye pequeños estranguladores de alta presión y líneas de matar que facilitan la circulación fluidos y operaciones de control del pozo (Figura 5.10), (Cárdenas et, al, 2013).

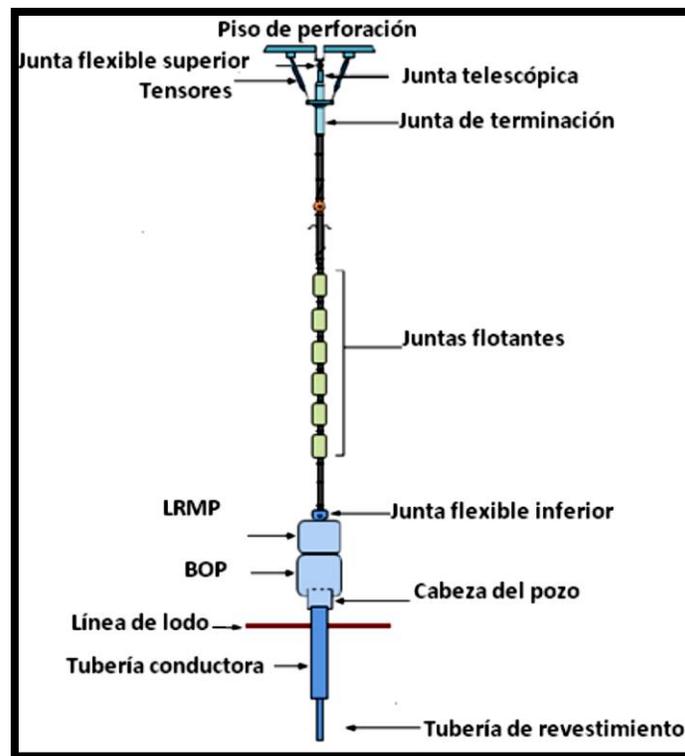


Figura 5.10 Configuración del riser (Cárdenas et, al, 2013).

5.4.2 Perforación con BOP superficial

La perforación en aguas profundas con BOP superficial requiere de la modificación del arreglo del sistema tradicional. En primer lugar se presenta un cambio de preventor submarino por uno más ligero instalado en la parte superficial del riser, acoplándolo en la unidad de perforación flotante, justo debajo de las conexiones telescópicas, siendo soportado por los tensionadores del riser (Cárdenas et, al, 2013).

El segundo cambio consiste en la utilización de un riser de alta presión en lugar del de baja presión que tiene acopladas a sus costados las líneas de matar, lo cual facilita la operación de control en los dispositivos puesto que no presenta las grandes caídas de presión que se pueden tener. El sistema de desconexión submarino es el último dispositivo el cual no se encontraba en la configuración tradicional, este dispositivo provee seguridad, pues tiene la capacidad de sellar el pozo y desconectar el riser en caso de falla (Cárdenas et, al, 2013).

El cambio más sensible de este sistema es la disminución de tamaño de diámetro del BOP superficial, ya que generalmente se tienen rangos más pequeños de tamaño que los BOP marinos, lo cual puede dar las siguientes ventajas como:

- Proporcionar reducción en el peso que tiene que soportar la MODU al cargar tuberías más ligeras.
- Existe la posibilidad de utilizar MODU de generaciones antiguas con menor capacidad de carga y con reducción de costos.
- Existe la posibilidad de utilizar tubería de revestimiento como riser mejorando las velocidades de armado y desarmado.
- Proporciona un mejor control de brotes, por lo que es más seguro y rápido.

Con respecto a las desventajas de este sistema, encontramos que son necesarias condiciones ambientales tranquilas, pues al emplear tubería rígida se pueden generar problemas de funcionamiento, ya que el movimiento que pueden soportar las conexiones flexibles entre el BOP-riser en la parte superior y el sistema de desconexión-riser en la parte inferior, son mínimos, el grado de estabilidad requerido para este tipo de operaciones también es función de los tipos de MODU empleados, las SPAR y TLP que por lo general son más estables en condiciones climáticas adversas, lo que representa mayor seguridad y la posibilidad de reducir la cantidad de dispositivos de seguridad en el ensamblado del sistema de perforación, eliminando el sistema de desconexión submarino (Figura 5.10), (Cárdenas et, al, 2013).

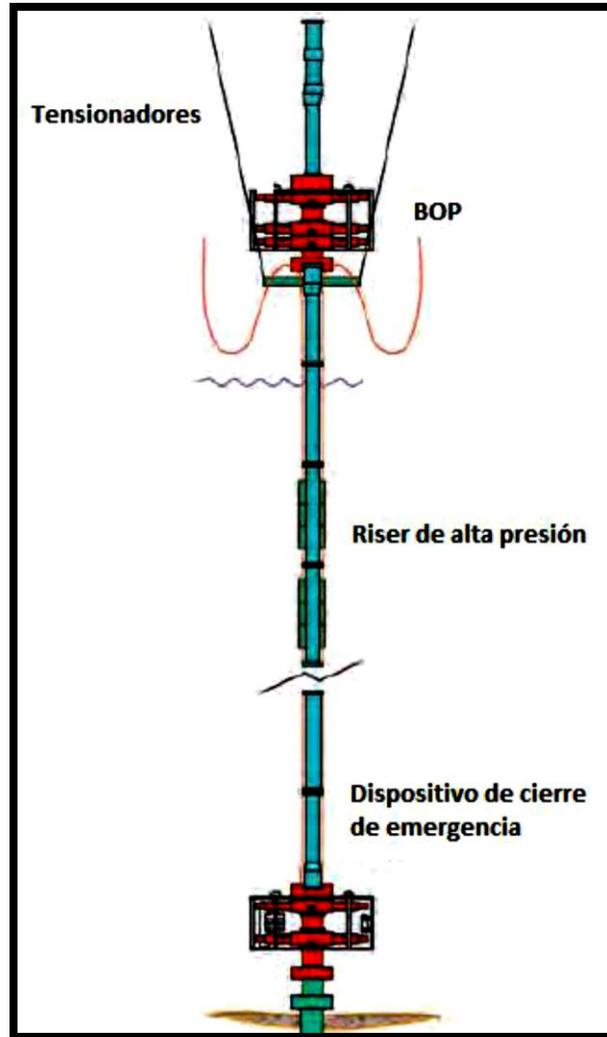


Figura 5.11. Sistema de perforación con BOP superficial (Cárdenas et, al, 2013).

5.4.3 Perforación sin riser

Con el aumento del tirante de agua se dificulta la perforación con riser por lo que el establecimiento del límite operacional, debe de cambiar, considerando que el tamaño de la cabeza de pozo y el riser también incrementan; también se incrementa el espesor de la pared del riser para controlar el incremento de presión, peso y tamaño, por lo que a las instalaciones superficiales de perforación se les dificulta soportar el incremento del peso que se genera en el riser. El desarrollo de campos petroleros en aguas profundas está caracterizado por presencia de altas corrientes importantes, lo que puede ocasionar daños por fatiga acelerada debido a las vibraciones inducidas por vórtices. Estas condiciones pueden afectar la curvatura del riser incrementando el desgaste de la cadena rotatoria al perforar (Cárdenas et, al, 2013).

Debido a estos problemas se desarrolló un nuevo método para perforar pozos en AP, que consiste en la perforación sin riser. Esta idea surgió entre 1960 y 1970, para reducir las conexiones de la tubería de revestimiento y el peso en la plataforma en las operaciones de perforación de lo que en esa época se consideraban aguas profundas (Cárdenas et, al, 2013).

La perforación sin riser es una solución innovadora para perforar pozos en aguas profundas, la cual consiste en un sistema que circula lodo sin la necesidad de usar riser. Se utilizan bombas de lodo submarinas para bombear el lodo de perforación desde el fondo marino hasta el piso de la plataforma. Este método se conoce como perforación sin riser con doble gradiente de presión. En dicho método, al perforar a mayor tirante de agua, la circulación del lodo de perforación con densidad regulada debe ser constante, logrando con ello mantener el agujero del pozo sin colapso y además de que permite remover los recortes del agujero (Cárdenas et, al, 2013).

En la figura 5.12 se muestra una comparación entre la perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser.

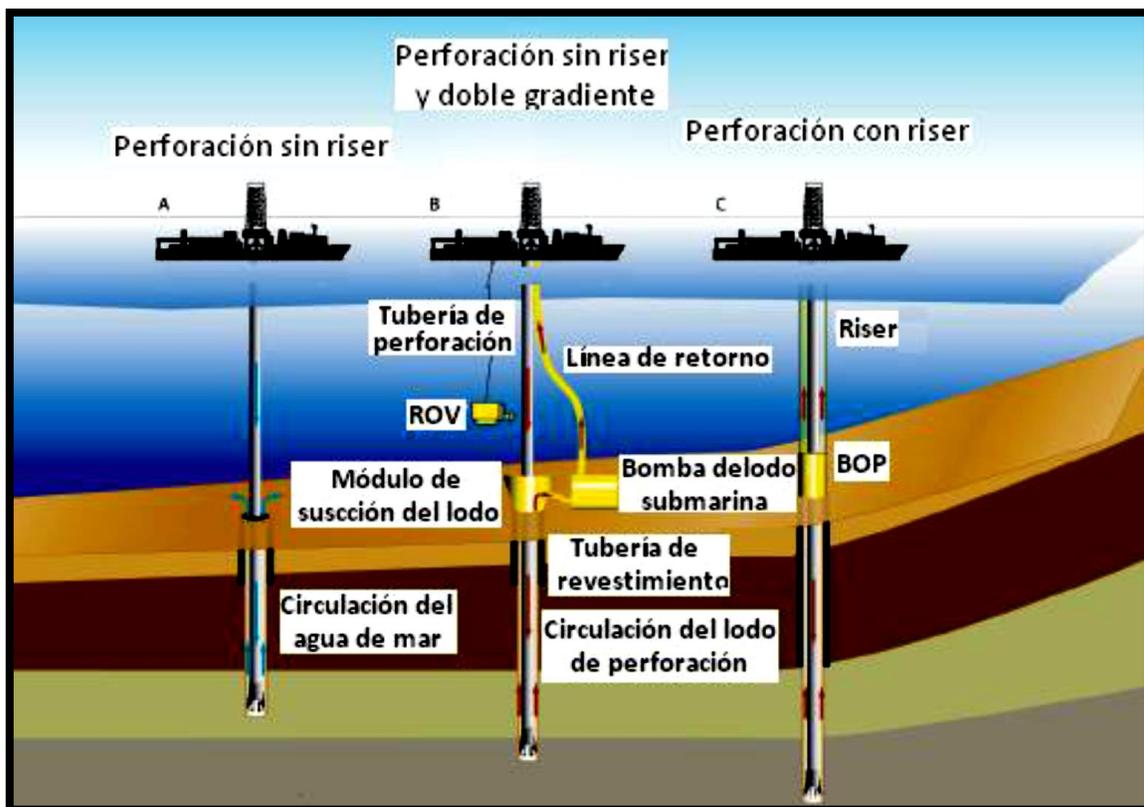


Figura 5.12. Perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y perforación con riser (Cárdenas et, al, 2013).

5.5 Cementación de pozos

La cementación es la operación que se lleva a cabo en el pozo en donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta, con el fin de cumplir los objetivos:

- Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
- Proteger al revestidor del proceso de corrosión.

La cementación se clasifica de acuerdo al objetivo que se quiere cumplir en: cementación primaria, cementación forzada y tapones de cemento (Cárdenas et, al, 2013)

En aguas profundas es un aspecto crítico en la cual se deben considerar el ambiente del lecho marino y las condiciones de fondo de pozo. Para la minimización de los riesgos, los costos, y el tiempo no productivo se requiere entender las limitaciones que se tienen al cementar en Aguas Profundas así como planificar las medidas de seguridad que se llevaran a cabo en caso de algún imprevisto en lugares donde debe cementarse por primera vez. Así mismo se debe contar con sistemas especializados de cementación para realizar esta operación durante la perforación sin riser (Cárdenas et, al, 2013).

Así mismo existen factores que afectan la cementación en aguas profundas, por lo que es necesario tener precauciones y hacer una buena planeación de la cementación para elegir el cemento adecuado. Los problemas que se pueden presentar son:

- **Flujo somero en aguas profundas:** es un fenómeno que ocurre cuando el sedimento se deposita rápidamente, atrapando agua de mar en los poros de los sedimentos comprenden arena o arcilla permeable.
- **Temperaturas bajas:** la línea de temperatura del lodo para pozos para aguas profundas se encuentra cerca del punto de congelación; razón por la que se requiere de un cemento ligero que ponga a los pozos rápidamente a temperaturas por debajo de los 60° F.
- **Presión de fractura:** En aguas profundas la ventana de operación es estrecha entre la presión de poro y la presión de fractura, por lo que se requiere tener cuidado al diseñar el cemento para lograr que tenga la densidad, viscosidad y propiedades de la lechada ideales. Utilizando un software, se debe diseñar un cemento espaciador y capaz de suspender los recortes para poder remover el lodo de perforación y reemplazarlo por lechada de cemento.

5.6 Ejemplo de perforación en aguas del Golfo de México Profundo

5.6.1 Pozo Trión

Para la perforación de pozo trion-1 se utilizó la plataforma semisumergible del tipo de columnas estabilizadas llamada Bicentenario, siendo esta una plataforma de sexta generación totalmente ecológica, que mide 110 metros de largo por unos 78 metros de ancho, con una altura de 138 metros. La plataforma Bicentenario se encuentra equipada con un sistema de posicionamiento dinámico de ocho propulsores que le permiten mantenerse independiente y con absoluta estabilidad (figura 5.13). Además, cuenta con un sistema de perforación que se maneja desde una cabina y es operada por solo dos operadores; también posee un sistema de alimentación instalado en la plataforma y cuenta también con un vehículo operado remotamente mejor conocido como ROV (robot submarino no tripulado), el cual está equipado con sonar y cámaras de alta definición, conectadas a la superficie por medio de fibra óptica, que permite supervisar, en tiempo real y sin detenerlo como se va llevando a cabo el trabajo de perforación, con posibilidad de corregir cualquier anomalía; es el primero de su tipo en México (La Jornada , 2011).



Figura 5.13. Vista aérea de la plataforma Bicentenario (La Jornada, 2011).

Como ya se mencionó, el campo Trión se encuentra en trampa combinada, cuya geometría corresponde a una estructura anticlinal, de pliegue por propagación,

con dirección del eje de rumbo NE-SW, en donde su deformación fue causada durante el Oligoceno Inferior por mecanismos de compresión y por los esfuerzos asociados al movimientos de la sal; la trampa limitada por fallas (PEMEX, 2010).

Las rocas almacenadoras corresponden para la edad Eoceno inferior (areniscas Turbidíticas), Paleoceno (areniscas Turbidíticas) y Cretácico (calizas, margas y areniscas Turbidíticas); las unidades clásticas fueron depositadas en ambientes de sistemas turbidíticos profundos (PEMEX, 2010).

Las rocas sello corresponden a sedimentos arcillosos intraformacionales entre las secuencias almacenadoras de edad Eoceno Inferior, Paleoceno y Cretácico (PEMEX, 2010).

Las dos rocas secuencia de generadoras corresponden al Jurásico Superior (rocas carbonatadas arcillosas) como principal fuente de generación, seguida por una unidad de edad Cretácico Superior (rocas arcillosas), (PEMEX, 2010).

La migración de hidrocarburos principal se realizó a través del medio poroso de las rocas de manera vertical y otra proporción se realizó a través de las fallas inversas y normales presentes en el área (PEMEX, 2010).

De acuerdo a la correlación que se realizó utilizando la información de los pozos más cercanos, tales como: Great White-1, Trident-1, Trident-2 y el Baha-2; también se utilizó la evaluación recabada de los registros geofísicos, los reportes de manifestación de hidrocarburos (intervalos), los reportes operativos de perforación, los reportes de pruebas de producción y el estudio de petrofísica básica de los núcleos convencionales y de pared (PEMEX, 2010).

La TR de explotación y el aparejo de producción los cuales tienen las siguientes características; las tuberías de explotación son de 9 5/8" como liner, para luego extender un complemento de 10 3/4" y de 9 5/8" y un aparejo de producción de 4" (PEMEX, 2010).

De acuerdo con el análisis de análogo del prospecto Trión-1, se encontró que presenta una gran similitud al pozo análogo Baha-2, por lo que se tomó en cuenta la información disponible y se pronosticaron los eventos y dificultades que podían presentarse durante la perforación, de esta manera se delinearon los criterios operativos en la perforación del Trión-1, dado por los estrechos márgenes de operación entre los eventos de influjo y pérdida de circulación que se observaron en los pozos del campo Baha y Trident (PEMEX, 2010).

En la figura 5.14 se muestra el diseño principal del pozo Trión-1, donde se indican las profundidades a la que fue programada la perforación del pozo.

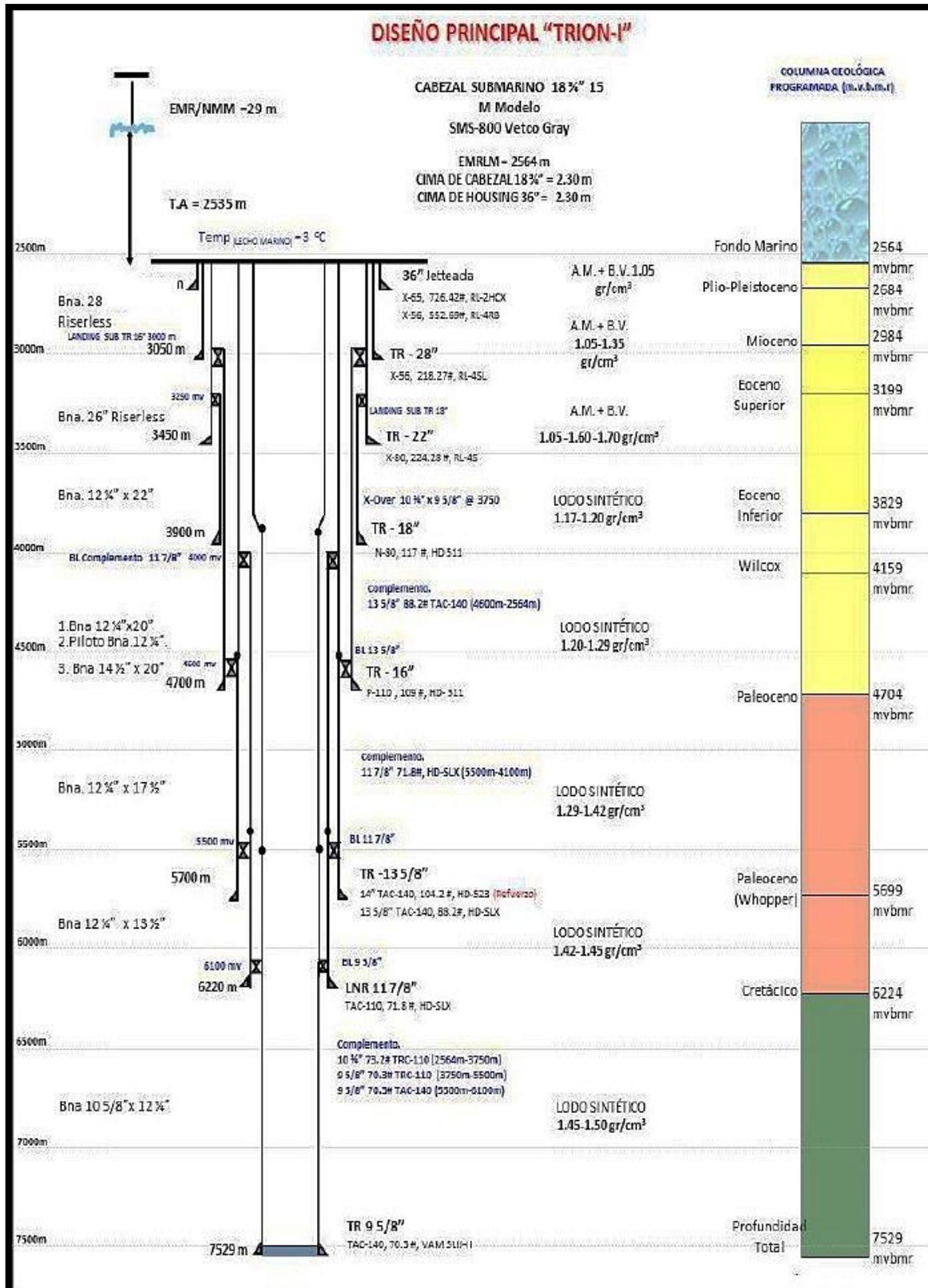


Figura 5.14. Profundidades Programadas para el asentamiento de la TR (PEMEX, 2010).

Considerando el programa de asentamiento, se tiene como trayectoria del pozo un diseño vertical que busca la mitigación de riesgos asociados a este tipo de pozos en aguas profundas, que permitan llegar con éxito a los estratos de interés (formaciones Wilcox, Paleoceno y Cretácico), con una longitud total de 7529 mvmr (figura 5.14). Así mismo, se planeó que la perforación se realizaría en 8 etapas, de las cuales las primeras 3 son Riserless (PEMEX, 2010).

La tecnología de perforación empleada fue no convencional, propia para pozos de aguas profundas. Las principales características del equipo utilizado son: (figura 5.15):

- Cabezal submarino DMS-800, vtro gray, con capacidad para colgar 36", 22", 18", 16" 13-5/8", 9-7/8", y 7-5/8".
- Sobre la tubería de perforación no convencional se utilizó de 5 7/8"-XT57.
- Tuberías de revestimiento con diámetros no convencionales (22" y 18").
- Utilización de Inner string para la cementación de TR de 22" y 18".
- Uso de TR expandibles del tipo Monobore para mantener el diámetro interno de la TR anterior.
- Se manejó el equipo reductor de urgencias al correr TR en el pozo.
- Se tomaron registros en tiempo real de resistividad, neutrón pulsado, densidad, espectrometría, sigma, imágenes, caliper sónico, toma de presión y muestras de fluidos.
- Empleo de técnicas de perforación Drill Ahead.
- Se empleó la técnica de perforación Pump and Dump en las etapas de 28", 22".
- Instalación y extracción del buje de desgaste con sarta de perforación.
- Marcas radiactivas de TR de explotación.
- Se realizaron pruebas de goteo utilizando la herramienta PDW.

El tipo de barrena que se utilizó para este pozo en las secciones Riserless fue de barrenas tricónicas (figura 5.16) y para las siguientes secciones barrena de PDC (figura 5.16) de acuerdo a los códigos IADC; La selección de estas barrenas fue por las condiciones en el tipo de rocas encontradas en la formación, el cual incluye las características litológicas, la homogeneidad, los fracturados o nodulares, la tendencia de desviación; además al realizar la correlación con pozos cercanos y al conocer los registros geofísicos que obtuvieron en sus perforaciones aportaron la información necesaria para hacer una selección más completa con respecto a las barrenas seleccionadas para la perforación del pozo (PEMEX, 2010).

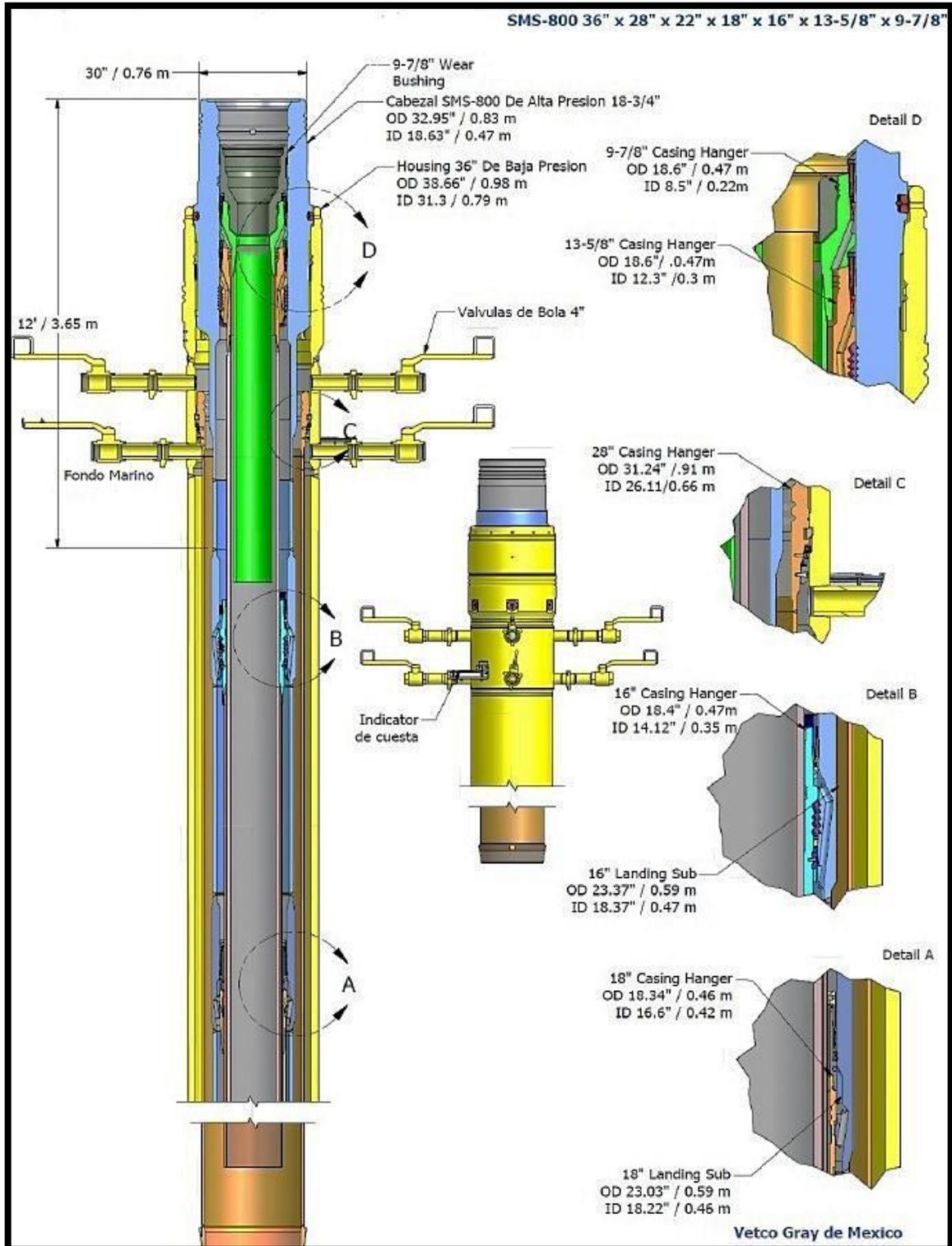


Figura 5.15. Cabezal submarino DMS-800 donde se muestran los accesorios y herramientas necesarias para su armado manejo e instalación (PEMEX, 2010).

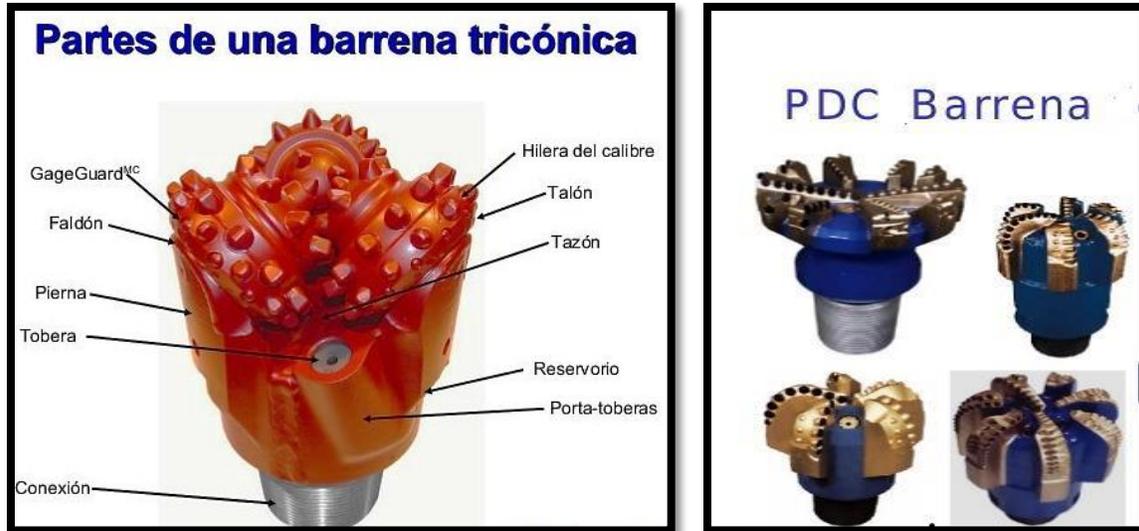


Figura 5.16. Representación de Barrenas tricónicas y barrenas de PDC (PEMEX, 2010).

El pozo descubridor Trion-1 se perforó de mayo a diciembre de 2012, con un tirante de agua de 2,535 m; se descubrieron dos yacimientos en areniscas del Eoceno inferior Wilcox, impregnadas de aceite de 25° API. Se confirmó el sistema petrolero con la presencia de aceite comercial en dos yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox (zona superior y zona inferior), cuyos valores de permeabilidad varían de 135 a 240 md para el yacimiento inferior y de 349 md para el yacimiento superior. Los espesores netos de los yacimientos a nivel del pozo descubridor Trion-1, son mayores en el yacimiento superior que el inferior, con valor de 65 m y de 61 m respectivamente; la porosidad promedio de los yacimientos varía de 19 a 26 %, y con respecto a la saturación de agua se tiene un valor más alto de 34 % del yacimiento inferior (PEMEX, 2014).

El objetivo principal del pozo descubridor Trion-1 fue de evaluación del potencial económico de hidrocarburos en la secuencia de rocas siliciclásticas del Eoceno Inferior Wilcox, corroborándose con la impregnación observada en muestras de canal y núcleos convencionales, así también con la toma de muestras de fluido (PEMEX, 2014).

Para el año 2013 se perforó el pozo Trion-1 DL con fines de delimitación en la parte Norte del campo (Figura 6.5); durante la perforación se realizó la toma de información consistente en registros convencionales y especiales, así también como el corte de núcleos y pruebas de formación con el probador dinámico cumpliendo el objetivo de delimitación, ya que se detectó el contacto agua aceite del yacimiento 1 a 4,338 mvbnm y del yacimiento 2 a 4,562 mvbnm; se realizó también la toma de muestras de fluido (PEMEX, 2014).

CAPÍTULO VI. DESARROLLO DE CAMPOS

6.1 Desarrollo de campos petroleros en el norte del Golfo de México Profundo

El Desarrollo de campos petroleros es el proceso por el cual se crean o modifican sistemas, se operan procedimientos de producción, estabilización, almacenamiento y fundamentalmente se entrega del aceite producido. El desarrollar campos se enfoca en dos casos: el primero corresponde al desarrollo de campos recién descubiertos y el segundo al desarrollo de campos maduros. El tipo y tamaño de las instalaciones dependerá de la naturaleza, de la ubicación del yacimiento, del volumen y de las características de los fluidos que se van a producir.

El desarrollo del campo está constituido fundamentalmente por las actividades de: perforación, cementación, terminación de pozos y por la construcción de instalaciones para la recolección, tratamiento, medición, transporte y almacenamiento de fluidos. Para el desarrollo de las actividades antes mencionadas en el océano, se requiere de la selección de plataformas, las que pueden ser sumergibles, semi-sumergibles, fijas, terrestres, auto-elevables; de un programa de perforación, en donde se establece el tipo de pozo, de barrenas, de fluidos de perforación, de preventores; además de los equipos de cementación y para realizar los disparos, entre otros.

Terminados los trabajos de perforación y cementación, como parte de la terminación del pozo, se puede considerar la instalación de un sistema artificial de producción, ya sea mediante bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico o bombeo electro centrífugo.

En cuanto a las instalaciones para recolección, tratamiento, transporte y almacenamiento de fluidos, se deben contemplar: separadores, recuperadores, deshidratadores, rectificadores, estabilizadores, endulzadores, compresores, bombas, el tipo de tanque y múltiples de recolección, entre otros.

Por lo anterior, el desarrollo de campos está ligado a la ingeniería económica, pues se deben considerar riesgos financieros y comparar distintos escenarios de inversión factibles. Para ello se hace uso de indicadores como la tasa interna de retorno, el coeficiente de retorno y el valor presente neto.

6.2 Características del campo Trión

Como ya se ha mencionado, el Campo Trión se ubica en el extremo nororiental de la Provincia Salina del Bravo, en el "Cinturón Plegado Subsalino" que limita al occidente con la provincia del Cinturón Plegado Perdido (figura 6.1).

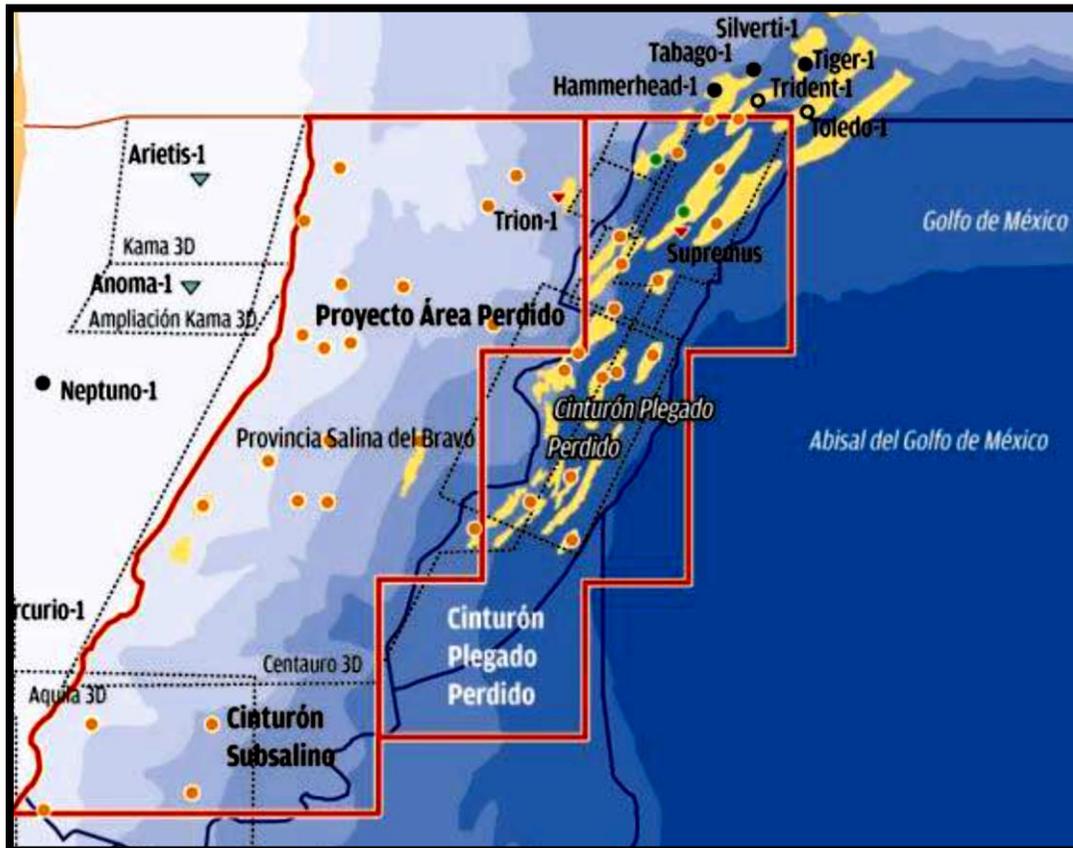


Figura 6.1. Localización del campo Trión (PEMEX, 2014).

La formación de la estructura que constituye la trampa es el resultado de un sistema combinado por una tectónica gravitacional representada al occidente por un sistema de fallas normales y por la deformación causada por el despegue y movimiento a nivel de la sal autóctona (Cuenca de Burgos y Delta del Bravo). Este sistema originó en la parte profunda del Golfo de México un efecto contraccional que dio origen a la formación de los cinturones plegados y fallados. Grandes volúmenes de sedimentos terrígenos fueron acumulados en el sistema de fallas extensionales generando por la presión de sobre carga el desplazamiento lateral y emplazamiento de diapiros y mantos de sal a niveles someros hacia el sector de aguas profundas; esto ocurrió principalmente durante el Oligoceno y Mioceno. También ocurrió la activación de domos arcillosos del Oligoceno durante el Mioceno-Plioceno (Figura 6.2), (PEMEX, 2014).

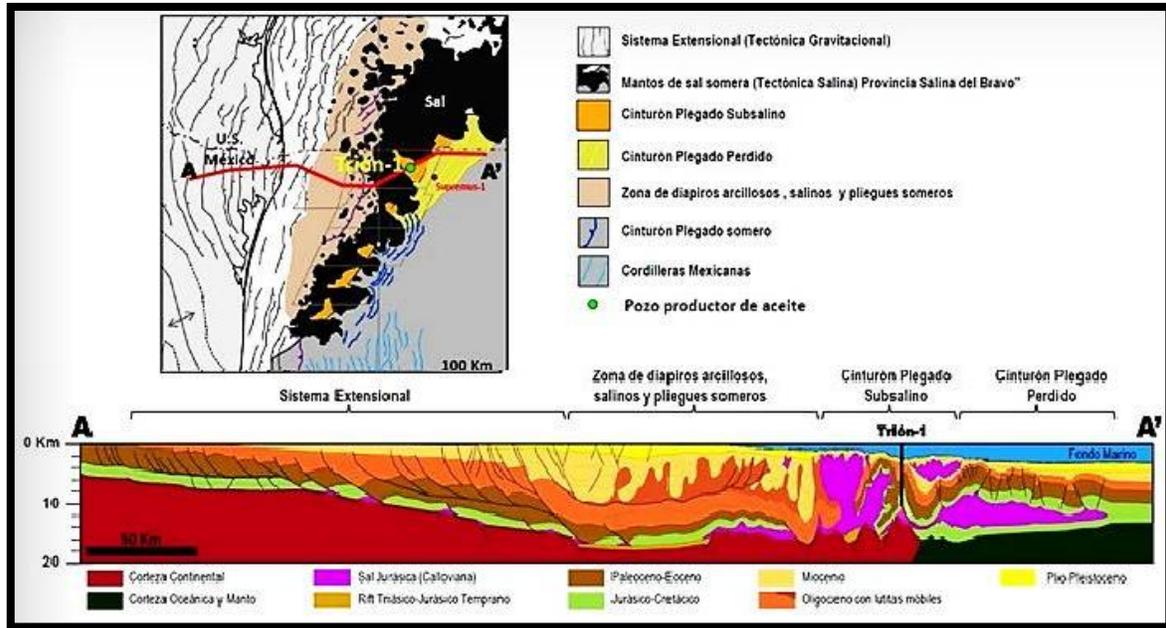


Figura 6.2. Marco tectónico estructural y localización del pozo Trión en el Cinturón Subsalino (PEMEX, 2014).

El campo Trión se encuentra en una estructura anticlinal asimétrica alargada con dirección Norte-Sur, con una longitud de 12.5 km en su eje longitudinal y de 3 km en el eje transversal, generada por deformación por movimiento de sal y por propagación de fallas; presenta cierre en cuatro direcciones y limitadas en su flanco occidental y oriental por fallas inversas; se encuentra rodeada por cuerpos de sal alóctona y autóctona. Se presenta fuerte fallamiento a nivel de los yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox, con fallas con orientación NW-SE.

Con la perforación del pozo Trion-1 en la parte Sur de la estructura en el año 2012, se confirmó la existencia del sistema petrolero con la presencia de aceite comercial en dos yacimientos en secuencias de areniscas del Eoceno Inferior Wilcox (zona superior y zona inferior), cuyos valores de permeabilidad varían de 135 a 240 md para el yacimiento inferior y de 349 md para el yacimiento superior. Los espesores netos de los yacimientos a nivel del pozo descubridor Trion-1, son mayores en el yacimiento superior que el inferior, con valor de 65 m y de 61 m respectivamente; la porosidad de los yacimientos varía de 19 a 26 %, y con respecto a la saturación de agua se tiene un valor más alto de 34 % del yacimiento inferior (PEMEX, 2014).

La columna estratigráfica del pozo Trion-1 está representada por secuencias sedimentarias terrígenas cenozoicas principalmente siliciclásticas, que van desde el Paleoceno Superior Whopper hasta el Reciente. El Paleoceno (Whopper) está compuesto de lutitas y lutitas arenosas intercaladas con delgados cuerpos de

areniscas de cuarzo con líticos de grano fino, redondeados a subangulosos; moderadamente consolidadas, con pobre impregnación de aceite (PEMEX, 2014).

El Eoceno Inferior Wilcox está formado por paquetes medios a gruesos de 5 a 20 m de espesor de areniscas de color gris y café por impregnación de aceite. Los constituyentes son principalmente granos de cuarzo y fragmentos líticos muy finos a finos; se presentan pobremente consolidados, los que se intercalan con lutitas arenosas y limolitas en capas delgadas a medias en partes bentónicas. La parte superior del Eoceno Inferior está caracterizada principalmente por lutitas que se intercalan con algunos horizontes de mudstone y areniscas en capas laminares. El Eoceno Superior y Medio en general se caracteriza por la presencia de lutitas intercaladas con escasa laminación de areniscas de grano muy fino de cuarzo y bentonitas. En el Neógeno predominan los depósitos con arcillas (PEMEX, 2014).

En el año 2013 se perforó el pozo Trión-1 DL con el fin de delimitar la parte norte del campo (figura 6.3), durante la perforación se realizaron tomas de registros convencionales y especiales, así como el corte de núcleos y se realizaron pruebas de formación con el objetivo de realizar la delimitación, ya que se detectó el contacto agua aceite del yacimiento 1 a 4,338 m y para el yacimiento 2 a 4,562 m. En la figura 6.2 se muestra la trayectoria y ubicación del pozo delimitador, así como la profundidad de los límites verticales (PEMEX, 2014).

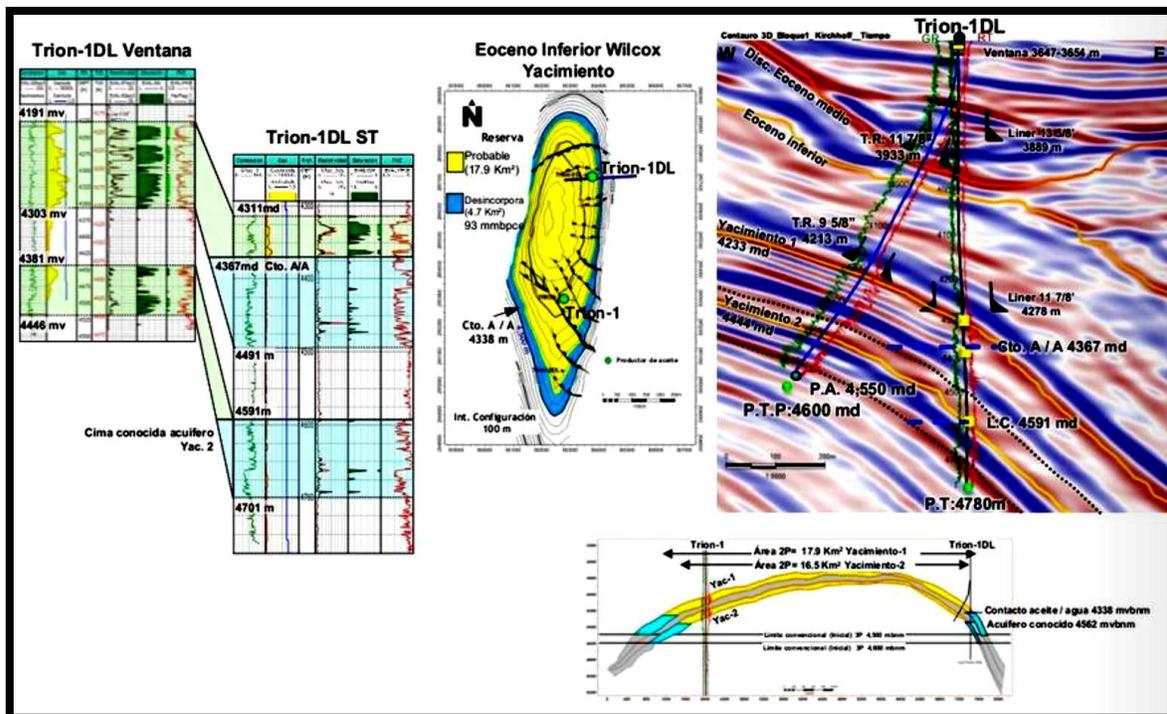


Figura 6.3. Definición de límites verticales en la zona norte definidos por el pozo delimitador Trión-DL (Pemex, 2014).

En la Figura 6.4 se muestra una sección transversal a nivel de los yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox, entre el pozo descubridor Trion-1 ubicado en la parte Sur de la estructura y el pozo delimitador Trion-1 DL en la zona Norte, donde se observan las características estructurales del campo, resultando la presencia de fallamiento de tipo normal de dirección NW-SE en su flanco oriental con poco desplazamiento (PEMEX, 2014).

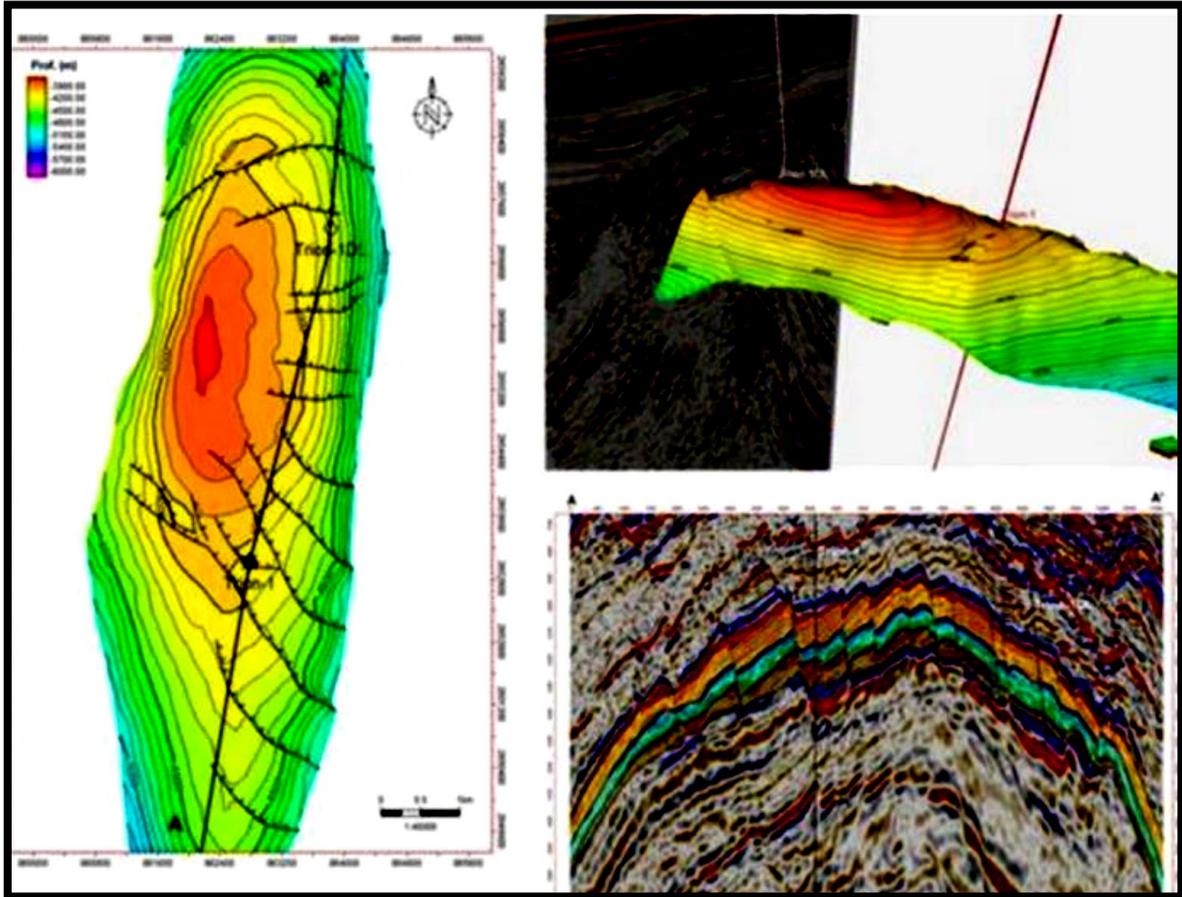


Figura 6.4. Sección transversal del Campo Trión en las secuencias deformadas del Eoceno Wilcox cortadas por el pozo Trión-1 y el delimitador Trión-1 DL (PEMEX, 2014).

6.3 Características del campo Exploratus

El campo Exploratus se ubica dentro del proyecto Área Perdido y se localiza en la zona económica exclusiva del Golfo de México, en la asignación petrolera 082-29, a 200 Km de la costa del Estado de Tamaulipas, a 225 Km de Cd. De Matamoros y a 50 Km del límite fronterizo entre México y Estados Unidos de América (Figura 6.5), (PEMEX, 2014).

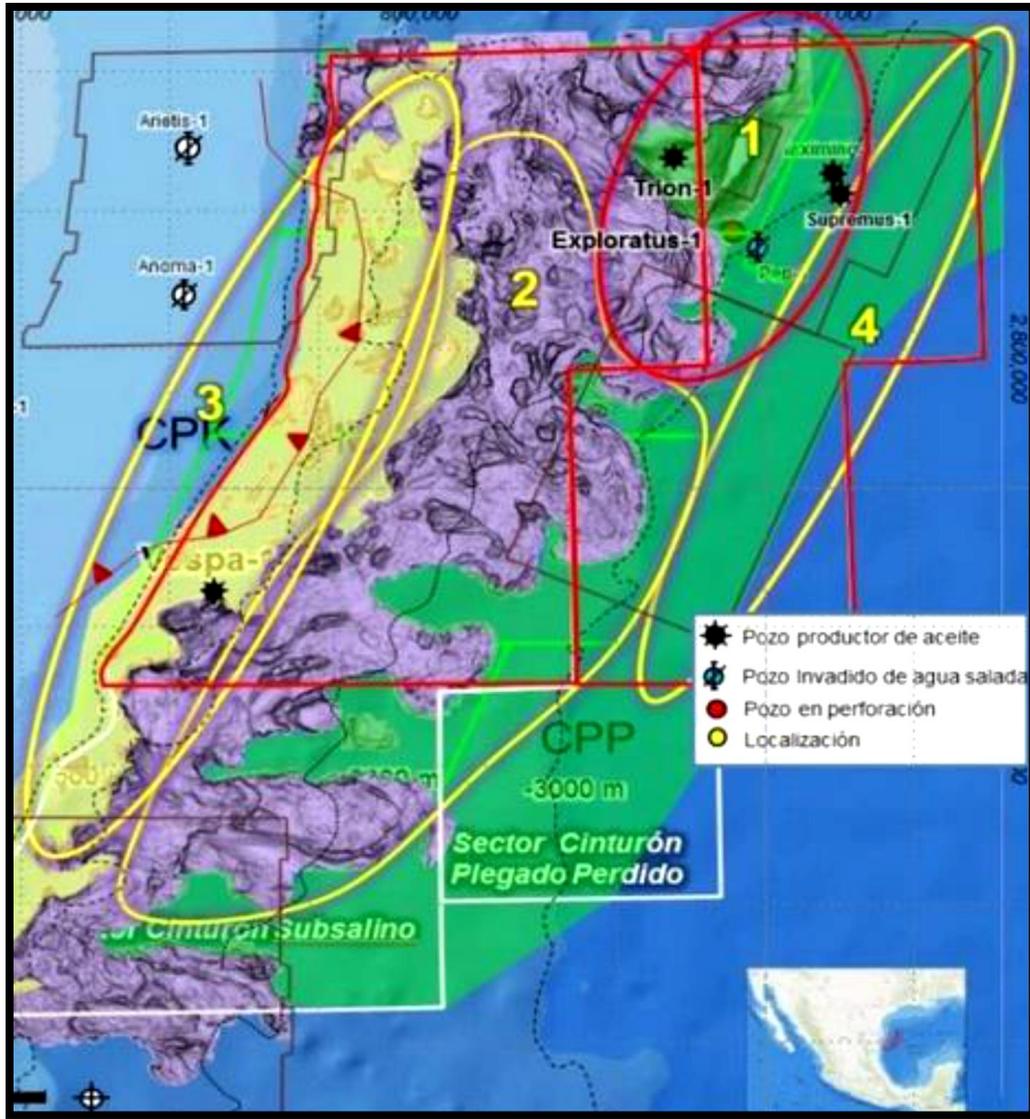


Figura 6.5 ubicación del campo Exploratus (PEMEX, 2014).

Para el estudio exploratorio del Campo Exploratus se utilizó un área de 6,000 km² de un proyecto sísmico que incluye los Cubos Centauro 3D Waz Bloque I y II, Máxima Ampliación del cañón de Alaminos.

El campo Exploratus se encuentra en una estructura anticlinal asimétrica, con dirección preferencial en su eje mayor NE-SW, cuyas rocas almacenadoras se formaron por un sistema turbidítico de depósito de pie de talud y abanicos submarinos, limitada en sus flancos por fallas inversas convergentes. La geometría de esta estructura fue determinada por la interpretación de secciones y cabos sísmicos donde existe gran contraste en los reflectores sísmicos en profundidad (PEMEX, 2014).

El estilo estructural del campo es un pliegue anticlinal doblemente buzante con cierre en cuatro direcciones y orientación NE-SW, que se encuentra limitado por fallas inversas convergentes y cuya posición del nivel de despegue se desarrolló a partir del Eoceno Temprano conectando mediante fallas a las secuencias del Mesozoico. La principal deformación ocurrió en una fase que asocia extensión y movimiento de sal durante el Mioceno Temprano- Mioceno Medio dando como resultado el plegamiento y fallamiento que se muestran en la figura 6.6 (PEMEX, 2014).

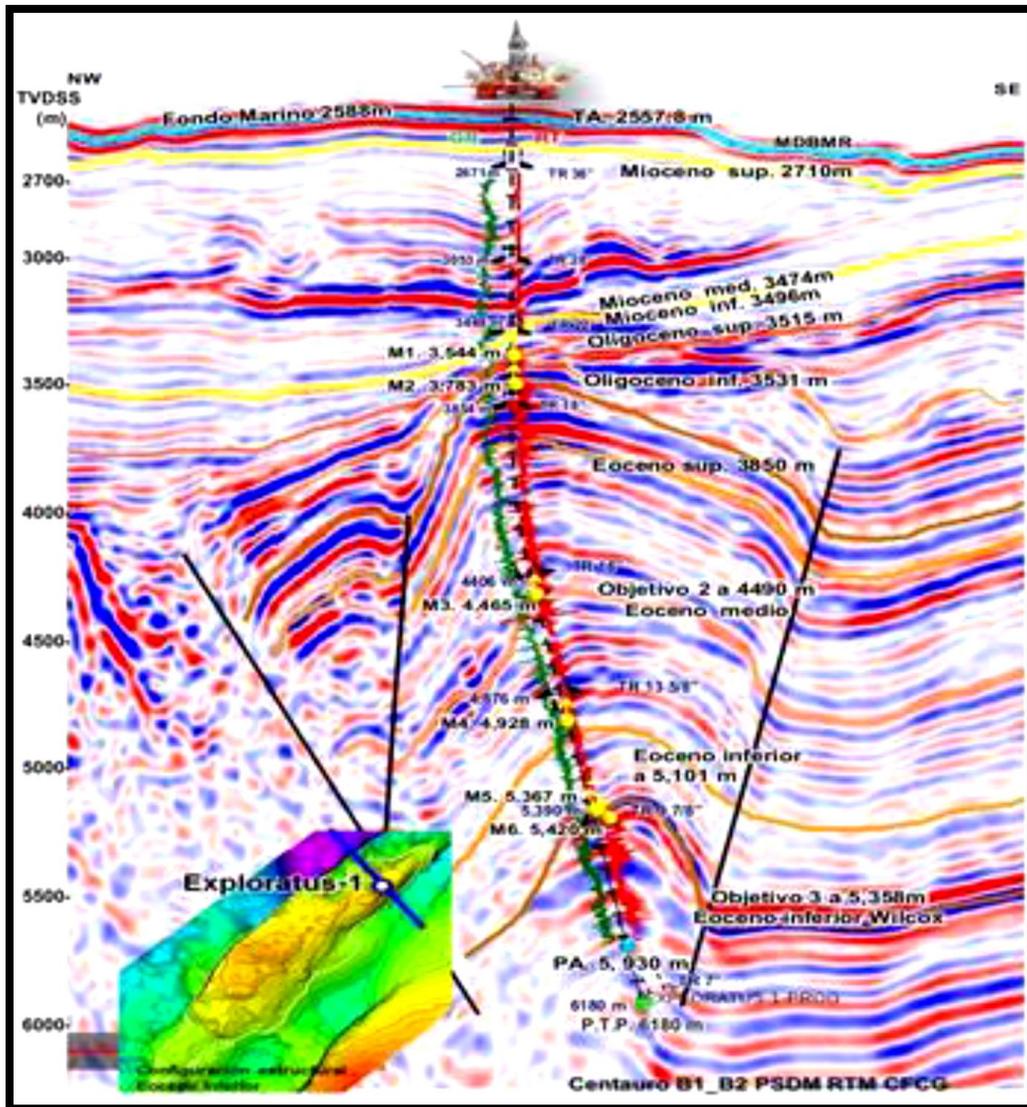


Figura 6.6. Sección sísmica que muestra la estructura del campo Exploratus (PEMEX, 2014).

El objetivo principal fue evaluar el potencial económico de hidrocarburos contenido en secuencias siliciclásticas del Oligoceno, Eoceno Superior e Inferior, acumulados en ambientes de piso de cuenca correspondientes a complejos de

canales y lóbulos depositados a partir de flujos turbidíticos. El principal objetivo como roca almacenadora es la secuencia de areniscas de la Formación Wilcox de edad Eoceno Inferior. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero (PEMEX, 2014).

Con la perforación del pozo exploratorio Exploratus, se descubrieron los yacimientos en areniscas del Eoceno Inferior Medio y Eoceno Inferior (Wilcox), encontrando acumulación de hidrocarburos con características de yacimientos comerciales de gas y condensado. Se realizaron pruebas de formación que permitieron la identificación de los gradientes de presión y la toma de muestras de fluidos que evidenciaron la presencia de los hidrocarburos; así también se realizaron pruebas miniDST, con lo que se pudo conocer las presiones de yacimiento y las características petrofísicas de los mismos (PEMEX, 2014).

El pozo descubridor Exploratus-1 inició su perforación en noviembre de 2013 con un tirante de agua de 2,557 m, concluyendo el 17 de Mayo del 2014, con el que se descubrieron tres intervalos con acumulación de hidrocarburos. El primero de los tres yacimientos contiene aceite de una calidad de 23° API, el segundo gas y condensado de densidad 44° API y el tercero aceite de densidad 36° API, dentro de secuencias sedimentarias del Oligoceno. Hacia la parte inferior del pozo, en los objetivos del Eoceno Inferior Wilcox, se identificó por medio de pruebas de formación y toma de muestras de fluido, la presencia de los yacimientos antes mencionados. Se concluyó la perforación y terminación de su primer pozo exploratorio (Exploratus-1) en Mayo de 2014 y cuenta con programa para llevar a cabo su delimitación en el segundo semestre de 2015 (PEMEX, 2014).

La perforación de la última etapa que inició a 5,390 mdbmr después de cementar la tubería de revestimiento de 9 7/8", se realizó al continuar perforando por lo que se pudieron cortar los yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox, compuestos por una secuencia de areniscas (correlacionables con las productoras de aceite en Maximino-1); habiendo cumplido con el objetivo del pozo. El equipo de planeación y diseño (VCDSE) decidió dar por terminadas las operaciones de perforación a la profundidad de 5,930 mddmr y tomar la información de la secuencia arenosa perforada con objeto de ser evaluada con detalle (PEMEX, 2014).

6.4 Desarrollo del proyecto Trión-Exploratus

El análisis del desarrollo de explotación de hidrocarburos en el Cinturón Plegado Perdido, toma en cuenta las características de los campos involucrados (Trión y Exploratus), considerando que se tienen las bases necesarias para el planteamiento de la arquitectura, sistemas de control y medición requeridos, así como sobre las interfaces de comunicación entre los equipos y los sistemas superficiales y marinos, el sistema flotante de producción específico, líneas de

flujo, risers de producción y sistema de amarre. Dicho análisis está respaldado por los estudios realizados por PEMEX, por la información que se tiene de los pozos perforados en la parte mexicana del Golfo de México Profundo y además de contar con los datos de los campos cercanos a la frontera con Estados Unidos de donde se encuentran varios yacimientos en desarrollo en el Cañón de Alaminos y por último considerando la investigación realizada en este trabajo con otros campos análogos a nivel mundial.

Los campos Trión y Exploratus están separados aproximadamente por unos 24 Km. El campo Trión se localiza a 212 Km al este de Matamoros y a 39 Km del límite marítimo con Estados Unidos, la profundidad de los pozos descubridor y delimitador de Trión ronda los 2,500 m de tirante de agua en los bloques denominados 081-28 y 081-29 (figura 6.7). El análisis inicial del desarrollo considera que los fluidos producidos de los pozos de los campos Trión y Exploratus serán separados costa afuera y enviados a la zona continental vía ductos de exportación (PEMEX, 2014).

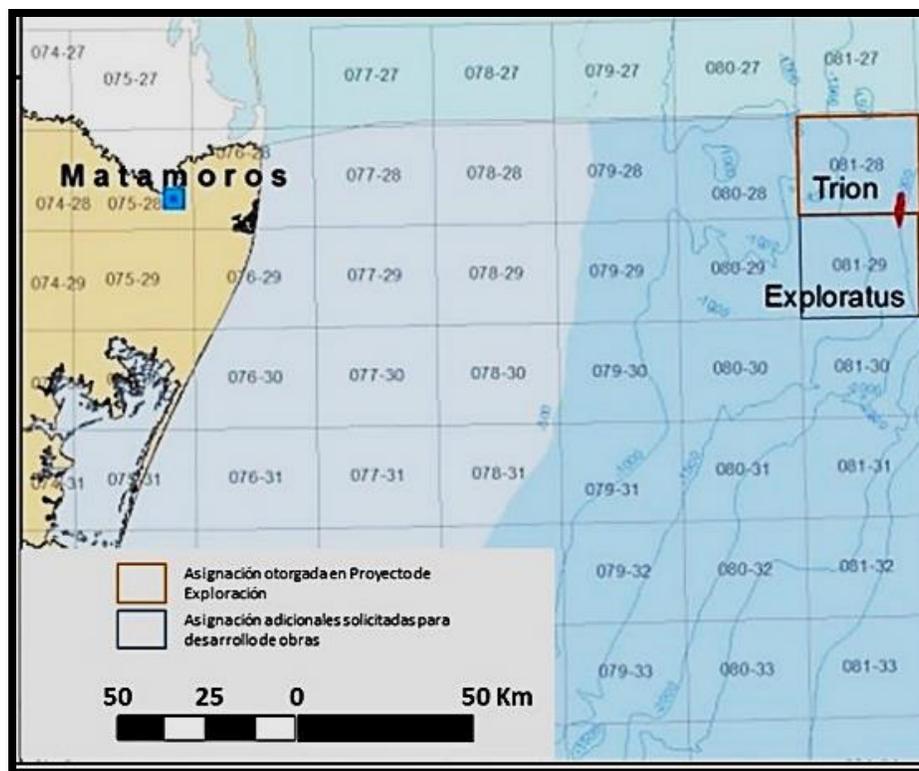


Figura 6.7. Ubicación del Proyecto Trión-Exploratus (PEMEX, 2014).

En la tabla 6.1 se muestran las reservas de los campos Trión y Exploratus (PEMEX, 2014), datos muy importantes a considerar para el desarrollo de cada uno de los yacimientos.

Campo	Crudo MMb	1P Gas Natural MMMpc	2P Gas Natural MMMpc	PCE MMbpc	Crudo MMb	3P Gas Natural MMMpc	PCE MMbpc e
Trión					246.4	255.3	304.6
Exploratus					91.8	625.4	234.4
Total					338.2	880.7	539

Tabla 6.1. Reservas de los campos Trión y Exploratus, 01-enero-2014 (PEMEX, 2014).

Debido a que el desarrollo del proyecto Trión-Exploratus se encuentra en una etapa temprana, se plantea incorporar en primera instancia el desarrollo del campo Trión, y posteriormente la producción del campo Exploratus, por lo que inicialmente se realizará por medio de un Sistema Flotante de Producción (SFP), tipo plataforma semisumergible, ubicado sobre el campo Trión (figura 6.8). Es importante recalcar que la planeación del proyecto abarca el sistema flotante de producción para el uso de los 2 campos del proyecto. Así también como crear la sinergia para proyectos futuros del área, tal como Maximino y Supremus (PEMEX, 2014).

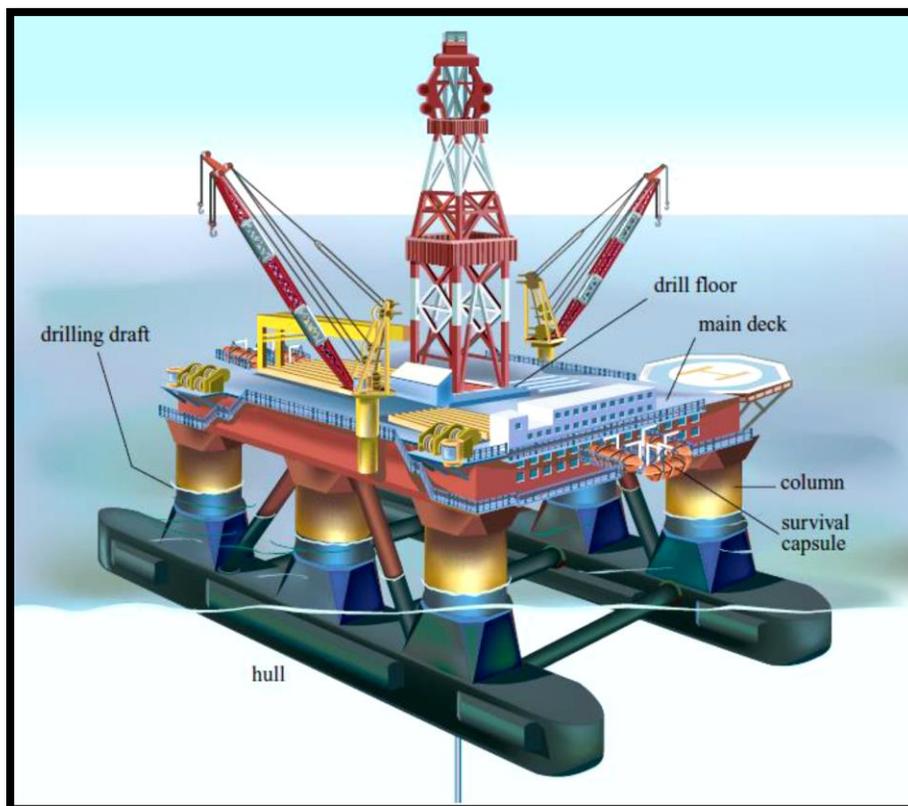


Figura 6.8. Sistema flotante de producción (SFP) tipo plataforma semisumergible (PEMEX, 2014).

En el sistema flotante de producción (SFP) se llevarán a cabo múltiples procesos como el de separación (aceite, agua y gas), desalado y estabilización de aceite para exportación, deshidratación y compresión de gas para exportación, tratamiento del agua producida, manejo y recuperación de químicos e inhibidores para inyección al sistema submarino, sistema para inyección del agua residual o de desecho para inyección con fines de recuperación secundaria. El sistema Flotante de producción para el agrupamiento (SFP) Trión-Exploratus será con capacidad para producir 200 Mbd de aceite y unos 300 de MMpcd de gas (PEMEX, 2014).

El proyecto Trión-Exploratus consta de dos fases, siendo la primera fase el desarrollo del campo Trión, en la segunda fase se incorpora el campo Exploratus por lo cual a continuación se menciona la infraestructura requerida para ambos campos (figura 6.9):

La infraestructura que se requiere para el desarrollo del Campo Trión es principalmente (figura 6.9):

- La configuración de tres clusters que involucren tanto a los pozos actuales como a los futuros.
- De 3 manifolds uno por cada cluster,
- Instalación para la terminación inteligente en el lecho marino de un árbol de producción submarino vertical estándar con control electrohidráulico.
- 16 pozos de producción verticales inteligentes.
- Sistema de control submarino de la producción
- Sistema de medición marino y superficial.
- Sistema de impulso marino y líneas de flujo.
- 2 ductos de exportación.
- 2 ductos de producción.

El manejo de la producción del campo Exploratus se llevara a cabo a través del sistema flotante de producción (SFP) Trión; los componentes principales de la infraestructura del campo para efectuar en desarrollo son (Figura 6.10):

- 2 manifolds de producción.
- 8 pozos de producción vertical inteligente.
- 2 ductos de exportación.
- Líneas de descarga.
- Sistema de control submarino de la producción
- Sistema de medición marino y superficial.
- Sistema de impulso marino y líneas de flujo.
- Umbilical de control.

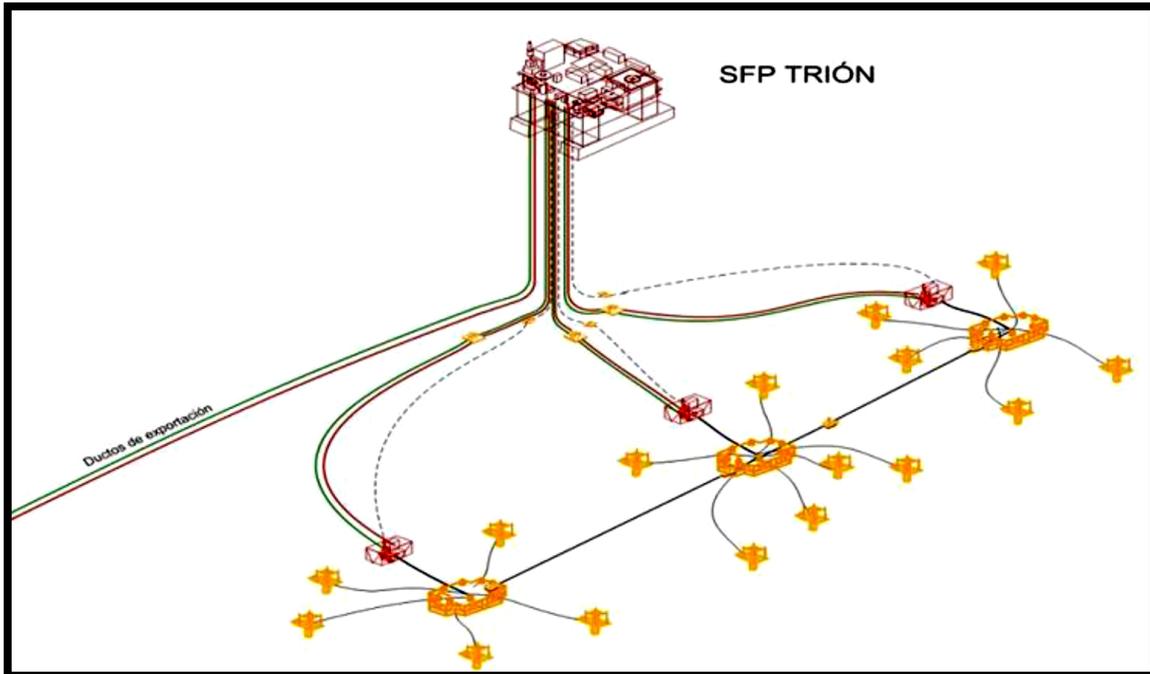


Figura 6.9. Infraestructura del campo Trión (PEMEX, 2014).

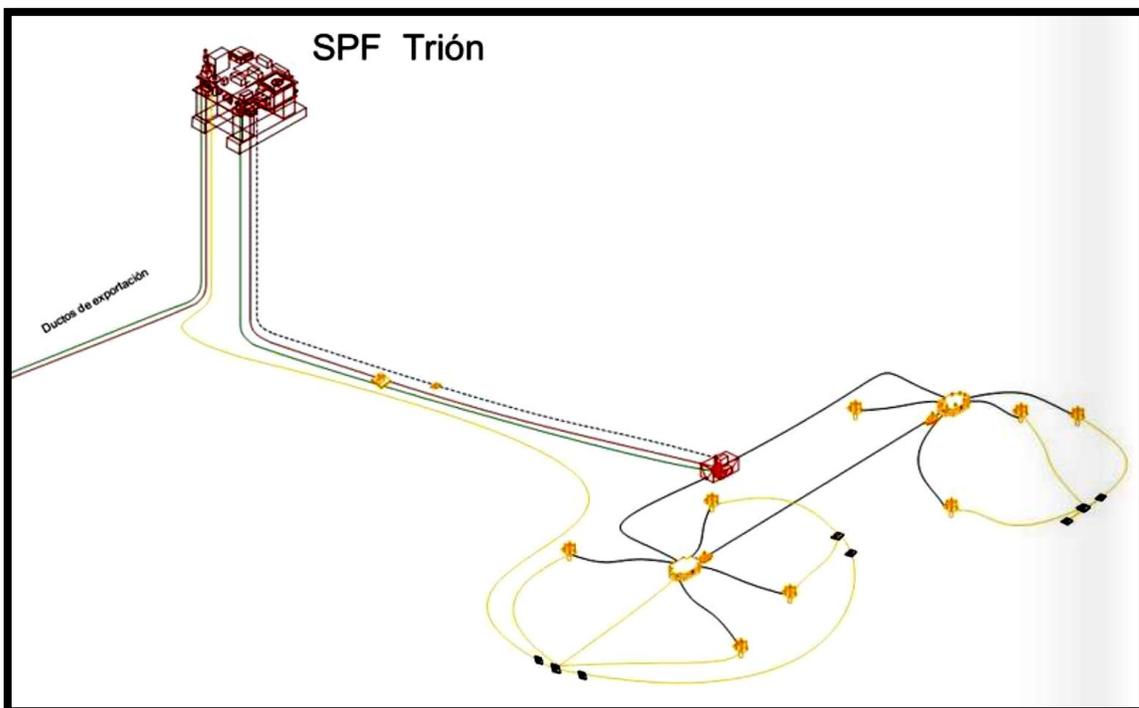


Figura 6.10. Infraestructura del campo Exploratus (PEMEX, 2014).

Cabe mencionar que el mismo arreglo que se propone para el campo Trión en referencia a la arquitectura para el desarrollo de los pozos propuestos, será el que se utilice para el Campo Exploratus, basados en las características obtenidas cuando se perforó el pozo descubridor Exploratus-1 y en el pozo delimitador Exploratus-1 DL; el cual empezó su perforación en el mes de junio de 2014. Se debe aclarar que el desarrollo del campo considera los resultados entregados del pozo delimitador, lo que permite realizar algunos ajustes del diseño de la infraestructura, siendo esa una de las razones por la cual el proyecto se divide en dos fases (PEMEX, 2014).

6.4.1 Sistema de control submarino de la producción

Como parte del desarrollo del proyecto, es indispensable contar con un sistema que controle la producción de hidrocarburos, de tal manera que éste sistema sea capaz tanto de operar las válvulas, estranguladores en los árboles submarinos, manifolds y líneas de tubería, así como de recibir y transmitir los datos entre la superficie y el fondo marino. Para éste proyecto, se considera el siguiente arreglo del sistema de control submarino, en cada uno de los tres clusters (Santana, 2014).

1. El modulo eléctrico submarino (SEM) será instalado dentro del módulo de control submarino (SCM), el cual a su vez es montado en el manifold, por lo que los cables flotantes eléctrico e hidráulicos permitirán la conexión entre el manifold y la unidad de distribución submarina (SDU), mientras que el umbilical permitirá la conexión entre el sistema de distribución submarina (SDU) y el ensamblado de la terminación umbilical (UTA).
2. Cada uno de los tres sistemas de control submarino son unidos al sistema de control superficial mediante un umbilical (uno por cada sistema de control submarino). El umbilical va conectado en uno de sus extremos al UTA, y en el otro extremo del mismo umbilical se conecta al ensamblado de terminación umbilical superficial (TUTA).
3. La unidad de potencia hidráulica (HPU) y la unidad de potencia eléctrica (EPU) se conectan a la estación de control principal (MCS), mismos que se conectarán a la terminación umbilical superficial (TUTA). Por último, la unidad de inyección química (CIU) es conectada a la unidad de potencia hidráulica (HPU). El sistema previamente descrito es conocido como el sistema de control superficial.
4. La integración de los tres sistemas de control submarino y el sistema de control superficial, conforman todo el sistema de control de la producción de los hidrocarburos del proyecto (figura 6.11).

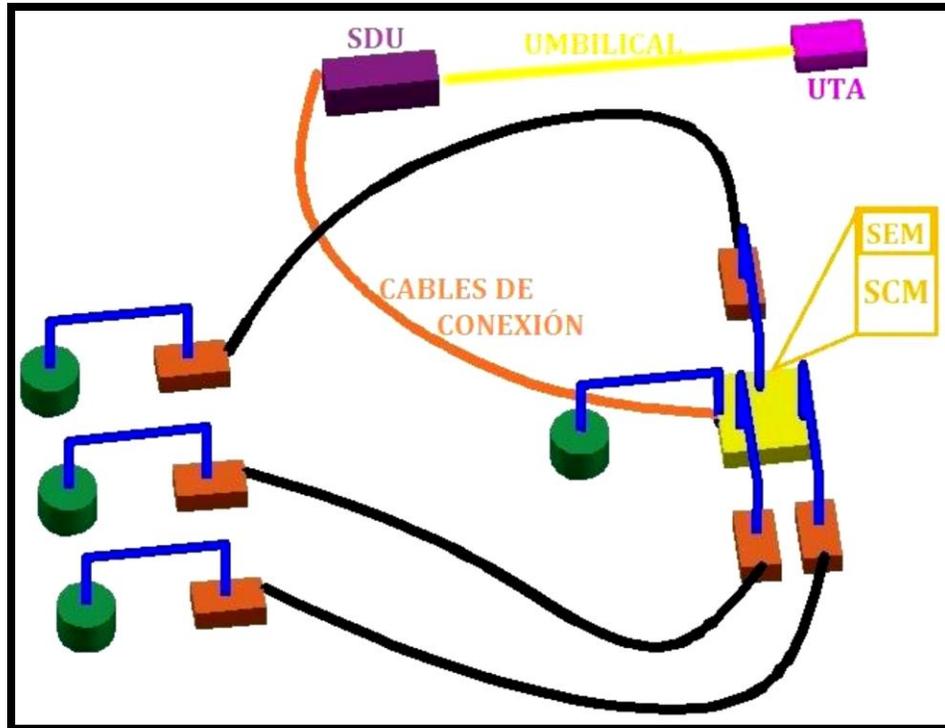


Figura 6.11. Diagrama del posible sistema de control submarino de hidrocarburos del primer cluster del Campo Trión (Santana, 2014).

6.4.2 Sistema de medición (submarino y superficial)

Para asegurar el éxito del proyecto, es indispensable contar con información procedente de la producción submarina, con el fin de administrar de la manera más adecuada el yacimiento. Mediante el análisis de la producción proporcionada por los pozos, se tendrá un mejor entendimiento del comportamiento de cada uno de ellos, por lo que será posible mejorar el plan de desarrollo del proyecto. De esta manera, se plantea implementar diferentes instrumentos tanto en el fondo del pozo, lecho marino y superficie. El arreglo de dichos instrumentos se conoce como sistema de medición. Se sugiere que el sistema de medición submarino esté conformado por los siguientes componentes que toman en consideración lo que se conoce de cada campo.

En cada pozo se instalará un calibrador de presión/temperatura y una tarjeta controladora de fondo del pozo (DHNC). Cada árbol debe contar con un Sensor de presión y temperatura (PT/PT), un medidor multifásico (MPFM), un medidor de gas húmedo (WGM) y una válvula de inyección química (MEG). El Monitor de arena (ASM) debe ser instalado en los jumpers que unen los árboles con los PLETs. Para cada manifold se debe equipar con un sensor de corrosión y erosión (CM), y en cada línea de flujo será alojado un medidor de corrosión (FSM). Adicional a los dispositivos mencionados anteriormente, se necesita una terminación umbilical

(UTA) y una unidad de distribución submarina (SDU) por cada cluster, para que exista una comunicación con el equipo superficial mediante los cables de conexión (figura 6.12), (Santana. 2014).



Figura 6.12. Instrumentos de medición submarina (Santana, 2014).

6.4.3 Interface entre los sistemas superficiales y los sistemas submarinos

Se debe de disponer de una interface entre los sistemas submarinos (de control y medición) y los sistemas superficiales (de control y medición). Dicha interface es por medio de umbilical dinámico y estático. Para el desarrollo de éste proyecto se han considerado tres clusters, por lo que habrá un total de 3 umbilicales, uno por cada cluster. Uno de los extremos de cada umbilical estático se conecta al ensamblado de la terminación umbilical (UTA) en el lecho marino, mientras que el otro extremo es conectado con el umbilical dinámico, que conectará al ensamblado de terminación umbilical superficial (TUTA) en el sistema flotante de producción (Santana, 2014).

6.4.4 Sistema de impulso submarino y líneas de flujo

A partir de los resultados obtenidos de las pruebas de formación, pruebas de presión producción del pozo Trión 1DL, pruebas de física de rocas, realizadas en los pozos de los campos Trión y Exploratus, se obtuvo el potencial productor de los yacimientos y como resultado final los pronósticos de producción de los campos (Tabla 6.2), (PEMEX, 2014).

Fecha	Estrangulador	Presión cabeza (psia)	Presión fondo fluyendo (psia)	Gasto de aceite	% de agua	Gasto de gas (MMpcd)	RGA (m^3/m^3)
11-03-2013 9:00-13:00	1/2* (12.7mm)	446	-	1044	2.6	0.706	120
11-03-2013 14:00-19:00	3/16* (4.7mm)	1234	-	352	2.2	0.26	134
12-03-2013 22:00-06:00	1/2* (12.7mm)	1038	-	1038	2	0.72	124

Tabla 6.2. Datos de la prueba de presión y producción del pozo Trión DL (PEMEX, 2014).

Analizando distintas alternativas que se tienen actualmente para proporcionar impulso a la mezcla de hidrocarburos, desde la salida del manifold hasta el SFP, es probable que la mejor opción sea utilizar una bomba multifásica.

La selección de este sistema de impulso submarino se debe a que tiene un marco de operación y son adecuadas para una gran variedad de condiciones. Algunos beneficios de las bombas multifásica son:

- Permite el flujo completo de producción para ser recibido e impulsado.
- Tiene gran flexibilidad gracias al marco de operación amplio.
- Puede manejar la succión de altas fracciones de volumen de gas.
- Resistente al manejo de arenas.
- Es de intervención simple y de bajo costo en comparación con otros tipos de bombas.
- Tiene capacidades de alta potencia.

No se modela la bomba, solo se representa mediante un sumidero cuya presión es la presión de succión de la bomba: $1,200 \text{ lb/pg}^2$. Para la elaboración de estos modelos es importante tomar en cuenta la información petrofísica, y de los datos de PVT de fluidos. El desarrollo planteado inicialmente considera la perforación de 16 pozos de desarrollo los cuales incorporaran a su producción manifolds y estos a su vez a un sistema submarino de bombeo multifásico que se conectaran a la línea de producción la cual llegara al PLET que se encuentra localizado en el sistema flotante de producción (SFP), para su posterior unión con el riser de producción (PEMEX, 2014).

Conclusiones

En el subsuelo del sector norte del Golfo de México Profundo se tiene a la provincia petrolera conocida como Cinturón Plegado Perdido, donde se han realizado varios descubrimientos importantes de aceite y gas en areniscas de las formaciones Wilcox- Midway, en el denominado proyecto perdido, que abarca el desarrollo de los campos Great White, Tobago y Silvertip.

El Cinturón Plegado Perdido es una franja plegada y fallada producto de la deformación producida por el movimiento ascendente y lateral de la sal, y por la carga sedimentaria, lo que originó importantes trampas petroleras.

Las potenciales rocas generadoras son secuencias arcillosas y cacareo-arcillosas ricas en materia orgánica del Jurásico (Tithoniano) y del Cretácico.

La roca almacenadora son principalmente areniscas turbidíticas siliciclásticas del Oligoceno, depositadas en canales, lóbulos y zonas de desbordes de canal (Campo Supremus); también se encuentran areniscas turbiditas siliciclásticas pertenecientes a las partes medias de abanicos submarinos principalmente en lóbulos (Campo Trión) y en canales amalgamados (Campo Maximino) del Eoceno inferior; además de que las areniscas se presenta fracturadas por la tectónica salina y por la compresión asociada a tectónica gravitacional.

Las roca sello del Mesozoico corresponden con horizontes de lutitas calcáreas del Tithoniano que representan espesores pueden variar de 30 a 100 metros y los horizontes intraformacionales de calizas arcillosas del Cretácico cuyos espesores pueden ser de 30 a 80 metros, mientras que en el Cenozoico la rocas sello son lutitas alternadas con las areniscas espesores de 50 hasta 1000 metros.

Las trampas están conformadas por pliegues de flexura con despegue en la sal Jurásica, estas estructuras tienen orientación Noreste-Suroeste y son producto de la contracción del Oligoceno, por lo que las trampas corresponden a anticlinales asimétricos, cuyo eje principal se orienta en dirección Noreste-Suroeste.

Los campos petroleros denominados Trión y Exploratus son de interés económico debido a que en ellos se ha demostrado que tienen reservas que pueden ser explotadas por lo que es necesario implementar estrategias para el correcto desarrollo de estos campos.

El campo Trión se encuentra en una estructura anticlinal asimétrica alargada con dirección Norte-Sur, con una longitud de 12.5 km en su eje longitudinal y de 3 km

Conclusiones

en el eje transversal, estructura que fue generada por deformación por movimiento de sal y por propagación de fallas inversas.

La perforación del pozo Trion-1 confirmó la existencia del sistema petrolero con la presencia de aceite comercial en dos yacimientos en secuencias de areniscas del Eoceno Inferior Wilcox, impregnadas de aceite de 25° API.

Las reservas calculadas 3P para el campo Trión para el crudo es de 246.4 MMb, y de 255.3 MMMpc para el gas natural.

Actualmente el campo Trión se encuentra en vía de desarrollo mediante el proyecto Trión-Exploratus, considerando que son de reciente descubrimiento y que la infraestructura para su desarrollo implica realizar instalaciones complejas en un tiempo mayor a tres años.

Dadas las condiciones que presenta el Campo Trión, el desarrollo del proyecto se requiere de un Sistema Flotante de Producción (SFP) utilizando una plataforma semisumergible con posicionamiento dinámico.

En el SFP se llevarán a cabo los procesos de separación, desalado, estabilización, deshidratación del aceite, agua y gas para la producción y la compresión de gas.

Para un buen desarrollo del campo se requieren 16 pozos de producción en configuración de tres clusters, que involucrarán tanto a los pozos actuales como los futuros. Se requiere de la instalación de 3 manifolds de producción, uno por cada cluster.

Se requiere de un sistema de control submarino para la producción, también de un sistema de medición marino y superficial, además de líneas de impulso marino y de flujo; también se requiere de la instalación de 2 ductos de producción del pozo al SFP y 2 ductos de exportación para el almacenamiento.

Se requiere de una bomba multifásica para llevar a cabo el impulso submarino que va desde la salida del manifold hasta el SFP, la que permitirá recibir el flujo completo para ser impulsado. Este sistema tiene gran flexibilidad gracias al marco de operación, maneja la succión de altas fracciones de volumen de gas, resiste el manejo de arenas, es de mayor beneficio al ser de bajo costo y porque posee capacidades de alta potencia.

El Campo Exploratus se localiza en la zona económica exclusiva del Golfo de México, a 200 Km de la costa del Estado de Tamaulipas, a 225 Km de Cd. De Matamoros y a 50 Km del límite fronterizo entre México y Estados Unidos de América.

Conclusiones

La perforación del pozo exploratorio Exploratus, permitió el descubrimiento de los yacimientos en areniscas del Eoceno Inferior Medio y del Eoceno Inferior (Wilcox), encontrando acumulación de hidrocarburos en tres intervalos, con características de yacimientos comerciales de gas y condensado.

El primer yacimiento contiene aceite de una calidad de 23° API, el segundo gas y condensado de densidad 44° API y el tercero contiene aceite de densidad 36° API.

Las reservas 3P calculadas para el Campo Exploratus del crudo son de 91.8 MMb y de 625.4 MMMpc para el gas natural.

El proyecto Trión-Exploratus implica el desarrollo en conjunto de los campos al compartir el Sistema Flotante de Producción.

Para el desarrollo del campo se requiere de la perforación de 8 pozos de producción, de la configuración de 2 clusters, y 2 manifolds de producción, uno por cada cluster.

Se requiere de una línea de descarga y 2 ductos de explotación que se conectarán al SFP; se utilizarán sistemas de control submarino, sistemas de medición marino y superficial, uso sistemas de impulso marino y líneas de flujo que se conectarán a una bomba multifásica para lograr impulsar la producción al SFP.

Se requiere de un Sistema Flotante de Producción que posea una capacidad aproximada de 200 Mbd de aceite y de 300 MMpcd de gas, cuando ambas fases del proyecto estén en desarrollo.

El desarrollo del proyecto Trión-Exploratus representa una gran oportunidad para optimizar los campos que se encuentran en vía de desarrollo, es un proyecto muy importante para México del que se tienen grandes expectativas para el desarrollo petrolero de aguas profundas en el norte del Golfo de México Profundo.

Bibliografía

Alvarez, W., Smit, J., Lowrie, W., Asaro, F., Margolis, S.V., Claeys, P., Kastner, M., and Hildebrand, A.R., 1992. Proximal impact deposits at the Cretaceous-Tertiary boundary in the Gulf of Mexico: A restudy of DSDP Leg 77 Sites 536 and 540: *Geology*, v. 20, p. 697–700.

Ángeles-Aquino F.J., Vizcarra-Valenzuela C., Puerto-Zapata C., León-Tapia C., Fuentes-Lopez U, 1983. Monografía petrolera de la Zona Marina, Superintendencia General de Exploración, Petróleos Mexicanos, 110 pgs. AMGP.

Blickwede. J.F. and T.A. Queffelec. 1988. Perdido Foldbelt: a New Deep-water Frontier, in Western Gulf of Mexico (abs.): *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 72. p.163.

Buendía Díaz de Bonilla J.A., Franco Flores E., Análisis macroeconómico y perspectivas del desarrollo de campos en agua profundas en México: La metodología FEL aplicada a un caso de estudio, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2013.

Cantú-Chapa, A., y R. Landeros-Flores, 2001, The Cretaceous-Paleocene Boundary in the subsurface Campeche Shelf, southern Gulf of Mexico”, en C. Bartolini, R.T. Buffler y A. Cantú Chapa (eds), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*. AAPG Memoir 75, p.389-395.

Cárdenas Hernández D. y García Valladares V.M., Fundamentos y operaciones de la industria petrolera en aguas profundas, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2013.

Carfantan, J.C., 1981. Structural evolution of the south-east of Mexico; paleogeography and tectonic history of the internal zones Mesozoic. *Revista UNAM, Instituto de Geología* 5 (2), 207–216 (in Spanish).

Cline, J.D. and Lacerda, C.R, 1987. Alaminos Canyon Geochemical Survey. Work by Geochemistry Staff Texas A. and M. University, 1987.

Cruz Mercado, M.A., Reyes-Tovar, E., López-Céspedes, H.G., Sánchez-Rivera, R., León-Ramírez, R., Peterson-Rodríguez, R.H., Flores-Zamora, J.C., Barrera-González, D., Vázquez-Cantú, A., 2010. Estudio Interregional “Tectónica Salina y sus Implicaciones en la exploración Petrolera” Reporte Interno, Pemex Exploración y Producción, 2010.

Dobson, L. M., and R. T. Buffler, 1997. Seismic stratigraphy and geologic history of Jurassic rocks, northeastern Gulf of Mexico: AAPG Bulletin, v. 81; No. 1; p. 100-120.

Escalera, J.A., 2010. Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería “Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México” Especialidad Ingeniería Geológica, p. 22-24.

Feng, J., 1995. Post Mid-Cretaceous Seismic Stratigraphy and Depositional History Deep Gulf of Mexico. (Ph. D. Dissertation): Austin. Texas. University of Texas at Austin, p. 253.

Feng, J., Buffler, R.T., Kominz, M.A., 1994. Laramide orogenic influence on late Mesozoic-Cenozoic subsidence history, western deep Gulf of Mexico Basin. *Geology* 22 (4), p. 359–362.

Foot, R.Q., Martin, R.G. and Powers, K.B., 1983. Oil and Gas Potential of the Maritime Boundary Region of Central Gulf of Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bulletin.

Galloway, W.E., Bebout, D.G., Fisher, W.L., Dunlap, J.B., Cabera-Castro, R., Lugo-Rivera, J.E., Scott, T.M., 1991. Cenozoic In: Salvador, A. (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin. The Geology of North America*, vol. J. Geological Society of America, p. 245–324.

Garrison, L.E., y Martin, R.G., Jr., 1973. Geologic structures in the Gulf of México basin: U.S. Geol. Survey, Prof. Paper 773, 85 p.

Goldhammer, R.K., 1999. Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast Mexico: in C. Bartolini, J.L. Wilson, and T.F. Lawton, eds., *Mesozoic sedimentary and tectonic history of north-central Mexico: Geological Society of America Special Paper 340*, p.1-58.

Goldhammer, R.K., y Johnson, C.A., 2001. Middle Jurassic-Uper Cretaceous Paleogeographic evolution and sequence stratigraphic framework of the northwest Gulf of Mexico rim: in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75*, p. 45-81.

Guzmán, A. E., 1999. Estado de la exploración petrolera en México: Boletín AMGP, v. 48, No. 1.2, v. 16-42.

Grajales-Nishimura, J.M., E. Cedillo-Pardo, C. Rosales-Domínguez, D.J. Morán-Zenteno, W. Álvarez, P. Claeys, J. Ruíz-Morales, J. García-Hernández, P. Padilla-

Avila, A. Sánchez-Ríos, 2000, Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields: *Geology*, v. 28, p. 307–310.

Holguín-Quiñones, N., Brooks, J.M., Román-Ramos, J.R., Bernard, B.B., Lara-Rodríguez, J., Zumberge, J.E., Medrano-Morales, L., Rosenfeld, J., De Faragó-Botella, M., Maldonado-Villalón, R. y Martínez-Pontviane, G., 2005. Estudio regional de manifestaciones superficiales de aceite y gas en el sur del Golfo de México, su origen e implicaciones exploratorias: *Boletín AMGP*, v. 52, No. 1, p. 20-41.

Jakobsson K. H., Ellis D., Stewart I. y Van Bockstaele A., 2003. Mexico a Regional Analisis. Statoil Publication, p. 3-23.

Ladd. J.W.. 1976. Deep Seismic Reflection Results from the Gulf of Mexico Geology.

LC Chita (Petrobrás SA), AL Cordeiro (Petrobrás SA). 1988. Perforación en aguas profundas, Artículo SPE.

M. Galicia , M. Salazar , D. López-Veneroni., 2009. Prospectivo y el impacto potencial de las comunidades biológicas en aguas profundas Estructuras Metálicas En el sur del Golfo de México, artículo SPE.

Meneses Rocha J., 1990. Marco tectónico y paleogeográfico del Triásico Tardío-Jurásico en el sureste de México, *Boletín AMGP*, Vol. XXXIX, No. 2, p. 3-68.

Patiño-Ruiz, J., Rodríguez-Uribe, M.A., Hernández-Flores, E.R., Lara-Rodríguez, J., Gómez-González, A.R., 2003. El Cinturón Plegado Perdido Mexicano, estructura y potencial petrolero: *Boletín AMGP*.

PEMEX exploración y Producción, 2014. Resumen ejecutivo Trión-Exploratus, MEX.

PEMEX Exploración y Producción, 2013. Provincia Petrolera Golfo de México Profundo, 2013.

PEMEX Exploración y Producción, 2011. Las reservas de hidrocarburos de México, evaluación al 1 de enero del 2011.

PEMEX Exploración y Producción, 2010. Proyecto Área Perdido: Activo de Exploración Golfo de México Norte, Agosto del 2010.

Pérez Drago Guillermo, 2010. Análisis sismo-estratigráfico y estructural del área Tamil-Nab, sureste del golfo de México profundo, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2010.

Pilger R.H. Jr., 1981. The Opening of the Gulf of Mexico: Implications for the Tectonic Evolution of the Northern Gulf Coast. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v.31, p. 377-381.

Pindell, J.L., Kennan, L., 2001a. Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. Transactions, Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience. GCSSEPM 21st Annual Research Conference, Houston, Texas, GCSSEPM, 193-220.

Pindell, J.L., 1985. Alleghanian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean: Tectonics, v. 4, p. 1-39.

Pindell, J.L. and Dewey, J.F. 1982. Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/ Caribbean region. Tectonics, V. I, p. 179-212.

Quezada-Muñetón, J.M., 1990. El Cretácico medio-Superior y el límite Cretácico Superior-Terciario Inferior en la Sierra de Chiapas. Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros, V. 39, 1, p. 3-98.

Ramírez Da Silveira v., 2014. Retos tecnológicos en las operaciones de perforación en aguas profundas de México, p. 12-26

Reed, C. and Brian. S., 1996. Baha Prospect (Offshore Gulf of Mexico) New World Record for Deep Water Drilling. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico (OCS) Region.

Rojano Tovar JA. Aseguramiento de flujo en los pozos Trión-1 y Supremus-1 Cinturón Plegado Perdido en Aguas Profundas del Golfo de México, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2014.

Salvador, A., 1987, Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 71, p. 419–451.

Salvador, A., 1991a. Editor, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J

Salvador, A., 1991b. Triassic-Jurassic, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 131–180.

Salvador, A., 1991c. Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 389– 444.

Sánchez Casas O., 2012. Explotación de campos petroleros en aguas profundas, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2012.

Sánchez Galindo Cesar L., 2013. Sistema de procesamiento submarino en el Cinturón Plegado Perdido, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2013.

Santana Anaya R. y Tinoco Osornio I., 2014. Análisis sobre la estrategia de explotación de hidrocarburos del Proyecto Área Perdido, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2014.

Shaub. F.J.; Buffler. R.T. and Parson, J. G. 1984. Seismic Stratigraphic Framework Deep Central Gulf of Mexico Basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 68.

Sawyer, D.S., Buffler, R.T. and Pigler Jr., R.H. 1991. The crust under the Gulf of Mexico basin. In: Salvador, A. (ed), The Gulf of México Basin. Geol. Soc. Am., The Geology of North America, v.J, p. 53-72.

Sedlock, R. L., Ortega-Gutiérrez, F. y Speed, R. C., 1993. Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico: Geological Society of America, Special Paper 278, 153 p.

Segura Martínez Eduardo L, 2009., El desarrollo de los yacimientos transfronterizos de petróleo en México, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2009.

Sohl, N. F., Martínez, E., Salmerón-Ureña, P., and Soto-Jaramillo, F., 1991. Upper Cretaceous, in Salvador, A., ed., The Gulf of Mexico basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America, v. J, p. 205-244.

Trudgill, B.D., Rowan, M.G., Fiduk, J.C., Weimer, P., Gale, P.E., Korn, B.E., Phair, R.L., Gafford, W.T., Roberts, G.R. y Dobbs, S.W., 1999, The Perdido Fold Belt, Northwestern deep Gulf of Mexico, part 1: Structural geometry, evolution and regional implications: AAPG Bulletin, v. 83, p. 88-113.

Ucha Gómez Luis Guillermo., 2013. Diseño del primer árbol submarino para el desarrollo de campos en aguas profundas mexicanas, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería- UNAM, 2013.

Van der Voo, R, F.J. Mauk, and R.B. French, 1976. Permian Triassic continental configuration and the origin of the Gulf of Mexico. Geology, Vol. 4, pp. 177-180.

Watkins. J. S. ; Laad. J.N.: Buffler. R.T: Shaub. F J. : Houston. M.H.and Worzel. J.L.1978. Occurrence and Evolution of Saltin Deep Gulf of Mexico, in Framework.

Bibliografía

Facies, and Oil Trapping Characteristics of the Upper Continental Margin. Edited by Arnold H. Bouma, George T. Moore, and James M. Coleman.

Weidie, A.E., Wolleben, J.A., and McBride, E.F., 1972. Late Cretaceous depositional systems in northern Mexico: *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Societies*, v. 22, p. 323-329.

Winker, C.D., y Buffler, R.T., 1988. Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 72, p. 318-346.