



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS DEL SECTOR CENTRO-SUR DEL GOLFO DE MÉXICO

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Geóloga

PRESENTAN

PÉREZ HERNÁNDEZ SANDRA ISABEL

VILLA MANCILLA PAOLA JUDITH

DIRECTOR DE TESIS

Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Sandra Isabel Pérez Hernández

Agradezco a Dios por haberme dado el regalo más hermoso de esta vida: mi familia; por brindarnos felicidad, amor, salud y fuerzas para los momentos de tristezas.

Quiero dedicar este logro a mis padres por el apoyo que me han brindado incondicionalmente, por guiar cada uno de mis pasos y librar junto a mí los obstáculos de la vida.

*A ti madre por nunca rendirte, sacrificarte y esforzarte cada día para que yo fuera una persona exitosa, gracias por tu tiempo, tu amor, tus consejos, tus regaños ya que sin ellos no hubiese llegado hasta aquí.
¡Te amo!*

*A ti padre por darme tu apoyo, por brindarme tu amor y por cuidarme como tu pequeña, gracias por todos los sacrificios que has hecho para que yo pudiera recibir una educación y que nunca me faltara nada.
¡Te admiro!*

A mi hermano por estar siempre conmigo, por los ratos agradables, por las salidas al cine y a los partidos de fútbol, por soportarme y confiar en mí. ¡Eres el mejor hermano!

A Flor del Carmen Lázaro Martínez por compartir momentos y hermosos recuerdos y por darme tu amistad que durará por siempre. Gracias a tus padres por abrirme las puertas de su casa y hacerme sentir parte de su familia.

A Sergio A. Solís y familia por el apoyo, las atenciones y los buenos deseos en todo momento no solo para mí sino a toda mi familia.

A mis amigos de carrera porque con ustedes compartí sueños, alegrías, metas, enseñanzas y conocimiento que han marcado nuestra vida. Gracias por su compañía en las buenas y en las malas: Alberto Alanís, Ulises, Heriberto, Antonio "Chino", Persa, Bernardo, Mauricio.

Gracias Paola, amiga y compañera de tesis; por tu amistad, confidencialidad, charlas, tiempo, esfuerzo, paciencia y por tu decisión de emprender juntas este trabajo.

Si has perdido el rumbo escúchame:

Llegar a la meta no es vencer,

Lo importante es el camino y en él

caer, levantarse, insistir, aprender.

Mago de Oz.

Paola Judith Villa Mancilla

Porque este logro no es solo mío sino también de ellos. . .

Agradezco a mi familia, por su apoyo, por su amor y su paciencia y aunque vivamos momentos difíciles siempre estaremos unidos, "porque cinco pueden más que uno". Los Amo.

Agradezco a mis padres por enseñarme a ser responsable, a luchar por lo que quiero y que nunca debo rendirme.

A ti mami por ser mi maestra, mi amiga y mi cómplice, por todo el amor que me das, por apoyarme en todo momento, por decirme "no te rindas, tu puedes" por creer en mí siempre, gracias por desvelarte conmigo. Por darme la confianza de contar contigo en todo momento. Te amo mami.

A ti papá por confiar en mí, por tu amor, por tus regaños (sirvieron después de todo), por todo el esfuerzo que hiciste para que pudiera estar donde estoy. Estoy orgullosa de ti. Te amo

A mis hermanos Mario y Luis por estar conmigo cuando los he necesitado, por apoyarme y ayudarme en todo momento. Por los ratos de ocio en los que olvidaba el estrés de las tareas. Los amo hermanos.

A mi novio Alex por estar conmigo, apoyarme, escucharme, por las palabras de aliento, y por todo lo que me has enseñado.

Principalmente por el amor que me das, cambiaste mi vida desde el momento en el que te conocí y por eso y muchas cosas más se doy gracias

a Dios, gracias por todo lo que me das, principalmente por tu paciencia y por tu compañía. Gracias Amor, te amo.

A mi amigo Pale por su compañía, por su tiempo y paciencia, sobre todo por su paciencia, gracias por tu apoyo amigo, por escucharme cuando lo he necesitado, por tus buenos y malos consejos y sobre todo por confiar en mí. Te quiero.

A mis amigos de la facultad, que fueron y serán mi segunda familia, gracias por su compañía, por los momentos inolvidables, por las rizas, y por las buenas prácticas que viví con ustedes: Chino, Pale, Ulises, Heriberto, Persita, Anali, Alanís, Berna, Daf, Fausto, Luis.

A ti Sandy por tu amistad, tu compañía, tu paciencia, por tu apoyo, por escucharme siempre cuando lo necesite, por todos los momentos que vivimos durante todos estos años y por querer formar parte de este proyecto. Fueron muchas aventuras que vivimos juntas y que no olvidaré, gracias por no dejarme sola.

Agradezco a Dios por permitirme terminar esta etapa de mi vida y por todas las personas que ha puesto en mi camino.

"Si quieres triunfar, no te quedes mirando la escalera. Empieza a subir, escalón por escalón, hasta que llegues arriba"

A. Einstein.

Agradecimientos

Agradecemos a nuestra alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México "UNAM", por ser nuestro segundo hogar durante todos estos años, por brindarnos las oportunidades necesarias para nuestra formación como profesionistas.

A la Facultad de Ingeniería por darnos una formación escolar de excelencia, por brindarnos momentos inolvidables con los grandes amigos que hicimos dentro de sus aulas.

Agradecemos a nuestros profesores por compartirnos sus conocimientos y experiencias, por su apoyo, paciencia, esfuerzo y empeño dentro y fuera de sus aulas.

Agradecemos a nuestro Director de tesis el ingeniero Javier Arellano por darnos la oportunidad de concluir esta etapa, por su tiempo y su apoyo.

Agradecemos a nuestros sinodales por sus valiosos aportes a este trabajo.

Agradecemos al Dr. Demetrio M. Santamaria Orozco por la información brindada y las aportaciones hechas, que fueron de gran utilidad para el desarrollo de esta tesis.

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
CAPÍTULO I. GENERALIDADES.....	4
1.1 <i>Introducción.....</i>	4
1.2 <i>Objetivo General.....</i>	13
1.3 <i>Objetivo Particular</i>	13
1.4 <i>Metas.....</i>	14
1.5 <i>Áreas petroleras del Golfo de México Profundo</i>	14
1.6 <i>Localización del área de estudio.....</i>	15
1.7 <i>Estado del arte.....</i>	17
CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO	19
2.1 <i>Evolución Geológica</i>	19
2.2 <i>Tipos de Cortezas del Golfo de México</i>	26
2.3 <i>Sector Centro-Sur del Golfo de México.....</i>	27
2.3.1 <i>Cordilleras Mexicanas</i>	28
2.3.2 <i>Cuenca Salina del Istmo</i>	35
2.4 <i>Estratigrafía</i>	39
2.4.1 <i>Estratigrafía de la parte norte del Golfo de México Profundo.....</i>	40
2.4.2 <i>Estratigrafía de la parte sur del Golfo de México Profundo.....</i>	46
CAPÍTULO III. SISTEMA PETROLERO	53
3.1 <i>Cuenca Salina del Istmo.....</i>	56
3.1.1 <i>Roca Generadora</i>	56
3.1.2 <i>Roca Almacenadora</i>	59
3.1.3 <i>Roca Sello</i>	59
3.1.4 <i>Trampa</i>	61
3.1.5 <i>Migración.....</i>	62
3.1.6 <i>Sincronía</i>	63
3.2 <i>Cordilleras Mexicanas.....</i>	65
3.2.1 <i>Roca generadora</i>	65
3.2.2 <i>Roca almacenadora.....</i>	69
3.2.3 <i>Roca sello</i>	70
3.2.4 <i>Trampa</i>	70
3.2.5 <i>Migración.....</i>	72
3.2.6 <i>Sincronía</i>	73
CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN DE POZOS	78
4.1 <i>Tipos de Plataformas</i>	79
4.1.1 <i>Plataformas Fijas</i>	79
4.1.2 <i>Plataformas Móviles</i>	81
4.1.2.1 <i>Plataformas marinas semisumergibles</i>	81
4.1.2.2 <i>Plataformas tipo FPSO (barcaza)</i>	81

4.1.2.3	Plataformas TLP	82
4.1.2.4	Plataformas tipo SPAR	82
4.2	Sistemas de fondeo o anclajes en plataformas	83
4.2.1	Sistema de anclaje.....	84
4.2.2	Sistema de posicionamiento dinámico (SPD).....	85
4.3	Herramientas utilizadas en la perforación.....	86
4.3.1	Barrenas DPC	87
4.3.2	Sistemas rotativos direccionales (RSS).....	88
4.3.3	Ensanchadores concéntricos	89
4.4	Operación de instalación de tubería conductora o de trabajo	89
4.4.1	Método de Jetting	90
4.4.2	Instalación con apoyo de martillo hidráulico	91
4.4.3	Instalación vía torpedo	91
4.5	Fluidos de perforación	92
4.5.1	Fluidos base agua.....	93
4.5.2	Fluidos base aceite.....	94
4.5.3	Fluidos de emulsión inversa.....	95
4.6	Instalación de equipo en el lecho marino.....	95
4.6.1	Instalación del cabezal del pozo.....	95
4.6.2	Instalación del preventor.....	96
4.7	Métodos de perforación en aguas profundas.....	97
4.7.1	Perforación con riser	97
4.7.2	Perforación con BOP superficial.....	98
4.7.3	Perforación sin riser.....	100
4.8	Cementación	101
4.9	Perforación de campos asociados a ambientes salinos.....	103
4.9.1	Propiedades de la sal.....	105
4.10	Ejemplo de perforación en la región centro-sur del Golfo de México profundo.....	106
CAPÍTULO V. DESARROLLO DE YACIMIENTOS.....		110
5.1.	Planeación del desarrollo de yacimientos	110
5.2.	Criterios de selección de sistemas flotantes	113
5.2.1.	Características del yacimiento	114
5.2.2.	Requerimientos funcionales	114
5.2.3.	Condiciones del sitio.....	115
5.2.4.	Normatividad.....	115
5.3	Riesgos ambientales y geológicos.....	116
5.3.1	Riesgos climáticos y de operación	117
5.3.2	Riesgos geológicos.....	118
5.3.4	Riesgos financieros	120
5.4	Desarrollo de yacimientos en el Golfo de México.....	120
5.4.1	Características de los yacimientos del campo Lakach.....	121
5.5	Desarrollo de yacimientos del campo Lakach.....	123
CONCLUSIONES		138
BIBLIOGRAFÍA.....		141

RESUMEN

El trabajo presente tiene como objetivo, estudiar los yacimientos petroleros de dos provincias geológicas 1) Cordilleras Mexicanas y 2) Salina del Istmo, las cuales se localizan en la parte centro-sur del Golfo de México, a fin de aportar información útil para desarrollo económico-petrolero. Ambas zonas de estudio se extienden desde la isobata de 500 m hacia aguas más profundas, la primera se localiza en la parte central del Golfo de México, frente a los estados de Tamaulipas y Veracruz; y la segunda se ubica en la parte sur del Golfo de México frente al sector centro-sur del Estado de Veracruz y una pequeña porción al noroeste del Estado de Tabasco.

La secuencia estratigráfica depositada en las Cordilleras Mexicanas inicia durante el Jurásico medio con depósitos de sedimentos terrígenos continentales sobre un basamento ígneo-metamórfico, posteriormente se compone de secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior que fueron cubiertos por depósitos carbonatados del Cretácico y posteriormente se tienen secuencias clásticas del Terciario. La región se caracteriza por presentar estructuras plegadas con dirección noroeste-sureste producto de una tectónica gravitacional y algunos eventos orogénicos, formando pliegues anticlinales y sinclinales de dimensiones variables, asociadas a una superficie de despegue principal conformada por estratos arcillosos de edad Paleógeno. Los estilos estructurales y estratigráficos formaron un área compleja con potencial productor de gas y aceite ligero, generado desde el Tithoniano en lutitas, margas y calizas arcillosas; las rocas almacenadoras son litarenitas del Mioceno medio y las trampas corresponden con pliegues anticlinales asimétricos con fallas inversas; los sellos son lutitas, lutitas calcáreas y limolitas arenosas del Mioceno superior.

Por otra parte, la Provincia Salina del Istmo presenta una estratigrafía similar, conformada por un basamento ígneo-metamórfico, cubierto discordantemente por terrígenos continentales del Jurásico medio, los que se presentan cubiertos por depósitos de rocas evaporíticas de edad Calloviana; sobreyaciendo se tiene secuencia de rocas carbonatadas y bancos de oolitas del Jurásico superior, pasando a terrígenos finos del Tithoniano hasta llegar a condiciones de depósitos de margen pasiva, que se caracteriza por secuencias de carbonatos arcillosos con brechas calcáreas del Cretácico; por último se tienen sedimentos terrígenos constituidos de arcillas y arenas depositadas en flujos turbidíticos del Terciario. Estructuralmente el área se caracteriza por presentar diferentes estilos de deformación debido a la tectónica salina, generado por movimientos halocinéticos y halotectónicos que imperaron en esta zona. La estratigrafía y geología estructural formaron el sistema petrolero de la zona con potencial productor de

aceite ligero y mediano, procedente de rocas generadoras arcillosas y calcáreo-arcillosas; las rocas almacenadoras son principalmente brechas calcáreas y carbonatos de cuenca fracturados y entrampados en estructuras como anticlinales intrusionados por sal, almohadillas, diapiros, canopies, entre otros. El sello son rocas arcillosas y en el caso de los plays subsalinos es la sal.

Para llevar a cabo el desarrollo óptimo de los yacimientos petroleros en estas dos áreas, será necesario el uso de las nuevas tecnologías, principalmente las plataformas de piernas tensionadas, las plataformas de tipo SPAR, los barcos perforadores o las plataformas semisumergibles, ya que permiten la perforación en tirantes de agua mayores a 500 m. Asimismo la perforación, las herramientas como las barrenas, los risers, los ductos, los fluidos de perforación y la cementación deberán tomar en cuenta distintas variables como: la presión, la temperatura, los sedimentos blandos, las corrientes oceánicas, y otros más. La producción de yacimientos requerirá infraestructura comenzando con la instalación de árboles submarinos, válvulas, estranguladores incluso de diferentes que permitan el transporte de los hidrocarburos producidos desde el fondo del pozo hasta la infraestructura de almacenamiento y posterior transporte; para todo el proceso se deberá de tomar en cuenta las características batimétricas, geológicas, petrofísicas, geomecánicas, el tipo de hidrocarburos, así como los riesgos ambientales y geológicos.

ABSTRACT

The present work aims to study the petroleum deposits of the geological provinces Cordilleras Mexicanas and Salina del Istmo that locate in the center-south part of the Deep Gulf of Mexico, with the purpose of contributing information of usefulness for his ideal development. The area of Cordilleras Mexicanas is located in the central part of the Gulf of Mexico, opposite to Tamaulipas' States and Veracruz; for its part the Salina del Istmo area is located in the south part of the Gulf of Mexico and it extends from the 500 m isobath to deep waters off the Central-South sector of the Veracruz State and a small portion to the Northwest of Tabasco State.

The stratigraphic sequence deposited in Cordilleras Mexicanas begins with warehouses of continental terrigenous sediments on an igneous-metamorphic basement, subsequently it consists of clayey and calcareous-clayey sequences that were covered by carbonaceous deposits and subsequently they have clastic sequences from the principal orogenic events. The region is characterized by structures folded with direction northwest-southeast product of the gravitational tectonic, forming folds' anticlines and synclines of variable dimensions, associated to a main take-off surface formed by clayey strata of Paleogene age. The structural

and stratigraphic styles formed a complex area with producing potential of gas and light oil, generated from of Tithonian in shales, marls and clayey limestones; the reservoir rocks are litharites of the Miocene and the traps correspond to folds anticlines asymmetric with inverse faults; the seal rocks are shales, calcareous shale and sandy siltstone.

Related to Salina del Istmo Provence, it presents a stratigraphy composed by an igneous-metamorphic basement, covered discordantly for continental terrigenous sediments, which are covered by deposits of evaporitic rocks of Callovian age; overlying they have sequences of carbonate rocks and banks of oolites, they passed to terrigenous fine up to coming to conditions of deposit of margin passive, that is characterized by sequences of clayey carbonates with calcareous gaps; finally they have sediments terrigenous constituted of clays and sands deposited in turbiditic flows. Structurally, the area is characterized for presenting different styles of deformation due to the saline tectonic, generated by halocinetic and halotectonic movements' that reigned in this zone mainly in the Miocene-Pliocene. The stratigraphy and structural geology formed the petroleum system of the zone with producing potential of light and medium oil, proceeding from clayey and calcareous-clayey source rocks; the reservoir rocks are mainly calcareous gaps and carbonates of basin fractured and trapped in structures as anticlines nucleate for salt, pillows, diapirs, canopy, among others. The seal they are clayey rocks and in case of the subsaline plays it is the salt.

To carry out the ideal development of the petroleum deposits in these two areas, there is necessary the use of new technologies, mainly the platforms of tensed legs, the platforms of type SPAR, the ships perforators or the semisubmersible platforms, since they allow the perforation in bigger water suspenders than 500 m. Likewise the perforation, the tools like the drills, the risers, the ducts, the fluids of perforation and the cementation bear in mind different variables like the pressure, the temperature, the soft sediments, the oceanic currents, among others. The production of deposits needs the installation of submarine trees, valves, strangling and different pipelines that allow the transport of the hydrocarbures produced from the bottom of the well up to the infrastructure of storage and later transport; for the whole process it is necessary to bear in mind the geological, petrophysical, geomechanical characteristics, the type of hydrocarbures, the environmental and geological risks to those who are exposed to the deposits.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

1.1 Introducción

En la actualidad, los hidrocarburos son la principal fuente de energía para el mundo, por lo que el descubrimiento de nuevos yacimientos petroleros se ha vuelto una prioridad, sin embargo, los nuevos descubrimientos se han encontrado en condiciones cada vez más complejas, por lo que se requiere mejorar el nivel de conocimiento, así como la utilización de tecnologías y metodologías modernas y sofisticadas, que ayuden en la exploración y explotación eficiente de los yacimientos. Desde la antigüedad el petróleo ha sido utilizado con diferentes fines, como ejemplo se tiene a la Biblia, donde lo menciona como betún o como asfalto; en el Génesis, capítulo 11 versículo 3, se dice que el asfalto se usó para pegar los ladrillos de la Torre de Babel; asimismo el Génesis, capítulo 4 versículo 10, nos describe cómo los reyes de Sodoma y Gomorra fueron derrotados al caer en pozos de asfalto en el valle de Siddim. También los indígenas de América conocían y usaban el petróleo, que les servía como impermeabilizante para embarcaciones; también le daban uso medicinal o como incienso para sus ritos religiosos. Durante varios siglos los chinos utilizaron el gas del petróleo para la cocción de alimentos.

En 1859, en Estados Unidos de América se perforó el primer pozo petrolero del mundo, bajo la dirección del coronel Edwin L. Drake, logrando extraer petróleo a una profundidad de 21 metros, con lo que se impulsó el mercado petrolero al lograr separar los productos ligeros del mismo. Este producto sustituyó al aceite de ballena empleado en aquella época como combustible en las lámparas, cuyo consumo estaba provocando la desaparición de estos animales.

Pero fue hasta 1895, que se comenzó a incrementar el uso de los hidrocarburos, debido a la aparición de los primeros automóviles, por lo que se hizo necesario el uso de la gasolina, lo que ocasionó que en los años siguientes se consumiera en grandes cantidades. Desde ese tiempo el consumo del petróleo crudo ha crecido inmensamente para satisfacer la demanda de gasolina.

A finales del siglo XIX se comenzó a realizar estudios y actividades exploratorias en México, que posteriormente contribuyeron a descubrir yacimientos de hidrocarburos en la Planicie Costera del Golfo de México. Como resultado de las actividades exploratorias, en el año de 1904 se concreta el descubrimiento del primer pozo comercial petrolero (La Pez-1), que produjo 1500 barriles diarios de aceite; este pozo localizado en el estado de San Luis Potosí en el área de Ébano, impulsó la comercialización del petróleo mexicano y gracias al descubrimiento de otros yacimientos, México se logró posicionar como uno de los principales productores mundiales de hidrocarburos líquidos a principios del siglo pasado.

A partir de esos descubrimientos, diferentes compañías privadas se dedicaron a explorar y estudiar el territorio mexicano, posteriormente con la expropiación petrolera surge Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 1938, quien realizó diversos estudios que permitieron definir las diferentes provincias geológicas con potencial petrolífero; los resultados de estas exploraciones fueron, el descubrimiento y delimitación de seis provincias con producción comercial de hidrocarburo y de otras seis con potencial medio-bajo (Figura 1.1), (WEC México, 2010).

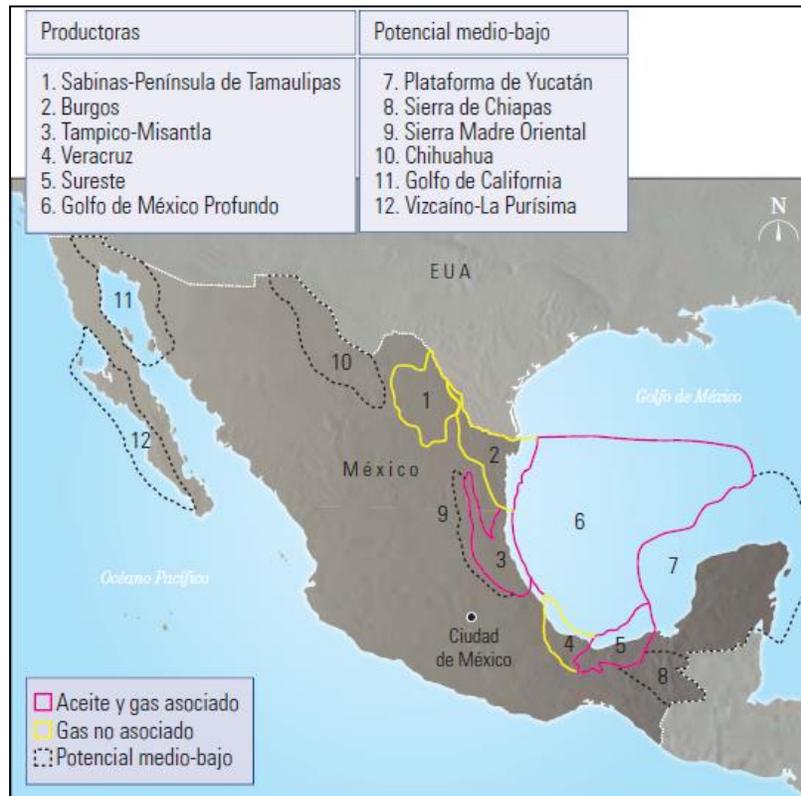


Figura 1.1. Principales provincias petroleras de México (Tomada de WEC MÉXICO, 2010).

Las provincias petroleras con yacimientos en diferentes fases de desarrollo o de descubrimiento son: Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, del Sureste y Golfo de México profundo. Las provincias con potencial medio-bajo son: Plataforma de Yucatán, Sierra de Chiapas, Sierra Madre Oriental, Cuenca de Chihuahua, Golfo de California y Cuencas del Vizcaíno en la parte occidente de Baja California (Figura 1.1).

Diferentes investigaciones de geociencias muestran que todas las provincias que actualmente son productoras de hidrocarburos, comparten aspectos tectónicos, estructurales, estratigráficos y geoquímicos, debido a la relación que tienen con el origen y evolución de la Paleo Cuenca del Golfo de México, sobre todo porque los

principales sistemas petroleros establecidos se encuentran relacionados a rocas del Jurásico y Cretácico.

Los estudios geológicos y geofísicos que se han realizado durante más de 100 años en las Provincias Petroleras Mexicanas, han permitido comprobar la gran riqueza petrolera y el gran potencial petrolero de aceite y gas en las distintas formaciones geológicas almacenadoras existentes en cada Provincia, además han permitido incorporar nuevas reservas 1P, 2P y 3P.

Una reserva es aquella cantidad de hidrocarburo que se prevé será recuperado comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todas las reservas que se estiman involucran algún grado de incertidumbre, la que depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de las tres clasificaciones principales: probadas, probables y posibles.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en el grado de certidumbre o conocimiento del yacimiento (PEMEX, 2010).

En los últimos años la demanda de energía ha ido incrementándose casi de manera exponencial, esto se debe principalmente al incremento poblacional que está sufriendo el planeta, población que requiere mayor cantidad de energía y de los diferentes productos obtenidos de los hidrocarburos; además de que en los últimos años países como China, Arabia Saudita, Brasil e India han incrementado su consumo de energía debido al impulso que han dado a su desarrollo industrial.

Según datos de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y la International Energy Agency 2015, entre los años 2013 y 2014, Arabia Saudita, Brasil y China han sido los países con un mayor incremento de consumo de aceite, que ha sido mayor o igual al 3%, de aproximadamente 1000 barriles/día (Figura 1.2). La tendencia creciente de demanda mundial de energía solo puede ser cubierta por los recursos petroleros, los cuales han sido la fuente de energía más importante y seguirá ejerciendo en el corto y mediano plazo, ya que en la actualidad representa un poco más del 80% de la oferta energética a nivel mundial.

Diferentes estudios realizados muestran que la mayoría de los yacimientos de petróleo más grandes a nivel mundial han alcanzado su máximo pico de producción; tal es el caso de los campos petroleros de las diferentes regiones de México, como por ejemplo los campos de La Faja de Oro en Veracruz, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell; los últimos son los más importantes de la Sonda de Campeche.

Los primeros 10 consumidores del mundo (mil barriles/día)									
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	$\Delta\gamma/\gamma$ (2014-2013)	CAGR (2014-2010)
Estados Unidos	19,999	21,168	19,476	19,248	18,814	19,265	19,343	0.4%	-0,2%
China	4,642	6,748	8,990	9,378	9,819	10,118	10,421	3.0%	5.9%
Japón	5,480	5,298	4,429	4,443	4,705	4,521	4,297	-5%	-1,7%
India	2,336	2,632	3,429	3,578	3,755	3,774	3,860	2.3%	3.7%
Rusia	2,702	2,732	3,082	3,357	3,395	3,533	3,637	2.9%	2.1%
Brasil	2,135	2,173	2,774	2,869	2,968	3,096	3,218	3.9%	3.0%
Arabia Saudita	1,571	1,941	2,674	2,777	2,969	3,019	3,216	6.5%	5,3%
Canada	2,008	2,269	2,283	2,310	2,354	2,439	2,413	-1,1%	1,3%
Alemania	2,767	2,624	2,467	2,392	2,389	2,435	2,399	-1,5%	-1,0%
Corea del Sur	2,135	2,191	2,269	2,259	2,322	2,324	2,35	1,1%	0,7%
Los primeros 10 del mundo	45,775	49,776	51,873	52,611	53,49	54,524	55,154	1,2%	1,3%
Resto del mundo	31,405	34,785	36,827	36,89	37,074	37,334	37,365	0,1%	1,2%
Mundo	77,18	84,561	88,700	89,501	90,564	91,858	92,519	0,7%	1,3%

Figura 1.2. Tabla que muestra, para diferentes años, el top de los 10 países consumistas de aceite, así como datos de consumo para el resto del mundo (Tomada de OCDE/IEA, 2015).

El declive de estos campos petroleros ha provocado que se necesite investigar la riqueza petrolera que se encuentra en aguas profundas del Golfo de México, por lo que se han llevado a cabo varias investigaciones en las últimas décadas, que han permitido identificar la variada morfología que tiene el Golfo de México Profundo, en donde han ocurrido distintos procesos geológicos que han provocado que se tenga una gran variedad de ambientes sedimentarios donde se han acumulado variadas secuencias sedimentarias, en las cuales se ha interpretado la existencia del sistema petrolero en diversos plays.

Se ha interpretado que más del 50% de los recursos prospectivos de México se encuentran en aguas profundas del Golfo de México, megacuena que reúne todas las condiciones geológicas adecuadas, para contener yacimientos de aceite y/o gas. Hasta hoy en día, la mayoría de los estudios de exploración y explotación de yacimientos se han realizado en áreas terrestres y aguas someras circundante a las aguas profundas, por lo tanto, los recursos marinos en aguas profundas no se conocen con certeza, sin embargo, son indispensables para garantizar la seguridad energética del país (Morales, 2008).

Existen diferentes retos para explorar y explotar eficientemente los yacimientos en aguas profundas, uno de ellos es que se encuentran a diferente batimetría, en general a profundidades mayores a 400 metros, aunque en general las mayores áreas de oportunidad se ubican a profundidades mayores de 1000 m.

El término de aguas profundas (AP) es utilizado para diferenciar las operaciones y actividades de exploración y explotación que se llevan a cabo en una profundidad reglamentada de tirante de agua, en donde se vuelven más complejas debido al ambiente en el que se trabaja; tanto para las actividades de perforación como de desarrollo de campos, donde se tienen condiciones extremas que pueden influir sobre el funcionamiento de las tuberías, equipos y el flujo de los propios hidrocarburos (Ruiz, Fuentes, Orozco, Rosales, Rodríguez, 2015).

En Estados Unidos de Norteamérica, país donde ya se están desarrollando varios campos en el Golfo de México Profundo, se denomina aguas profundas a las situadas en tirantes de agua mayores a mil pies, es decir unos 300 metros. PEMEX y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) adoptaron inicialmente esta terminología, sin embargo, recientemente proponen que los yacimientos de aguas profundas son aquellos que se encuentran a más de 500 metros de profundidad oceánica (Figura 1.3), (Barbosa, 2008) y los de aguas ultraprofundas, son aquellos que se encuentran en tirantes de agua mayores o iguales a 1500 metros.

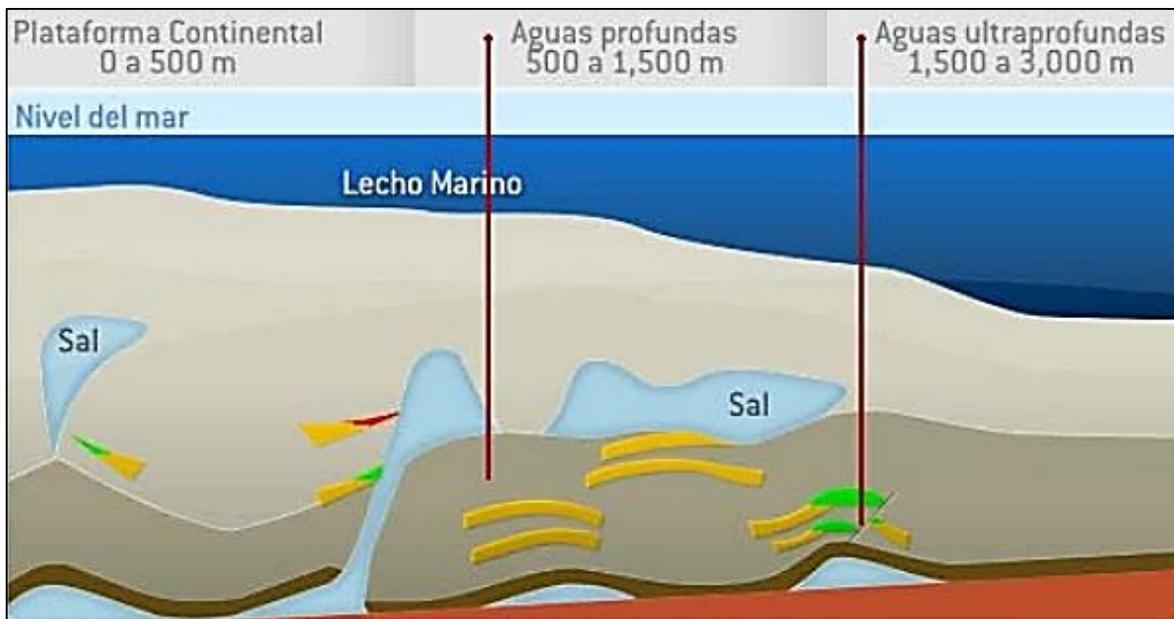


Figura 1.3. Representación de las profundidades a las cuales se define el término aguas profundas y ultraprofundas (Tomada de Ruiz, Fuentes, Orozco, Rosales, Rodríguez, 2015).

En el Golfo de México Profundo, PEMEX inicio la exploración petrolera a principios de los noventa del siglo pasado y de manera sistemática en 2002, terminándose el primer pozo en 2004 (Escalera, 2011).

Desde sus inicios y hasta las fechas actuales, PEMEX ha llevado a cabo la perforación de 14 pozos en aguas profundas y 2 en aguas ultraprofundas, lo que ha permitido descubrir campos con presencia de gas húmedo (gas y condensados), así como aceite pesado. Se estima que la producción de hidrocarburos en esta zona iniciará en el año 2019 (Figura 1.4), alcanzando una producción de 800,000 bdp para el año 2025, siempre y cuando las condiciones económicas mundiales mejoren con un incremento significativo del precio del barril del petróleo.

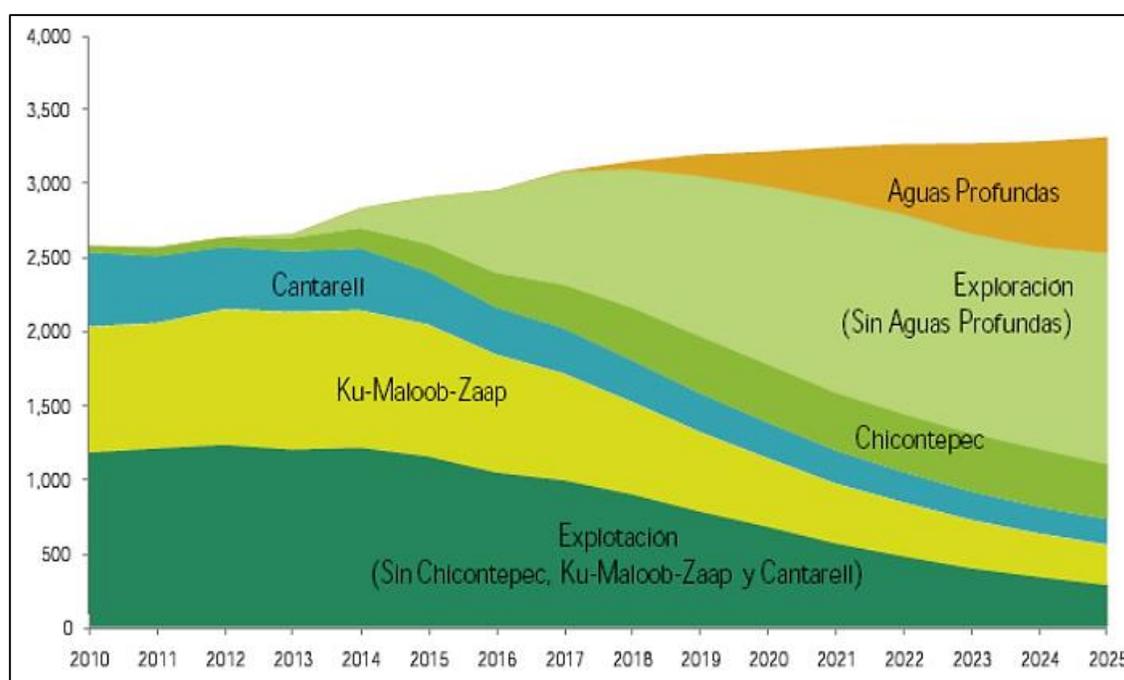


Figura 1.4. Esquema que representa para el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2025 la producción de crudo para cada proyecto. Observe que el proyecto de aguas profundas comienza con su auge con cantidades de miles de barriles por día de hidrocarburos (Tomada de Pérez, 2011).

Con toda la información obtenida de la etapa de exploración de Aguas Profundas, PEMEX ha logrado buenas estimaciones de lo que puede encontrarse en los diferentes yacimientos de aceite y gas, lo que permite incorporar la mayor cantidad de reservas probables y posibles (Figura 1.5).

La fase exploratoria no solo ha permitido inferir la cantidad de los recursos que se encuentran en el subsuelo de aguas profundas, sino que también ha permitido mejorar el conocimiento de la fisiografía del Golfo de México, ya que, debido a su

origen, no es homogénea. Con el paso del tiempo la cuenca ha evolucionado y ha sido transformada por diversos eventos geológicos, por lo que, varios autores han estudiado la fisiografía, batimetría y geología del Golfo de México, para delimitarla en provincias de acuerdo con rasgos estructurales, tectono-sedimentarios, estratigráficos y batimétricos.

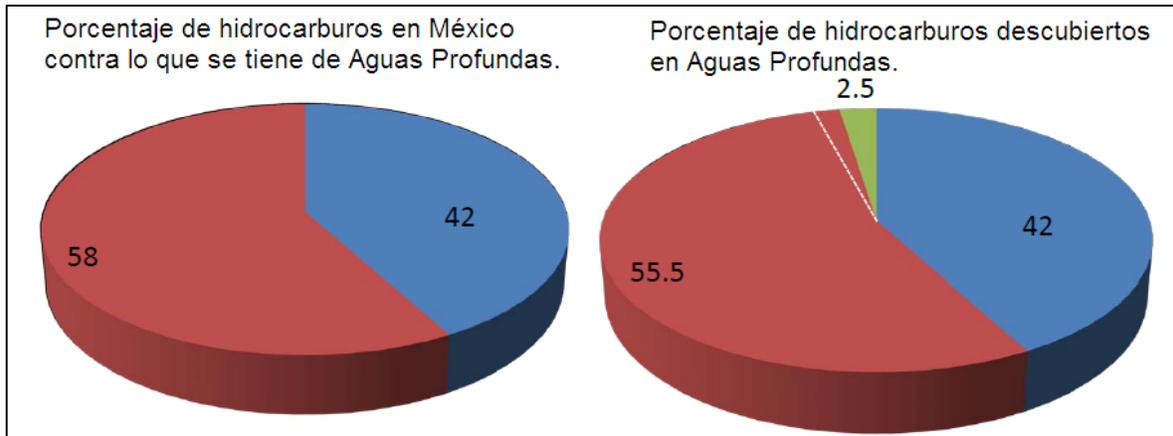


Figura 1.5. Graficas que hacen referencia al porcentaje de hidrocarburos con las que probablemente se cuente en el área de aguas profundas del Golfo de México. El color rojo ● indica el potencial de aguas profundas, el color azul ● pertenece al potencial asignado a México y el color verde ● indica el porcentaje (%) de reservas denominadas como 3P (Modificada de Pérez, 2011).

En esta región, se tienen identificadas 7 provincias geológicas, de las cuales las siguientes 5 tienen mayor prospectividad: Provincia Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cinturón Plegado Catemaco y la porción de aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo (WEC México, 2010).

De todas las provincias mencionadas con anterioridad, dos de ellas son de mayor interés para el presente trabajo, las que corresponden con la Provincia de Cordilleras Mexicanas en la parte central y la Provincia Salina del Istmo en la parte sur del Golfo de México.

Para la primera provincia antes mencionada, se han perforado dos pozos exploratorios, denominados Lakach-1 y Catamat-1, el primero resultó productor en areniscas turbidíticas del Mioceno Inferior; se ubica en la parte sur de la provincia. El segundo pozo resultó productor no comercial, este se encuentra en la parte central, ambos de gas no asociado (WEC México, 2010).

En la provincia Salina del Istmo se han perforado seis pozos en aguas profundas, de los cuales sólo el Tamil-1 resultó productor de aceite en calizas del Cretácico Inferior y del Albiano-Cenomaniano; se encuentra en la parte oriental de la provincia (WEC México, 2010).

Con los éxitos y fracasos de Petróleos Mexicanos, se ha documentado la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en Aguas Profundas, por lo que para asegurar el éxito de su desarrollo se debe de investigar para utilizar la mejor tecnología disponible, que incluye las herramientas, maquinaria, instrumentos e infraestructura que facilite la exploración y la explotación de estos recursos en tales ambientes, como lo han hecho los países pioneros, tales como: Estados Unidos y Brasil; también han tenido éxito algunos países Africanos y otros del Medio Oriente.

Para lograr una óptima explotación también se requiere de metodologías de desarrollo de proyectos, fuertes inversiones económicas y la formación de recursos humanos altamente capacitados en yacimientos de aguas profundas.

El desarrollo de yacimientos en aguas profundas constituye grandes retos para la extracción y el aseguramiento de flujo, ya sea por el difícil acceso, o por los altos costos de los equipos de perforación, terminación e intervención a pozos; además de una comprensión geológica detallada. También se tiene que considerar a los riesgos y las condiciones climatológicas adversas (Pérez, 2011).

Las actividades llevadas a cabo en aguas profundas requieren de altos estándares de seguridad y el uso de tecnología de vanguardia, para ello se recomienda aplicar el proceso general denominado FEL, metodología muy útil en los proyectos en aguas profundas.

La metodología FEL (Front-End Loading) es utilizada por las empresas operadoras en Estados Unidos para desarrollar los proyectos de Aguas someras y profundas. Esta metodología permite seleccionar la mejor estrategia de desarrollo con base en indicadores económicos, múltiples escenarios y optimización de alternativas identificando el riesgo en etapas tempranas; además de considerar la normatividad dentro de la documentación para el dictamen del proyecto (Pérez, 2011). De acuerdo a Fuentes-Nucamendi, et al., 2015, las principales etapas que considera esta metodología son:

a) Exploración:

- Sistema petrolero.
- Modelo geológico (sedimentológico, estratigráfico y estructural).
- Oportunidad de negocio descubierta.
- Reservas a incorporar.
- Estado mecánico del pozo.
- Coordenadas del pozo descubridor.
- Modelo estático.
- Petrofísica de horizontes almacenadores.

- Pruebas de producción.

b) Pre – Fel:

- Recolección de información del pozo exploratorio.
- Definir organigrama.
- Definir roles (matriz de responsabilidades).
- Definir competencias requeridas.
- Plan de recursos materiales y económicos.
- Definir criterios de éxito.
- Plantear alternativas iniciales.

c) FEL:

- Seleccionar el mejor escenario desde el punto de vista técnico, económico, de seguridad y protección del medio ambiente.
- Ingeniería básica.
- Se consideran todos los retos tecnológicos y operativos.
- Evaluación de riesgo, con el mejor y el peor escenario.

d) Ejecución:

- Evolución de equipo de trabajo.
- Personal de operación.
- Personal de servicios a proyectos.
- Asesoría en temas altamente especializados (Owner's Engineer).
- Ingeniería de detalle.
- Plan maestro detallado.
- Administración de interfaces.
- Equipo de largo tiempo de entrega.
- Esquemas de contratación.
- Pruebas SIT (Pruebas de Integración de Sistemas).
- Administración de riesgo a detalle, considerando el mejor y el peor escenario.
- Ejecución.
- Supervisión.

e) Operación

- Optimización en tiempo real (OTR).
- Formación de operadores.
- Cuartos de control.
- Ejecución y seguimiento del programa de producción.
- Entrega a clientes.

- Acondicionamiento y medición de hidrocarburos certificada.
- Sistemas artificiales.
- Recuperación secundaria o mejorada.

f) Abandono:

- Ejecución del plan de abandono conforme a normatividad.

En el caso de México, los proyectos de aguas profundas del Golfo de México tienen gran relevancia, considerando que es muy importante incorporar reservas para el corto y mediano plazo, por lo que PEMEX realizó una inversión superior a los 70,000 millones de pesos en el periodo 2012-2016, para lograr los siguientes objetivos y metas:

- Concluir la adquisición de cerca de 30,000 km² de sísmica 3D.
- Terminar más de 30 pozos.
- Incorporar en promedio más de 500 MMbpce, de reservas por año, para un total en el periodo del orden de 3,000 MMbpce.

El petróleo es un recurso fundamental que se ha venido utilizando como materia prima en diferentes actividades industriales, sin embargo, los yacimientos de explotación sencilla se están agotando, por lo que el futuro se encuentra en aguas profundas y en los no convencionales. Existen varias cuencas petroleras a nivel mundial donde ya se tienen varios años de avance en estos proyectos, por lo tanto, para su explotación no se necesita comenzar de cero, sino incorporar a los estudios previos nueva información que sea de utilidad para conocer mejor el subsuelo del fondo oceánico, su complejidad geológica, su potencial petrolero y aprender de las empresas operadoras que ya están utilizando sus tecnologías y sus métodos de explotación; se necesita realizar innovación tecnológica y contar con personal altamente calificado.

1.2 Objetivo General

Documentar las características geológicas y el sistema petrolero en el sector centro y sur del Golfo de México, para apoyar proyectos de exploración, de explotación y comercialización de los hidrocarburos.

1.3 Objetivo Particular

Conocer y describir las características geológicas más relevantes en donde se encuentran los campos petroleros de aguas profundas ubicados en la zona central y sur del Golfo de México.

Describir y analizar la información sobre el sistema petrolero de los campos en aguas profundas en el sector centro y sur del Golfo de México, para plantear estrategias de desarrollo eficiente.

Describir las principales técnicas de perforación de pozos en campos de aguas profundas, así como las herramientas utilizadas en ese tipo de condiciones ambientales.

Plantear estrategias que faciliten la óptima recuperación de hidrocarburos ubicados en las áreas con mejores posibilidades de encontrar yacimientos petroleros del sector centro y sur del Golfo de México.

Describir el tipo de hidrocarburo que se han obtenido en los pozos perforados del sector centro y sur del Golfo de México, sus reservas y su importancia económica para el país.

1.4 Metas

Generar material de consulta que sirva como referencia bibliográfica acerca de las características geológicas de las áreas con mayores posibilidades de potencial petrolero en aguas profundas del Golfo de México.

Presentar información acerca de las mejores prácticas de perforación de las áreas con mejores posibilidades de encontrar yacimientos petroleros en aguas profundas que sea de utilidad, para los interesados en el tema.

Integrar un documento con información actualizada, sintetizada y de calidad, que permita saber qué medidas serán aplicadas para un buen desarrollo de campos petroleros en este tipo de situaciones geológicas y geográficas.

Generar un documento que trate sobre las oportunidades que tiene México en relación a los campos de aguas profundas del sector centro y sur del Golfo de México que aporte información para la mejora del conocimiento geológico petrolero.

1.5 Áreas petroleras del Golfo de México Profundo

La perforación de pozos exploratorios en varias zonas de aguas profundas en el Golfo de México con tirantes de agua mayores a 500 m, ha permitido mejorar el conocimiento geológico y estimar su potencial petrolero.

La Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (PPGMP) corresponde a la porción central del Golfo de México, que está limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva, la que tiene un área aproximada de

575,000 km² (PEMEX, 2013). Con base en modelos geológicos, trabajos exploratorios y con la perforación de pozos, se han identificado en la zona siete provincias con características geológicas distintivas (Figura 1.6).

- A. Provincia Salina del Bravo.
- B. Cordilleras Mexicanas.
- C. Cinturón Plegado Perdido.
- D. Planicie Abisal.
- E. Cinturón Plegado Catemaco.
- F. Provincia Salina del Istmo (Porción de Aguas profundas).
- G. Escarpe de Campeche.

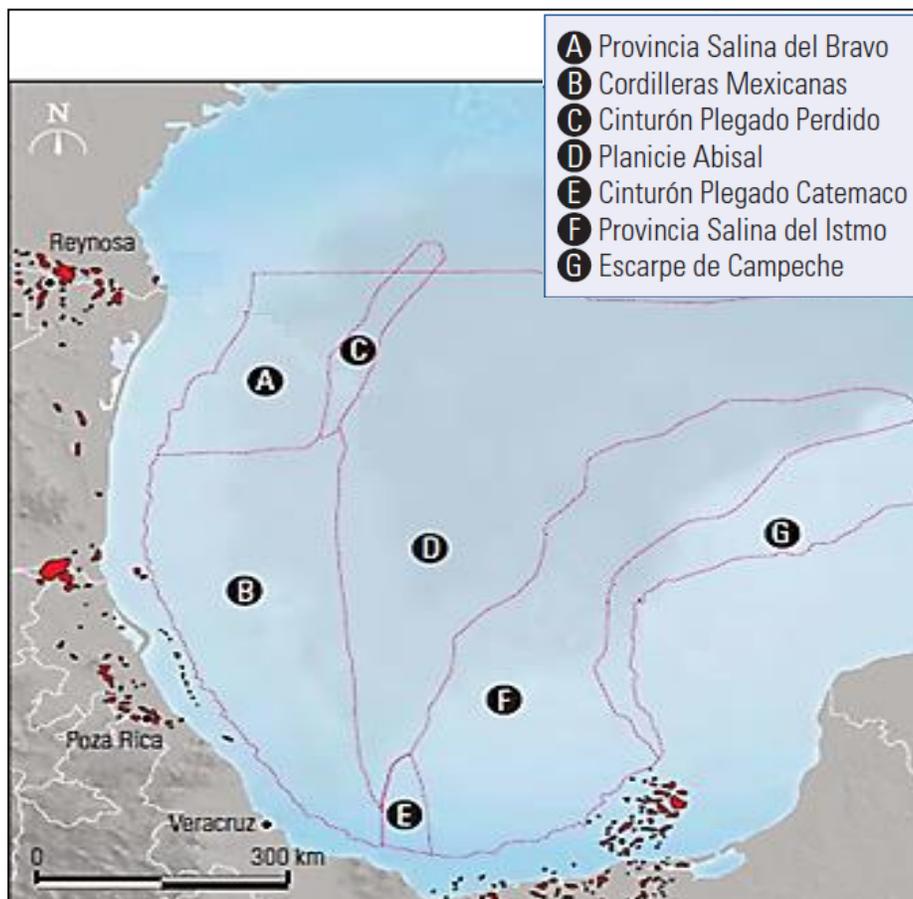


Figura 1.6. Provincias de la parte del Golfo de México Profundo (Tomada de WEC MÉXICO, 2010).

1.6 Localización del área de estudio

De todas las provincias mencionadas anteriormente solo se describirán a las Cordilleras Mexicanas y la Provincia Salina del Istmo (B y F de la Figura 1.6), ya que son las que se estudiarán en este trabajo.

Provincia 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 que se extiende desde la parte sur de la Provincia Salina del Bravo hasta el límite noroccidental de la Provincia Geológica del Cinturón Plegado Catemaco. Este cinturón plegado tiene aproximadamente 500 km de largo y cubre cerca de 70,000 km², en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 m (Figura 1.7), (PEMEX, 2013).

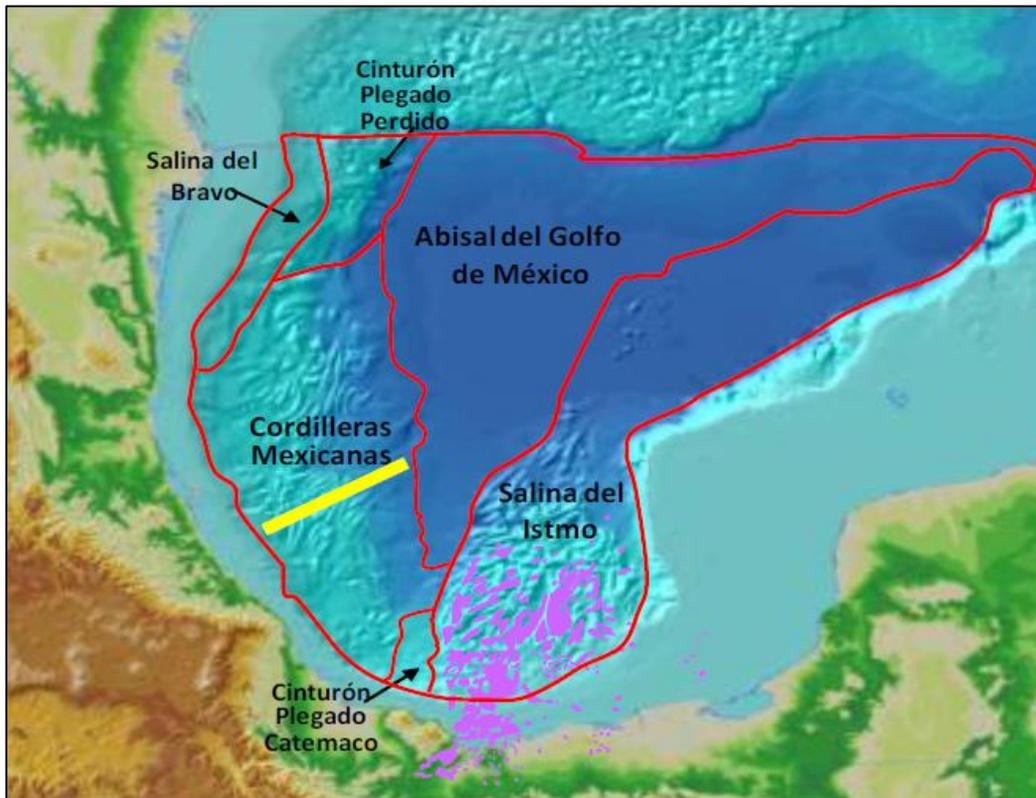


Figura 1.7. Extensión y localización de la Provincia Cordilleras Mexicanas. La línea amarilla indica la longitud transversal que abarca esta provincia (Tomada de PEMEX, 2013).

Provincia Salina del Istmo

Esta provincia es la extensión hacia aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo y se distribuye desde la isobata de 500 m hasta la planicie abisal; es la contraparte sur de la Provincia Geológica Salina del Bravo (Figura 1.8), (PEMEX, 2013).

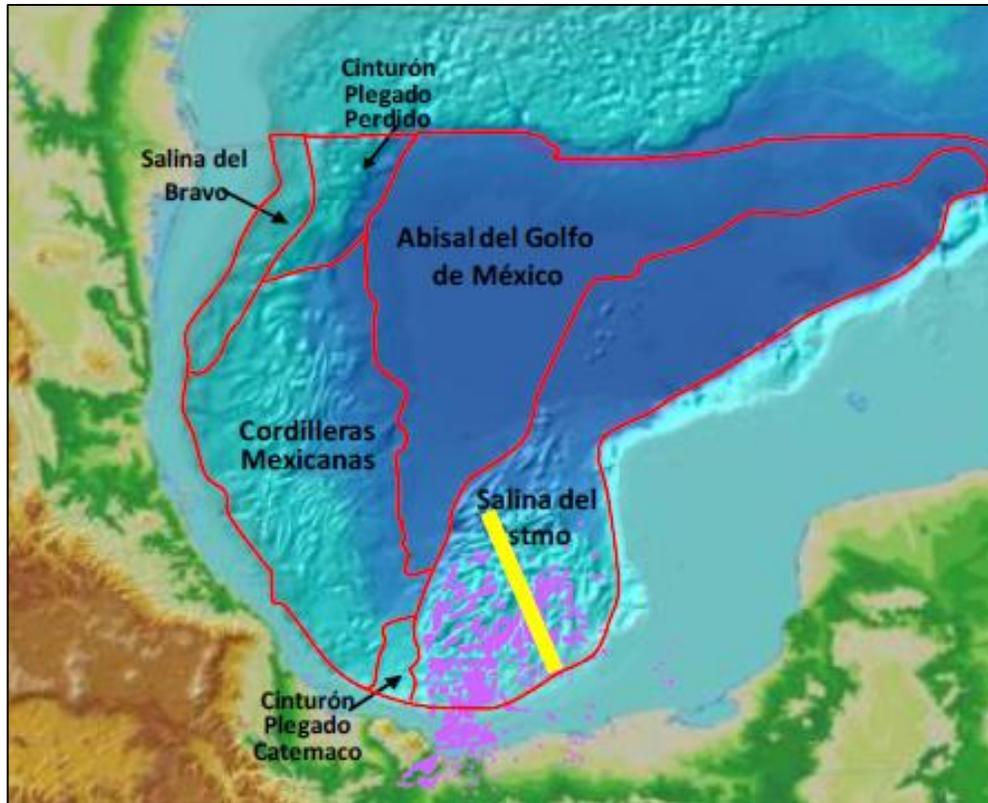


Figura 1.8. La extensión de la provincia Salina del Istmo se encuentra marcada con una línea amarilla (Tomada de PEMEX, 2013).

1.7 Estado del arte

Se han realizado múltiples trabajos sobre el origen, evolución del Golfo de México y sobre su importancia económica petrolera, siendo los más representativos los siguientes:

El trabajo de Jaime Rueda-Gaxiola (1998) llamado “El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de lechos rojos”, donde el autor utilizó la datación de sedimentos de capas rojas y de unidades salinas por el método palinoestratigráfico para proporcionar una hipótesis acerca del origen del Golfo de México, así como las cuencas petroleras que están relacionadas con diferentes formaciones dentro del sistema petrolero. El método mencionado utiliza un análisis a nivel macroscópico y microscópico de los compuestos orgánicos e inorgánicos de los residuos palinológicos conseguidos de las muestras de sal y capas rojas en diferentes afloramientos en la República Mexicana, similares a los que se interpreta existen en el subsuelo del Golfo de México Profundo. A través de datos obtenidos con este método, el autor obtuvo una edad común de todas las rocas del Triásico y Jurásico Medio, proponiendo un

modelo tectónico acerca del origen y evolución del Golfo de México. El principal componente deducido fue la megacizalla llamada Tampico-Lázaro Cárdenas, la cual es el principal elemento que dio origen al Golfo de México; así mismo utilizó información paleogeográfica en rocas ígneas y metamórficas para definir estadios tectónicos que tienen relación con su origen.

Existen otros trabajos cuyo objetivo es el estudio de la evolución tectónica del Golfo de México y del Caribe, en función de modelos cinemáticos que involucran la apertura del Golfo de México a partir de la reconstrucción de Pangea, el movimiento rotacional del bloque Yucatán y la subducción de la placa de Farallón; asimismo con ello se explica la evolución del Caribe a través de elementos como el origen del arco del Pacífico y la apertura del Atlántico Norte, destacando los trabajos de Pindell y colaboradores.

El trabajo elaborado por Pindell y Kennan (2001) denominado “Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean”, presenta las reconstrucciones tectónicas actualizadas del Golfo de México reevaluando el rompimiento de Pangea en el Mesozoico y proponiendo un modelo en dos etapas, en los cuales para el Jurásico tardío a medio hubo desplazamiento a través de la megacizalla Mojave-Sonora, posteriormente en el Calloviano tardío al Oxfordiano ocurrió la rotación de Yucatán definiendo una falla transforme que pasa por la parte frontal de Veracruz, la cuenca de Córdoba y al este del campo volcánico Los Tuxtlas.

En el artículo “Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México” elaborado por Padilla y Sánchez (2007) presenta la evolución del Golfo de México desde el rompimiento y dispersión de la Pangea, haciendo referencia en la sedimentología de las diferentes etapas tectónicas ocurridas en la Cuenca del Golfo de México. Asimismo, se hace mención de los elementos tectónicos que influyeron en la sedimentación y la geomorfología de la cuenca posterior al evento de rift intracontinental.

En el artículo “Tectonic Evolution of the Gulf of Mexico Basin” elaborado por Dale E. Bird, Kevin Burke, Stuart A. Hall y John F. Casey (2007) publicado en el libro *Gulf of Mexico: origin, waters and biota*, se muestran los mapas con las reconstrucciones del Golfo de México utilizando datos de gravimetría, sísmica de refracción y paleomagnéticos. La propuesta del artículo toma en consideración el polo de rotación del bloque de Yucatán y las características del basamento del Golfo de México, con ello se interpreta que el origen del Golfo de México es debido a dos movimientos de rotación en sentido antihorario del bloque de Yucatán; el primer movimiento ocurrió aproximadamente entre los 160 a 150 Ma

rotando 22° y el segundo movimiento con una rotación de 20° entre los 150 a 140 Ma.

Barbosa Cano en su trabajo “Retos en la Exploración y Producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018” publicada en el 2012 por el Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM, proporciona información sobre la exploración, nuevos descubrimientos y explotación de los campos en aguas someras y en aguas profundas del Golfo de México, así como la situación actual y el futuro de los grandes campos petroleros en el área terrestre. En el capítulo 1 (La exploración en las aguas profundas), se presenta un panorama sobre la situación de los campos petroleros en aguas profundas, los principales descubrimientos en esta zona, los pozos en operación y los que fracasaron. De la información publicada, la que corresponde a las cuencas de Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo, se menciona que la parte correspondiente a las Cordilleras Mexicanas denominado Jaca-Patini antes llamada Lankahuasa, se perforaron los pozos Caxui, Catamat, Puskón y Talipau, todos ellos pozos improductivos. Sin embargo, con el descubrimiento del pozo Lakach-1 se pudo predecir el potencial de gas que se tiene en esta zona.

El documento elaborado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en noviembre de 2011, denominado “Dictamen del proyecto de exploración Golfo de México B” se presenta información relacionada al proyecto llamado por PEMEX Golfo de México B, cuyo objetivo es evaluar el potencial petrolero que presenta la parte sur del Golfo de México profundo. En este proyecto PEMEX define 5 áreas de mayor interés, una de las cuales corresponde a Lipax, que abarca la parte sur de la provincia de Cordilleras Mexicanas, de él fue definido su sistema petrolero con la perforación del pozo Catamat-1, que resultó ser productor de gas no comercial.

Para las áreas de Temoa, Han y Nox-Hux, que forman parte de la provincia de Salina del Istmo, se infiere la presencia de aceite pesado. En otro sector se han perforado los pozos Nab-1 y Tamil-1 que descubrieron aceite pesado.

El documento denominado “Golfo de México Sur primera etapa” elaborado por la CNH en el año 2011, refiere al proyecto con que se cubren las áreas de Jaca-Patini, Oreos, Nancan y Quisini, donde no se ha realizado ningún pozo, sin embargo, se cuenta con sísmica 3D para el comienzo de las actividades con fines exploratorias.

CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO

2.1 Evolución Geológica

Antes de comenzar con los eventos geológicos que dieron lugar a la apertura de la Cuenca del Golfo de México, es importante entender a qué se refiere con cuenca sedimentaria y el ambiente tectónico en el cual se originan.

Una cuenca sedimentaria es una depresión en la superficie terrestre que permite la acumulación de sedimentos, cuya distribución, espesores y características dependen de su origen, evolución y las dimensiones que presente. Las cuencas se forman cuando la litosfera sufre extensión, se fractura, sufre presión de sobrecarga, se comprime en respuesta a los procesos tectónicos globales y también se forman por efecto de la gravedad. Estos procesos gobiernan además el tamaño y la profundidad, el espacio disponible o de acomodo de una cuenca; en tanto que las condiciones climáticas, así como las características del sistema de aporte determinan el ingreso del agua y sedimentos como material de relleno de cuenca (Bryant et. al, 2012).

La litosfera es la capa externa de la Tierra que está dividida en fragmentos de placas tectónicas, las que se mueven unas respecto de otras debido al material proveniente del manto que genera el fenómeno de convección.

Estas placas no se encuentran aisladas, sino que cuando se mueven tienden a interactuar en sus límites de las siguientes tres formas: divergentes o de generación de corteza, convergentes o de destrucción de corteza y transformantes o de desplazamiento lateral (Figura 2.1).

De acuerdo al régimen de tectónica de placas en las que se encuentran y por efecto de gravedad, las cuencas pueden deformarse por extensión, compresión, movimiento de sal o de arcilla, movimientos de desplazamiento de rumbo o cualquier combinación de estos. La deformación por extensión puede producir la formación de fallas normales y ser acompañado por la extensión, adelgazamiento y hundimiento de la corteza (Bryant et. al, 2012).

Los procesos geológicos que dieron origen y evolución al play subsalino del Golfo de México se encuentran relacionados a la historia geológica del Golfo que se remonta a hace más de 160 millones de años atrás, cuando la mayoría de las placas continentales del mundo formaban un solo supercontinente denominado Pangea (Figura 2.2).

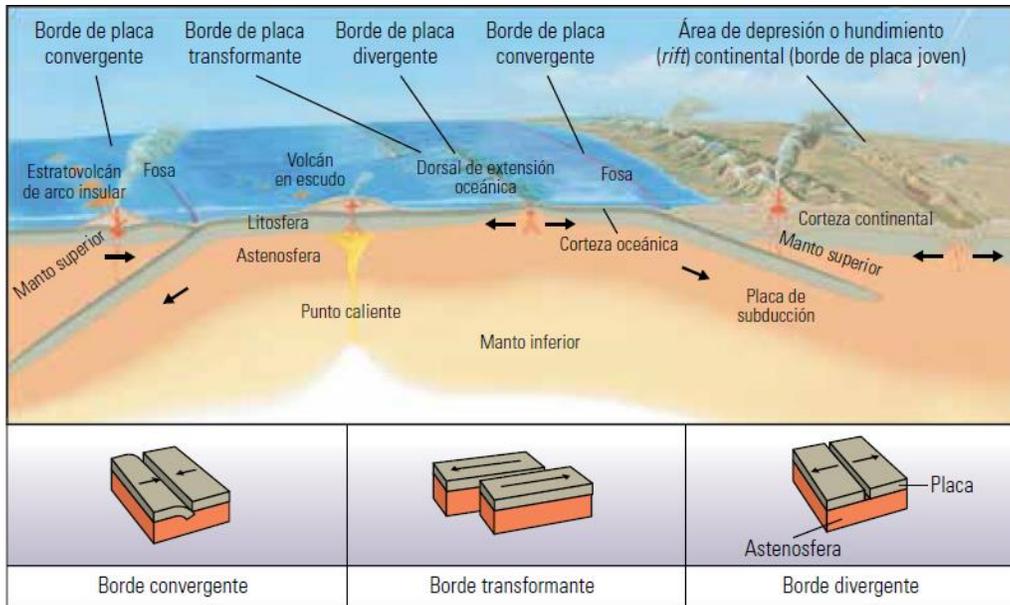


Figura 2.1. Imagen que muestra los principales elementos tectónicos que se encuentran en la Tierra, así como indica los tres principales límites de placas (Tomada de Bryant et. al, 2012)

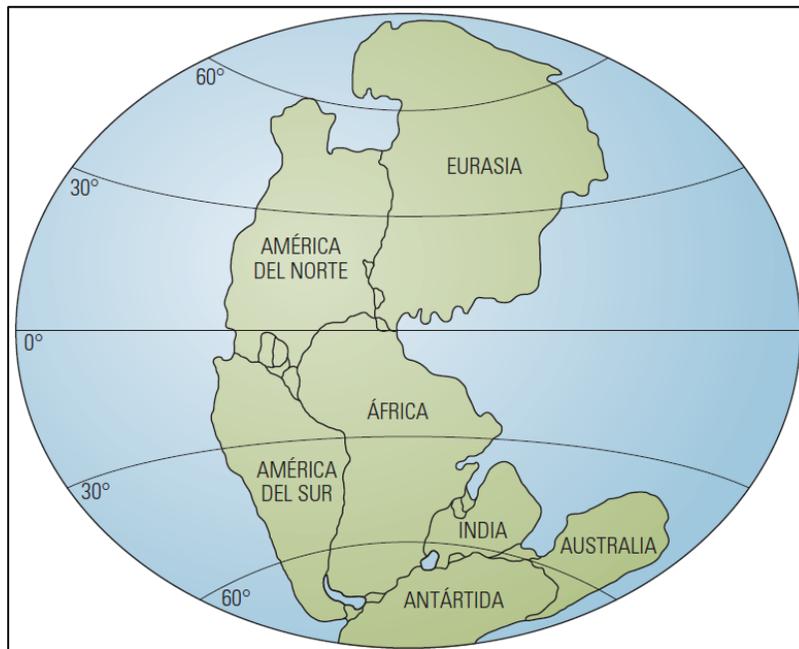


Figura 2.2. Configuración del supercontinente Pangea durante el periodo Triásico (Tomada de Dribus et. al, 2008/2009)

La actividad tectónica sin rift que sobrevino a esa etapa formaría la Cuenca del Paleo Golfo de México e incidiría en la distribución de los sedimentos que la rellenaron subsiguientemente. Además de los procesos tectónicos y depositacionales incesantemente graduales que tuvieron lugar en esta cuenca, operaron otras fuerzas como la gravedad. La historia inicial del Golfo de México se

vio por momentos interrumpida abruptamente por la ocurrencia de eventos catastróficos que no sólo incidieron en la formación del Golfo, sino que además se relacionan con repercusiones climáticas globales (Dribus et. al, 2008/2009).

El primer evento catastrófico ocurrió hace aproximadamente 250 millones de años, justo antes de la apertura del Golfo de México; en este evento se extinguió la mayor parte de la vida existente en la Tierra, aproximadamente el 70% de las especies animales y vegetales terrestres, junto con el 90% de las especies marinas. Las causas de la llamada extinción Permo-Triásica están aún en debate, si bien las investigaciones apuntan al impacto de un asteroide; otras interpretaciones mencionan que pudo haber sido provocado por la actividad volcánica masiva, la caída del nivel de mar ocasionada por la formación de mantos de hielo continentales, la presencia de anoxia o metano en los océanos o una combinación de estas teorías.

Es importante resaltar este suceso, ya que con ello se estableció un límite en el tiempo geológico que proporciona a los investigadores un patrón de medición para los eventos subsecuentes, como lo es la formación de la Cuenca del Golfo de México.

Después de este evento, para el periodo Triásico tardío, el supercontinente Pangea comenzó a desplazarse y a fragmentarse, constituyéndose una margen de rift intracontinental entre la placa Norteamericana que se iba separando de las placas Sudamericana y Africana.

La mayor parte de la placa Norteamericana, el área que con el tiempo se convertiría en el Golfo de México estaba segmentada en varias fosas tectónicas, que se hundieron gradualmente al rellenarse con depósitos volcánicos y secuencias sedimentarias continentales, provenientes de sedimentos erosionados desde las áreas elevadas adyacentes. Estas secuencias sedimentarias, que constituyen algunos de los primeros registros de la fase de rifting del Golfo de México, conforman una parte de las formaciones Huizachal, Todos los Santos y Eagle Mills (Dribus et. al, 2008/2009).

Durante el Jurásico Medio, por efectos del proceso de subducción, la cual era activa en la margen oeste de la placa Norteamericana, ocurría sismicidad e invasión del agua oceánica proveniente del Océano Pacífico, por lo que ocurrió inundación de aguas oceánicas en las fosas tectónicas del proto-Golfo. Después de cierto tiempo, la conectividad que la proto-cuenca tenía con las aguas del océano Pacífico se termina y permanecen grabens que contienen agua salada que, debido a procesos de reconstitución y evaporación, con el paso del tiempo se volvieron más salinas. Posterior a la formación de estos cuerpos hipersalinos de

agua ocurre su evaporación con la consecuente precipitación de halita y anhidrita, el primer mineral depositado en el centro con otros minerales evaporíticos en los alrededores de las cuencas.

En el Jurásico tardío mientras comenzaban las etapas tardías de la fase de *rifting* (Figura 2.3), la fase de extensión continua de la corteza continental originó un conjunto de islas y plataformas como la de Yucatán que separó a la placa Norteamericana, llevándose una porción del cuerpo salino que se encuentra representado en la parte tanto continental como marina de la cuenca Salina del Istmo. Debido a este evento, las plataformas de Florida y de Yucatán fueron separándose, abriéndose un camino que pronto formaría el área actual del Golfo de México y que fue inundado poco a poco por aguas del Océano Atlántico.

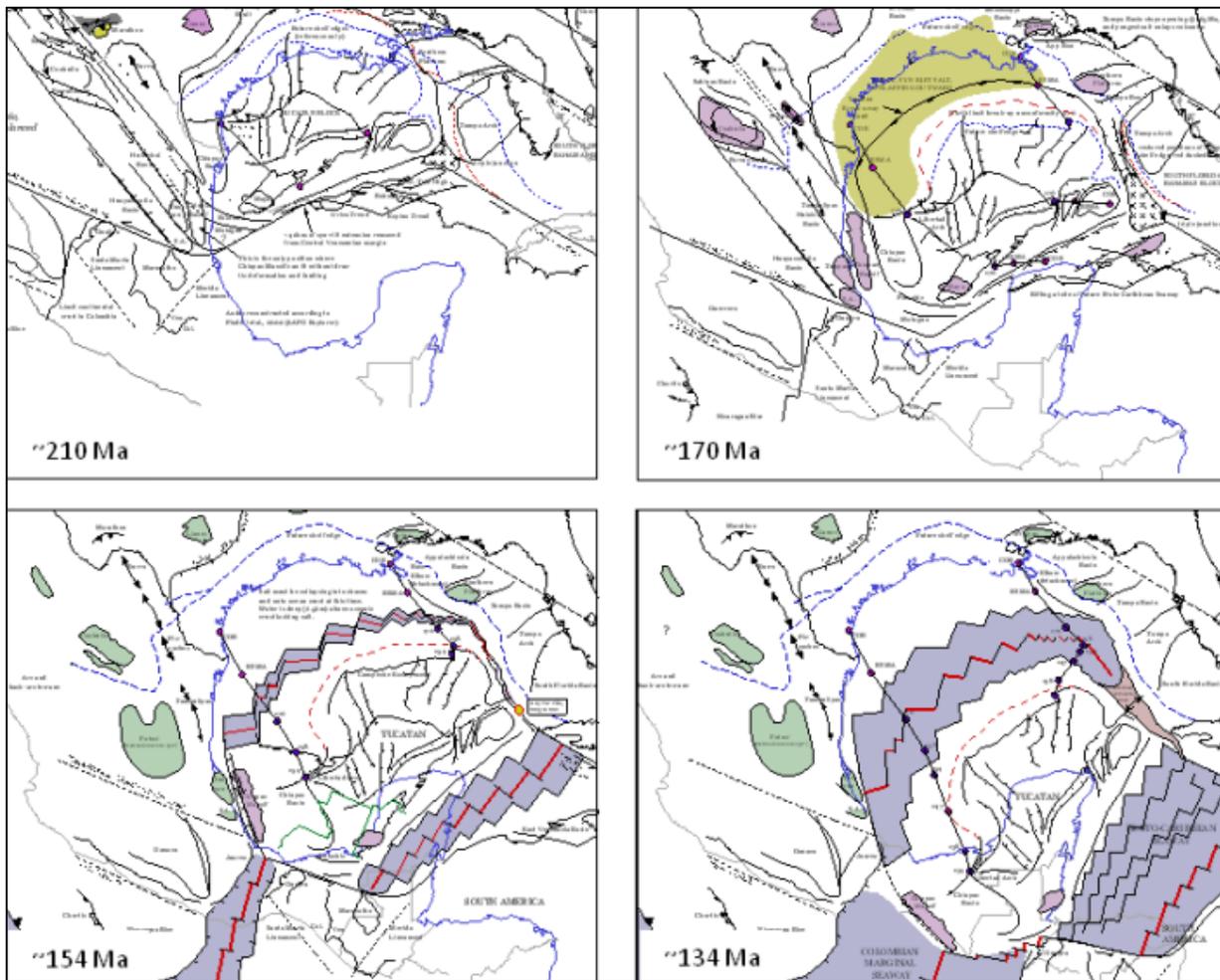


Figura 2.3. Evolución tectónica del Golfo de México entre los 210 y 134 Ma (Pindell et al., 2002 en PEMEX, 2012).

La plataforma de Yucatán rotó en sentido antihorario mientras continuaba su deriva hacia el sur (Figura 2.4). Finalmente, se asentó sobre el margen norte de la placa Sudamericana durante el Cretácico Temprano (Dribus et. al, 2008/2009).

Conforme la Plataforma de Florida se iba alejando de la Plataforma de Yucatán, los ambientes sedimentarios disminuían el depósito de sedimentos clásticos y se incrementaba progresivamente el depósito de carbonatos de origen químico; posteriormente las condiciones tectónicas cambiaron a una margen pasiva.

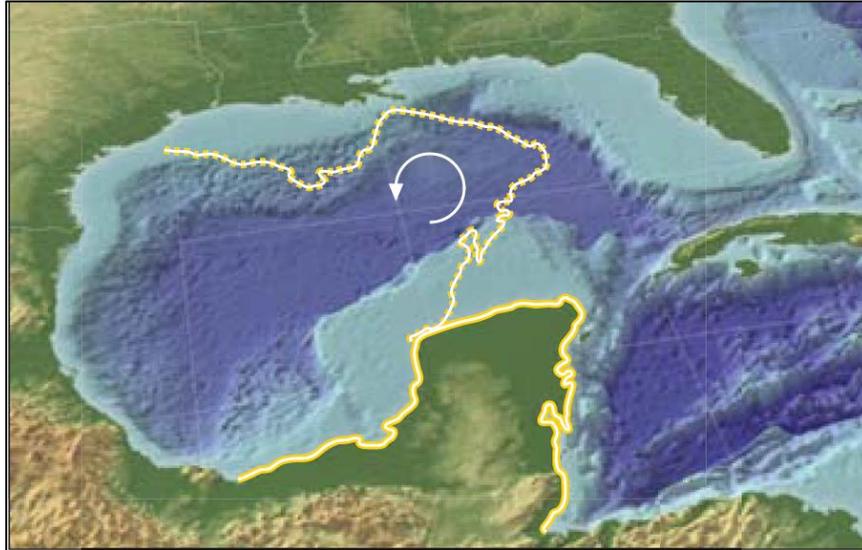


Figura 2.4. Movimiento que presentó la parte que corresponde a la península de Yucatán hasta su posición actual. La línea con puntos indica cómo se encontraba la parte de Yucatán antes de su separación con Florida, la flecha blanca indica el sentido de la rotación y la línea amarilla continua muestra la porción del bloque en la actualidad (Tomado de Dribus et.al, 2008/2009).

Hace aproximadamente 65 millones de años, durante el periodo Cretácico tardío, tuvo lugar un nuevo evento catastrófico, marcado por la llegada de un gran asteroide de entre 8 a 10 km de diámetro que impactó cerca del poblado de Puerto Chicxulub, en la Península de Yucatán en México.

Cuando el asteroide impactó con la Tierra produjo un cráter en la Plataforma carbonatada de Yucatán con un diámetro aproximado de 180 km lo que provocó que la corteza terrestre se fundiera y creara una cavidad deforme concéntrica.

Las consecuencias que ocasionó el impacto en la evolución de la Cuenca del Golfo de México y en otros lugares fueron representativas. Se generaron sismos que provocaron deslizamientos de los sedimentos costeros, se produjeron tsunamis con oleajes de aproximadamente 100 m de altura que se desplazaron a lo largo de la Cuenca del Golfo de México y las cuencas más cercanas como la del Proto-Caribe y del Atlántico.

Posterior a la catástrofe del periodo Cretácico-Cenozoico, los eventos orogénicos que se presentaban en el margen oeste del Golfo, comenzaron a aportar sedimentos para rellenar la cuenca en subsidencia, el más importante corresponde a la formación de la Sierra Madre Oriental, como producto de la orogenia Laramídica con el correspondiente desarrollo de las cuencas foreland al frente del orógeno. Durante el Oligoceno, otra afluencia de sedimentos clásticos fue aportada al oeste por una serie de deltas originados del levantamiento de la cadena montañosa de la Sierra Madre Oriental (Dribus et. al, 2008/2009).

Conforme se llevaba a cabo el basculamiento del basamento debido a la formación y evolución de la Sierra de Chiapas y la Sierra Madre del Sur, se provocó que en la cuenca ocurriera mayor presión de sobrecarga propiciando la evolución de diapiros y minicuenas debido a la sal alóctona que se emplazó en el Paleoceno-Mioceno.

En el periodo Mioceno temprano a medio en el norte de la cuenca, el aporte de sedimentos que ingresaban a la Cuenca del Golfo de México, provenían principalmente del sistema del Río Mississippi, conforme la exhumación y erosión de las Montañas Rocallosas proseguía y los sedimentos que se generaban de la Sierra Madre Oriental por la Orogenia Laramide disminuían.

El Cinturón Plegado de Chiapas que se generó en el sur de México en el periodo del Mioceno medio al tardío (Figura 2.5) abasteció de sedimentos a la cuenca en el sector sur y provocó un gran cinturón plegado que actualmente forma parte de las provincias geológicas Cinturón Plegado de Catemaco, Provincia Salina del Istmo y la zona Pilar Reforma Akal.

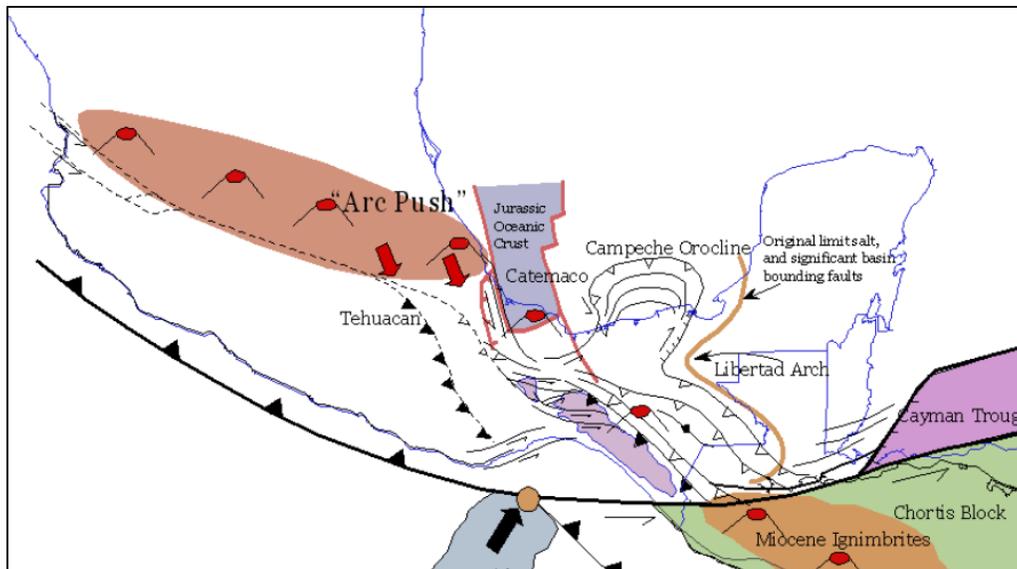


Figura 2.5. Evolución del Cinturón Plegado de Chiapas y representación de la tectónica en esa época (Tomada de PEMEX, 2012).

La llegada de los aportes sedimentarios a la zona de fallamiento lateral y normal 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 (PEMEX, 2012).

Para el resto del Neógeno, el escenario tectónico que imperó en la megacuenca del Golfo de México fue la tectónica gravitacional que generó sistemas ligados de extensión y compresión debido principalmente a la presión de sobrecarga originada por la gruesa columna de sedimentos clásticos acumulados desde el inicio del Cenozoico hasta el Cuaternario. Todos estos eventos tectónicos que actuaron en la cuenca en diferentes tiempos y con diferentes magnitudes y direcciones de esfuerzos, generaron estilos estructurales sobrepuestos que conformaron el marco tectónico estructural complejo (Figura 2.6) en el sureste de México y el área marina somera y profunda del sur del Golfo de México (PEMEX, 2012).

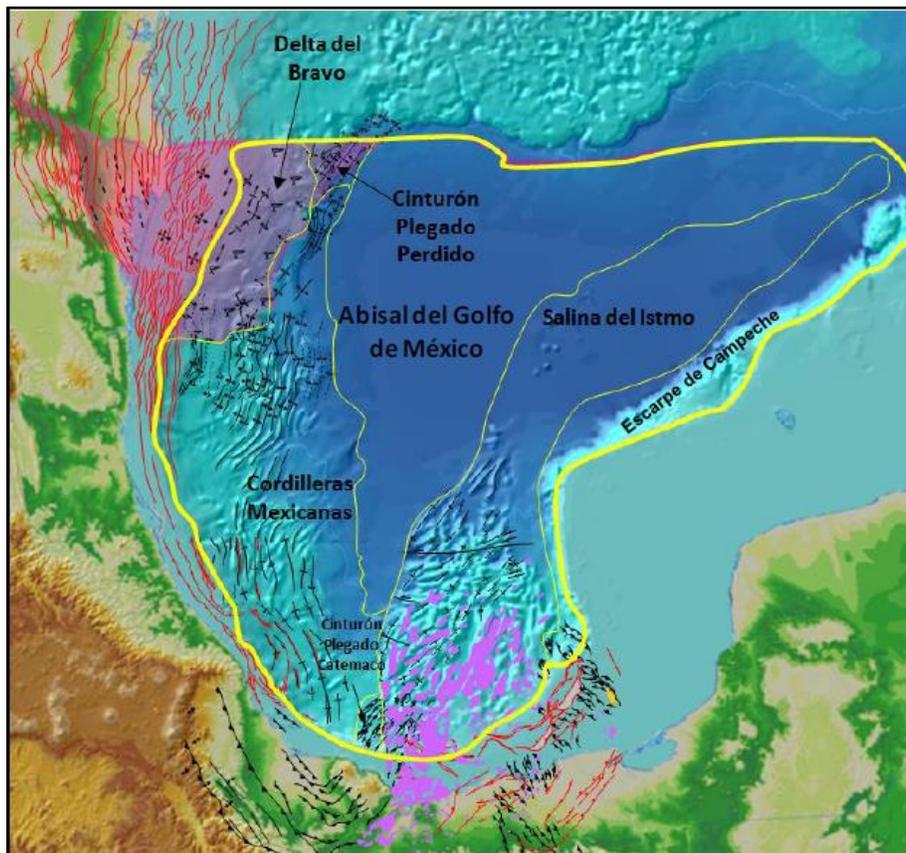


Figura 2.6. Mapa que muestra los principales rasgos estructurales generados por diferentes eventos tectónicos (Tomada de PEMEX, 2012).

2.2 Tipos de Cortezas del Golfo de México

Durante la formación del Golfo de México, la invasión de las aguas oceánicas al iniciar la etapa de rift, ocasionó la formación de corteza oceánica, por lo que en esta zona se presentan dos tipos de corteza, una oceánica y una continental.

Las diferencias entre estos dos tipos de cortezas son variadas, principalmente porque tienen estructuras y composiciones químicas distintas. Mientras la corteza continental está compuesta principalmente por aluminosilicatos y rocas de baja densidad con coloraciones parduscas, la corteza oceánica está compuesta por rocas con alto contenido de silicatos y hierro, lo que causa que estas tengan una mayor densidad y coloración oscura.

La parte central de la Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo (PPGMP) está constituida por corteza oceánica, que se interpreta que se formó por un proceso de divergencia, cuando pasa de la evolución de rift intracontinental a margen pasivo; la cuenca que va dando origen presenta en la parte subyacente del basamento dos tipos de cortezas, en la parte de en medio donde se inició el rift se tiene corteza basáltica y a los lados tenemos, ya evolucionada la cuenca, corteza continental atenuada (Figura 2.7). Esta arquitectura de basamento comenzó en el Triásico tardío, durante la ruptura de la Pangea.

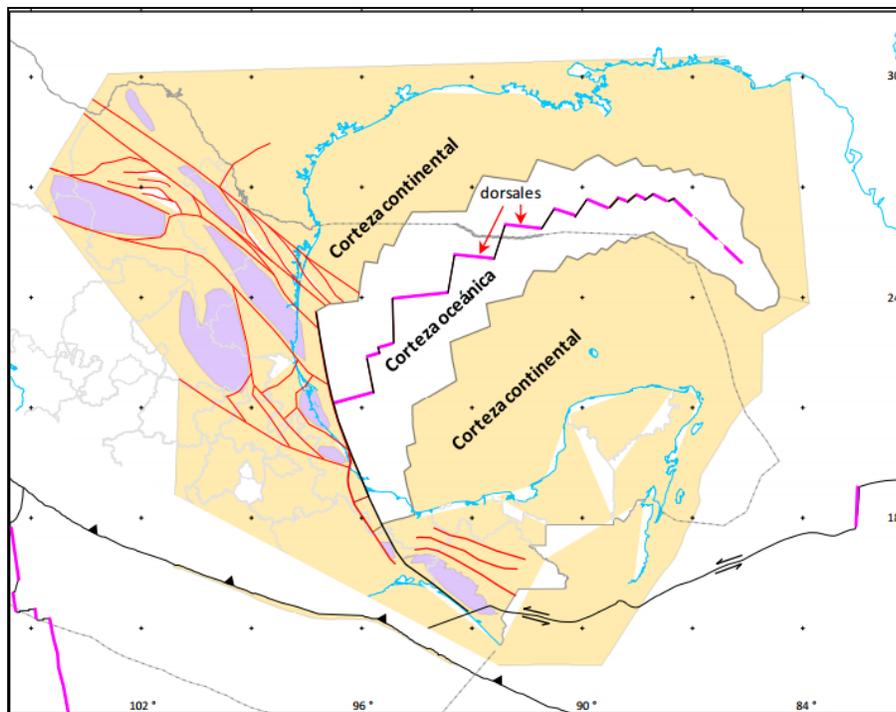


Figura 2.7. Mapa tectónico mostrando la distribución de las cortezas oceánica y continental en el Golfo de México así como las principales fallas y bloques relacionados con su formación (Miranda et al., 2005, en PEMEX, 2013).

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, las tres últimas están presentes en esta provincia (Figura 2.8), (PEMEX, 2012).

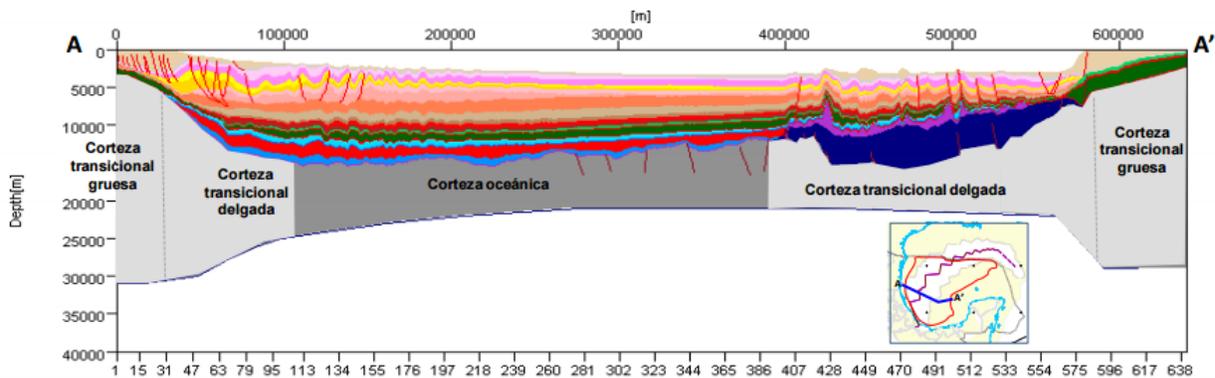


Figura 2.8. Sección geológica mostrando los tipos de corteza presentes en el Golfo de México (Miranda et al., 2005, en PEMEX, 2013).

La Corteza de Transición es el paso de un tipo de corteza a otro, se puede decir que es una corteza continental que por diferentes procesos se adelgazada y estira, se sitúa en zonas en las que horizontalmente se produce un cambio gradual. Esta corteza transicional está cubierta por depósitos de sal, del Jurásico Medio Superior, que son correlacionables con las evaporitas de la base de la secuencia marina del Oriente de México.

2.3 Sector Centro-Sur del Golfo de México

La historia estratigráfica y estructural de las áreas que comprenden la Provincia de Cordilleras Mexicanas y la Provincia Salina del Istmo el cual es el enfoque de este trabajo, dentro de un contexto regional, se asocian en su origen y evolución a los eventos tectónicos que dieron lugar a la apertura del Golfo de México que, de acuerdo a los modelos de diferentes autores, comenzó en fase de rifting en el periodo Triásico tardío.

Es importante resaltar que aunque la Provincia de Cordilleras Mexicanas y la Provincia Salina del Istmo forman parte de la gran Cuenca del Golfo de México, las características tectono-estructurales y sedimentológico-estratigráficos que presentan cada una de estas zonas son totalmente distintas a las de las otras provincias presentes en el Golfo de México.

La Provincia de Cordilleras Mexicanas lo conforma una serie de estructuras plegadas formadas durante el Mioceno frente a las costas donde se ubica la Provincia de Tampico-Misantla y la Cuenca de Veracruz.

Estas estructuras consisten en series de levantamientos batimétricos en el fondo marino formados por plegamientos de anticlinales paralelos entre sí y a la línea de costa, cuya extensión longitudinal es de hasta 96 km (Bryant et al., 1968 en Pérez Drago, 2010). La topografía generada en esta provincia provocó en el fondo marino una restricción en la distribución de los sedimentos transportados hacia el interior de la cuenca. Aunque esta provincia comparte similitudes en morfología con la Provincia Cinturón Plegado Perdido, ambas son diferentes en cuanto a su origen debido a que las Cordilleras Mexicanas están controladas por movimientos gravitacionales sobre superficies de despegue en sedimentos que contienen arcillas; mientras que el Cinturón Plegado Perdido se moviliza a partir de la sal en el subsuelo.

En cuanto a la Provincia de Salina del Istmo, la topografía presente en esta zona consiste de diversas estructuras salinas que deformaron los sedimentos clásticos depositados en el Cenozoico, por la acción de la gravedad en forma de deltas en la zona de transición y de abanicos submarinos que constituyen turbiditas son los que movilizaron la sal por lo que las secuencias del Jurásico Superior, Cretácico y del Cenozoico se encuentran intrusionadas por cuerpos de sal.

Los sedimentos depositados en esta provincia fueron el resultado de un evento de deformación y plegamiento compresional intenso de dirección NW-SE denominado Orogenia Chiapaneca, la cual comprende el levantamiento del Macizo y la Sierra de Chiapas durante el Mioceno Medio.

Cabe destacar que en la Cuenca Salina la deformación de los sedimentos por efecto de la gravedad se asocia a la migración y el desplazamiento de las estructuras salinas. Los estilos estructurales están representados por la deformación de los cuerpos de evaporitas que inyectaron la sal a niveles superiores creando domos, diapiros y canopies, formando cuerpos de sal alóctona.

2.3.1 Cordilleras Mexicanas

Se localiza en el poniente del Golfo de México Profundo y se caracterizan por la presencia de estructuras plegadas muy alargadas (Figura 2.9), cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur (Figura 2.10). Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria desarrollada desde el sur de la Cuenca de Burgos, el oriente de la Provincia Tampico Misantla y de la Cuenca de Veracruz.

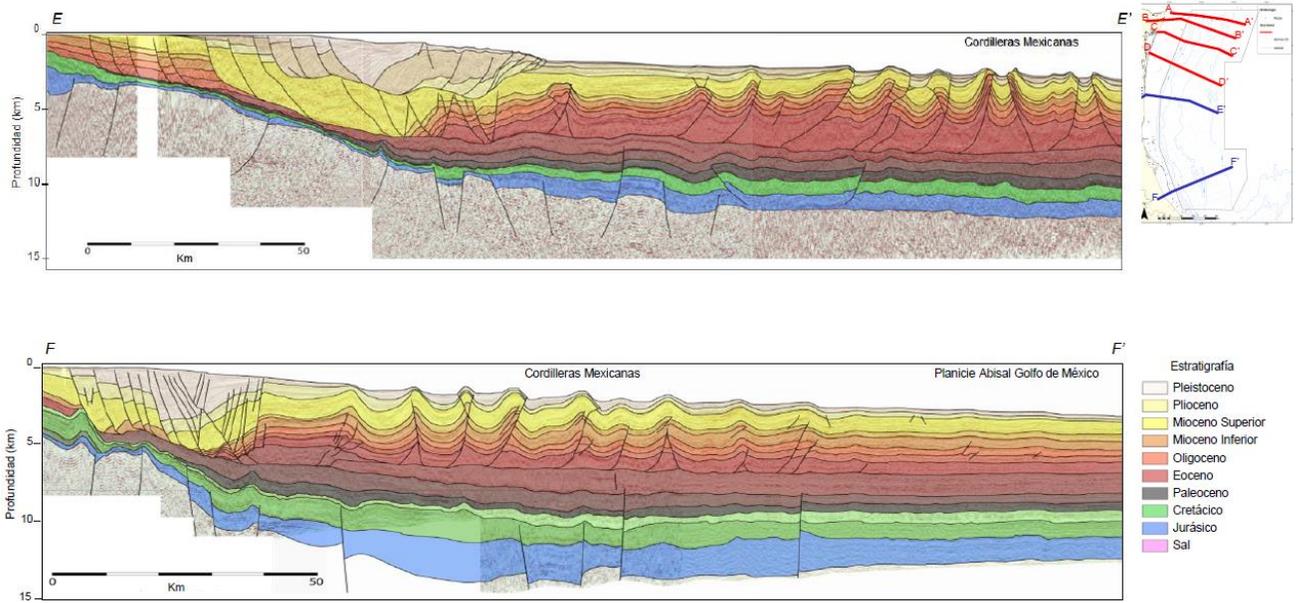


Figura 2.9. Perfiles estructurales que muestran en dos lugares diferentes de la provincia Cordilleras Mexicanas, como es que se encuentran dispuestos en pliegues las secuencias estratigráficas que lo conforman (Tomado de CNH, 2015).

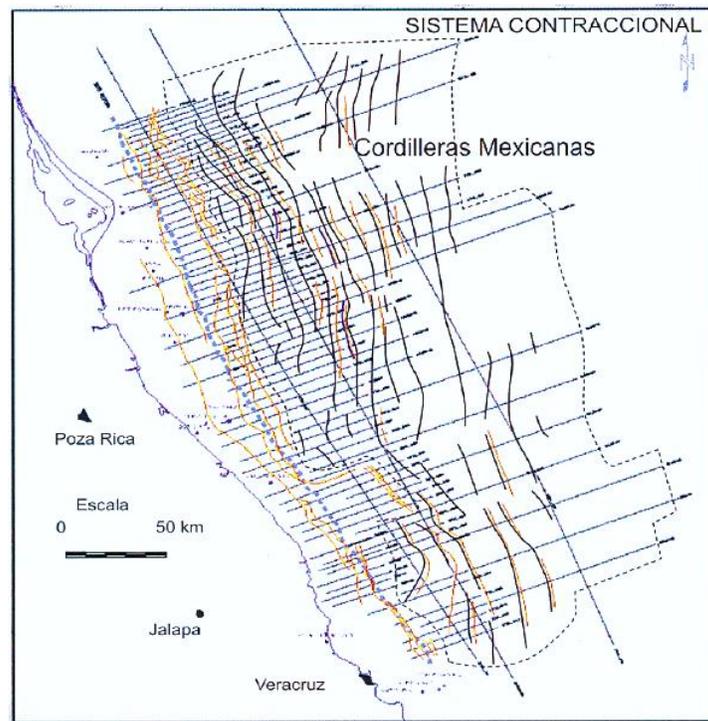


Figura 2.10. Mapa que corresponde al área de la Provincia de Cordilleras Mexicanas. Se muestran los principales lineamientos de pliegues y fallas que son casi paralelos a la línea de costa con una orientación aproximadamente noroeste-sureste y con línea punteada se muestra el cubrimiento sísmico bidimensional realizado en la zona que presenta un espaciamento de 5 km (Tomado de Salomón-Mora et al., 2004).

Las Cordilleras Mexicanas forman un sistema contraccional compuesto de un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales simétricos, con leve vergencia hacia el oriente; presentan dimensiones variables que van desde los 30 a 120 km de longitud y aproximadamente 8 km de ancho. El sistema combinado extensión-compresión (Figura 2.11) de la Provincia Geológica de Cordilleras Mexicanas se transmite a través de más de una superficie de despegue principal dentro del Paleógeno, así como también superficies de despegue secundarias dentro de la secuencia Cenozoica. El mecanismo de deformación principal es el plegamiento originando estructuras que están presentes en la serie sedimentaria cenozoica, que varía del Mioceno tardío al Reciente.

Tectónica Gravitacional y Salina

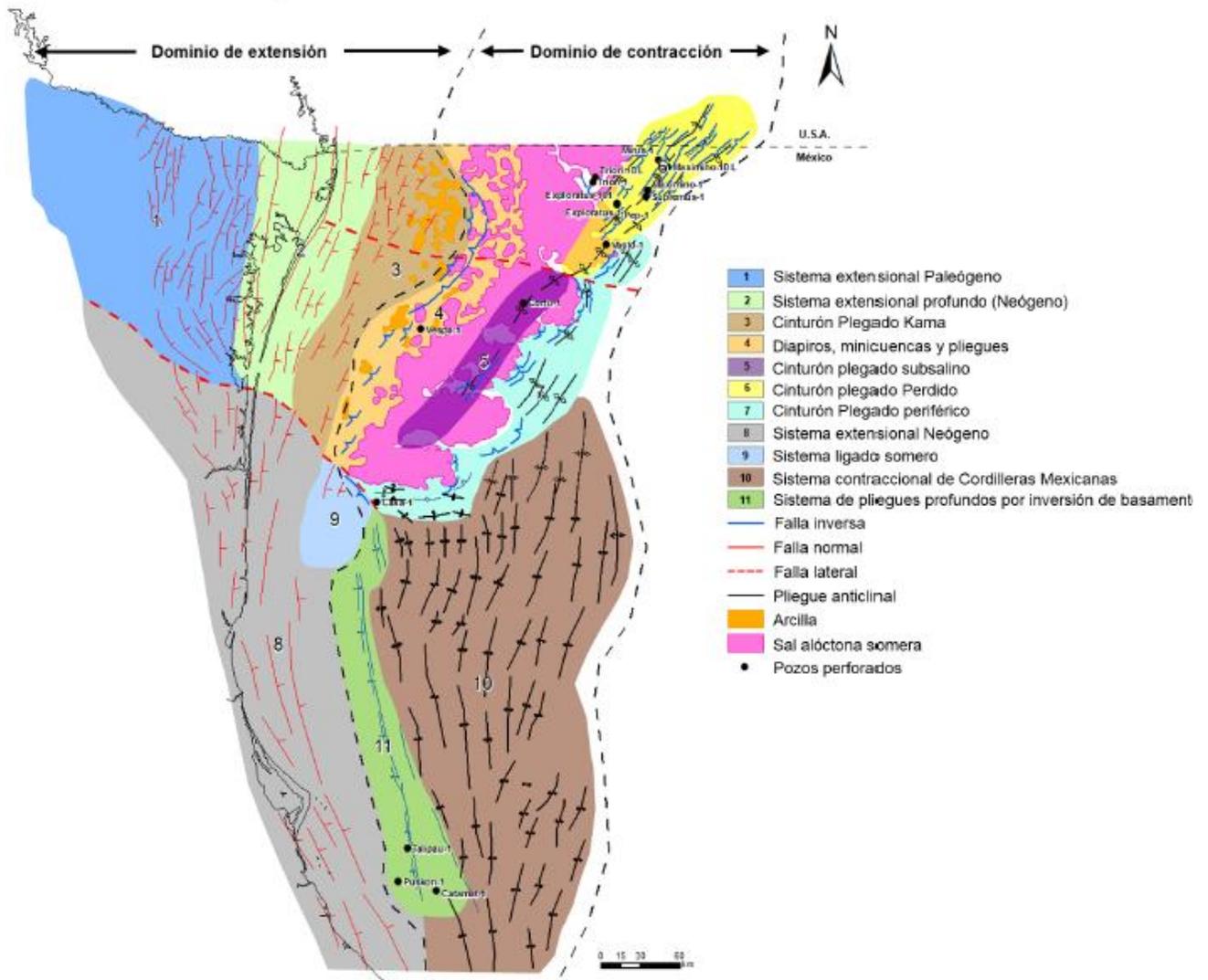


Figura 2.11. Mapa que muestra los diferentes rasgos estructurales de las diferentes zonas geológicas. Nótese que la porción de Cordilleras Mexicanas indicada por el número 10 está cubierta en su totalidad por anticlinales y sinclinales (Tomado de CNH, 2015).

Para entender cómo es que se disponen las diferentes estructuras que presenta esta área, hay que definir la base en la cual se desarrollan. El concepto de pliegue de despegue fue introducido por Jamison en 1987, para explicar el plegamiento sobre una superficie de despegue o corrimiento paralelo a la estratificación (Figura 2.12), (Salomón-Mora, et al., 2004). Cabe señalar que el material contenido en el estrato de la superficie de despegue debe tener un comportamiento dúctil y de baja densidad, cuya litología puede ser sal o arcilla saturada en agua.

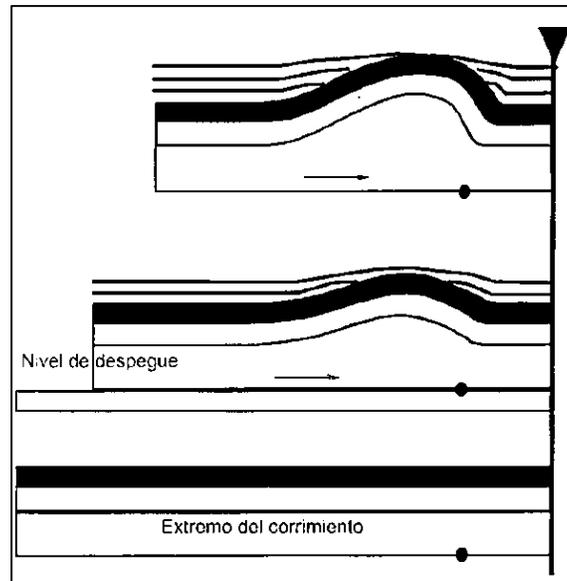
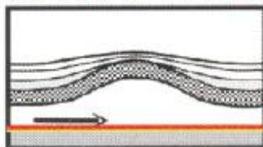


Figura 2.12. Representación esquemática de la generación de pliegues de despegue. Note que la dirección del esfuerzo principal, marcada con una flecha, es paralela a la superficie (Tomado de Salomón-Mora et al., 2004).

Dentro de los modelos estructurales que explican el conjunto de anticlinales y sinclinales de la Provincia de Cordilleras Mexicanas, se encuentran dos tipos: los pliegues de despegue por crecimiento y los pliegues de despegue por crecimiento asociado con fallas inversas (Figura 2.13). El plegamiento contraccional se da a partir de la superficie de despegue conformada por estratos con arcilla ubicada del Eoceno superior al Oligoceno con dirección de acortamiento de oeste a este.

PLIEGUE DE DESPEGUE POR CRECIMIENTO



PLIEGUE DE DESPEGUE CON FALLA INVERSA

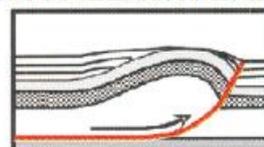
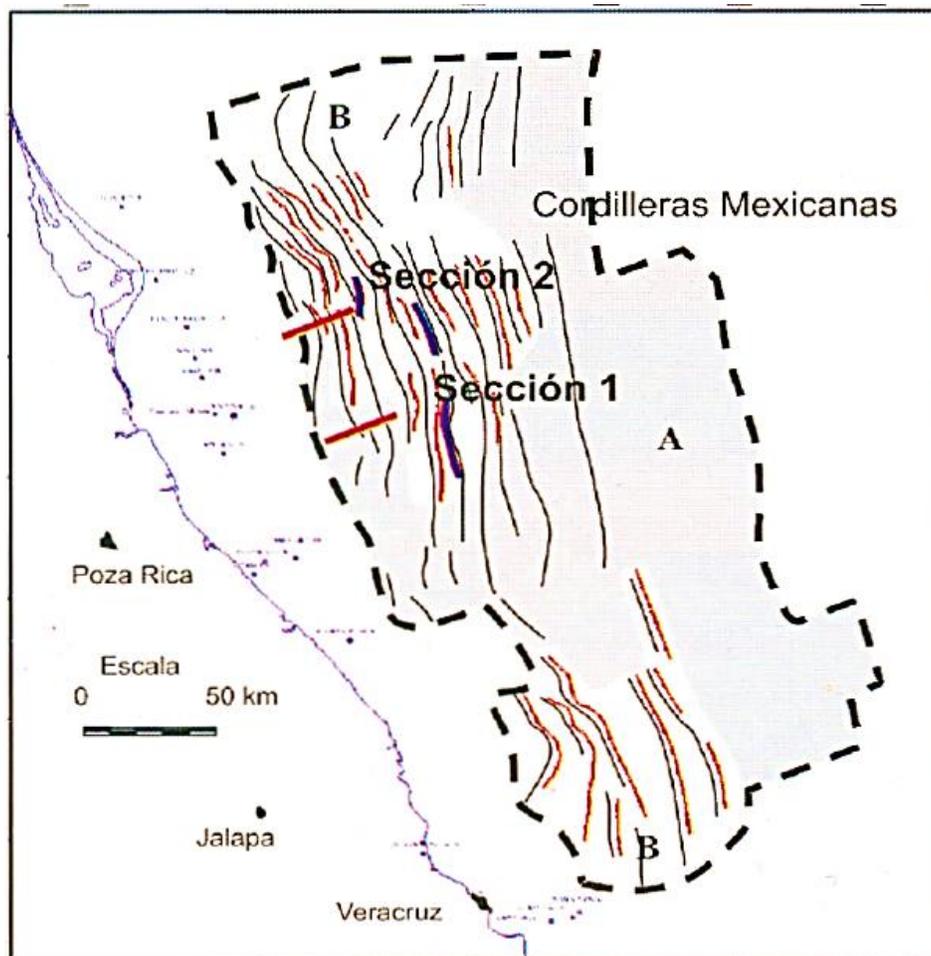


Figura 2.13. Modelos estructurales de plegamiento contraccional en las Cordilleras Mexicanas. La morfología de los estratos de cada uno de los modelos es diferente, generalmente los pliegues de despegue por crecimiento son simétricos y carecen de falla inversa, mientras que los pliegues de despegue con falla inversa son asimétricos y se asocian a fallas inversas que pueden emerger o quedarse ocultas en la secuencia sedimentaria (Tomado de Salomón-Mora et al., 2004).

Los tipos de plegamiento en las Cordilleras Mexicanas se distribuyen a lo largo de la zona en dos áreas respectivamente. Los pliegues de despegue por crecimiento se localizan en la parte central y externa de la provincia (marcada por la letra A en la Figura 2.14) con características tales como su simetría, orientación norte-sur, presentan una amplitud de 12 km en promedio con diferencias de altitud que van de 100 a 1,000 metros.

El ángulo de echado de los limbos entre 1° y 5° , el que decrece en dirección al centro de la cuenca, indicando que la contracción y edad de los pliegues es menor en esta dirección (Salomón-Mora, et al., 2004).

Los pliegues de despegue con falla inversa presentan la característica de ser asimétricos, exhiben dos tipos de fallas inversas; las fallas que no se manifiestan en superficie y las fallas que emergen y que cortan estratos recientes, así como las del fondo marino. Se localizan en dos áreas, la parte norte y sur de la provincia (marcada por la letra B en la Figura 2.14).



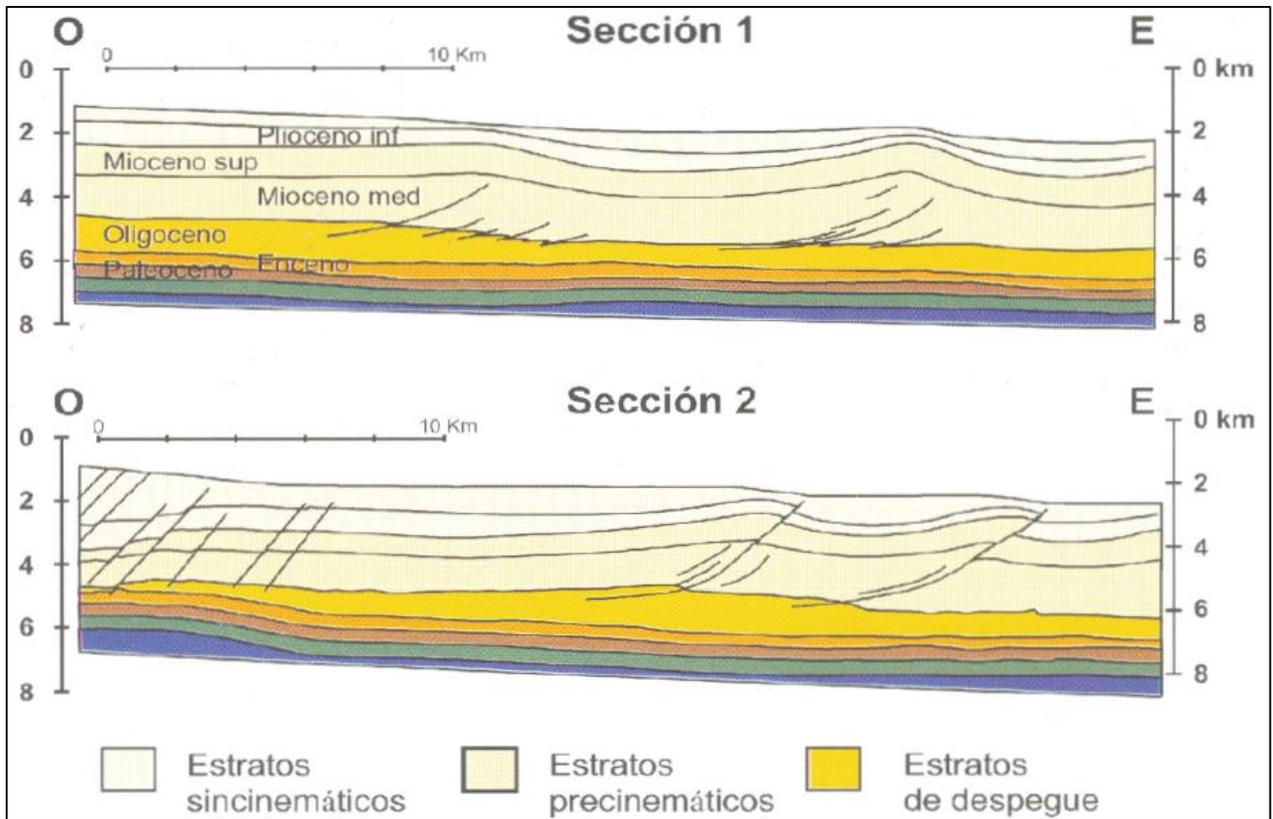


Figura 2.14. Ubicación de los tipos de plegamiento contraccional de la Provincia de Cordilleras Mexicanas. Cada una de las secciones representa las diferencias estructurales de los pliegues en los diferentes estratos en los cuales se originaron, la sección 1 representa la morfología de los pliegues de despegue por crecimiento y la sección 2 representa la forma de los pliegues de despegue con falla inversa (Tomado de Salomón-Mora et al., 2004).

En la parte norte del área los pliegues exhiben una amplitud aproximada de 6 km, con diferencias de altitud entre los 250 a 2,000 metros y se extienden hasta los 120 km en la zona. La principal característica de las fallas que presentan los pliegues es que su vergencia tiende a ser opuesta a la dirección de esfuerzo principal que va hacia el centro de la cuenca y los ángulos de echado de los flancos de los pliegues oscilan entre los 2° y 10°.

En el área sur, existen siete pliegues con ángulos de echado hasta de 10° que alcanzan hasta 70 km de longitud y una amplitud promedio de 10 km, con un relieve estructural hasta de 2,500 metros, cuya vergencia dominante es hacia la cuenca (Salomón-Mora, et al., 2004).

Los pliegues más jóvenes y de mayor amplitud se localizan hacia la parte central de las Cordilleras Mexicanas, mientras que los de menor amplitud se posicionan en dirección al centro de la Cuenca del Golfo de México.

Los pliegues de despegue por crecimiento representan las etapas iniciales de la deformación y evolución estructural hacia los pliegues de despegue con falla inversa en etapas consecuentes a la contracción, por lo tanto, no existe sincronía entre el plegamiento y la formación de las fallas inversas como ocurre en los modelos de pliegues por propagación de falla.

La edad de deformación es distinta para los diferentes tipos de pliegues de despegue localizados en las Cordilleras Mexicanas (Figura 2.15).

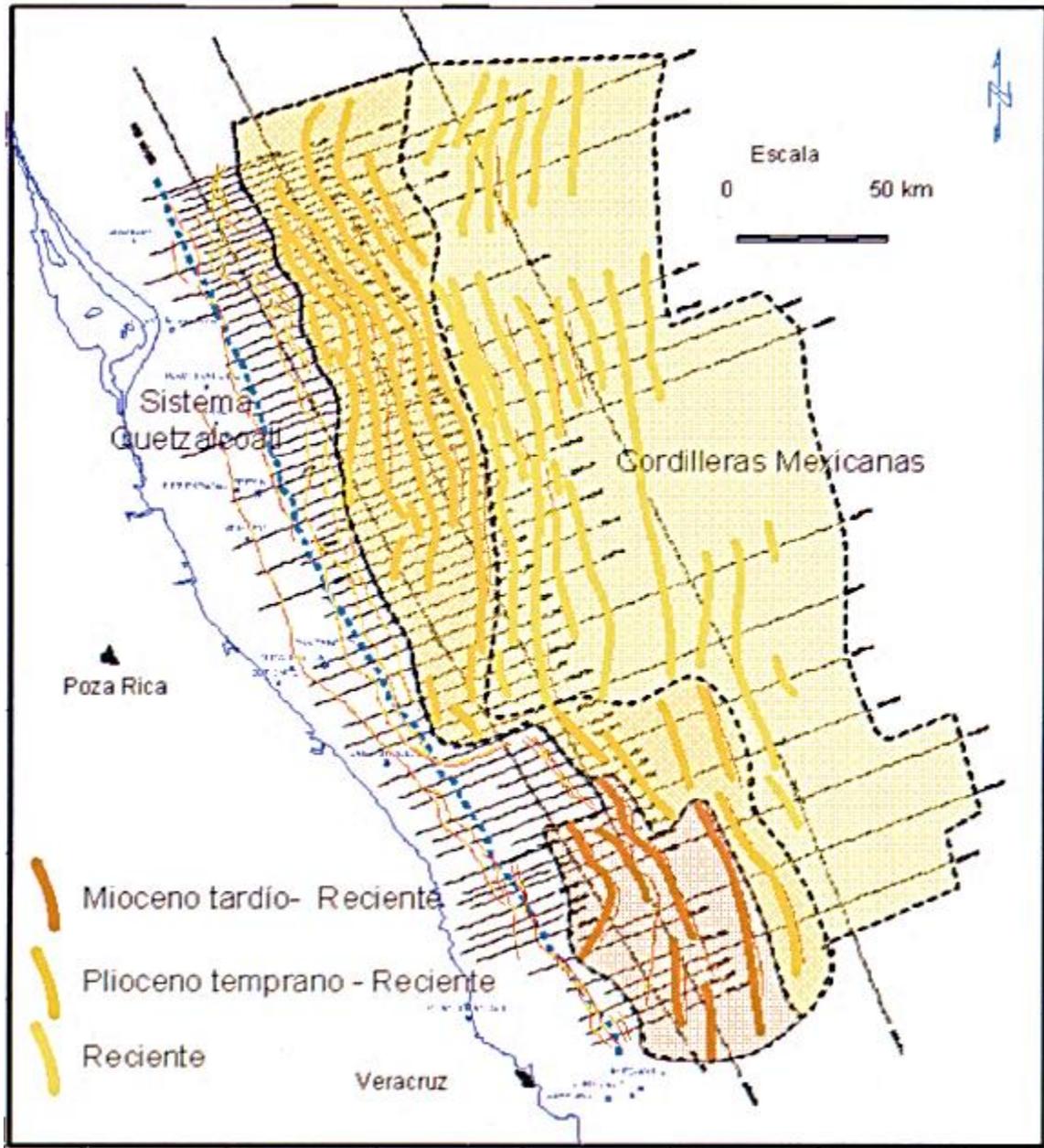


Figura 2.15. Mapa que muestra la disposición temporal de los pliegues de despegue en la Provincia de Cordilleras Mexicanas (Tomado de Salomón-Mora, et al., 2004).

Los pliegues formados a partir del Mioceno tardío (límite tectónico-sintectónico del Mioceno medio) se localizan agrupados al sur del cinturón plegado; estos presentan un desarrollo estructural avanzado caracterizado por la falla inversa, vergencia hacia el este y erosión en la cresta del pliegue.

Los pliegues formados a partir del Plioceno temprano (límite tectónico-sintectónico del Mioceno Superior) presentan menor deformación estructural; están relacionados a fallas inversas, sin embargo, pueden ser simétricos a asimétricos y no mostrar erosión en la cresta de la estructura. Estos pliegues constituyen cinco o seis estructuras anticlinales cercanas al sistema distensivo de la plataforma (Salomón-Mora, et al., 2004).

Los pliegues del Reciente (límite tectónico-sintectónico del Plioceno Inferior) se localizan en la zona externa del área, donde están sometidos a menor compresión que aquellos cercanos al sistema extensional; son pliegues de mayor amplitud, menor relieve estructural y la mayoría carecen de falla inversa (Salomón-Mora, et al., 2004).

Cabe señalar que los pliegues de edad Plioceno temprano y Reciente presentan en primera instancia un plegamiento seguido del fallamiento y esto puede ser observado debido a que el desplazamiento de la falla inversa es menor hacia los extremos laterales del lineamiento.

2.3.2 Cuenca Salina del Istmo

La Cuenca Salina del Istmo se localiza en el sureste del Golfo de México, abarcando la parte meridional del Estado de Veracruz y una pequeña porción en la parte noroccidental del Estado de Tabasco. Esta cuenca tiene una extensión de aproximadamente 17,000 km², de los cuales una tercera parte se encuentra costa afuera (Rosales-Domínguez, et al., 2005).

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 asociado a procesos de “downbuilding” y que favorecieron la formación de minicuenas, cuya geometría cambia a toldos de sal alóctona emplazados cerca del fondo marino que favorecieron el desarrollo de estructuras contraccionales con inflación de sal (Figura 2.16).

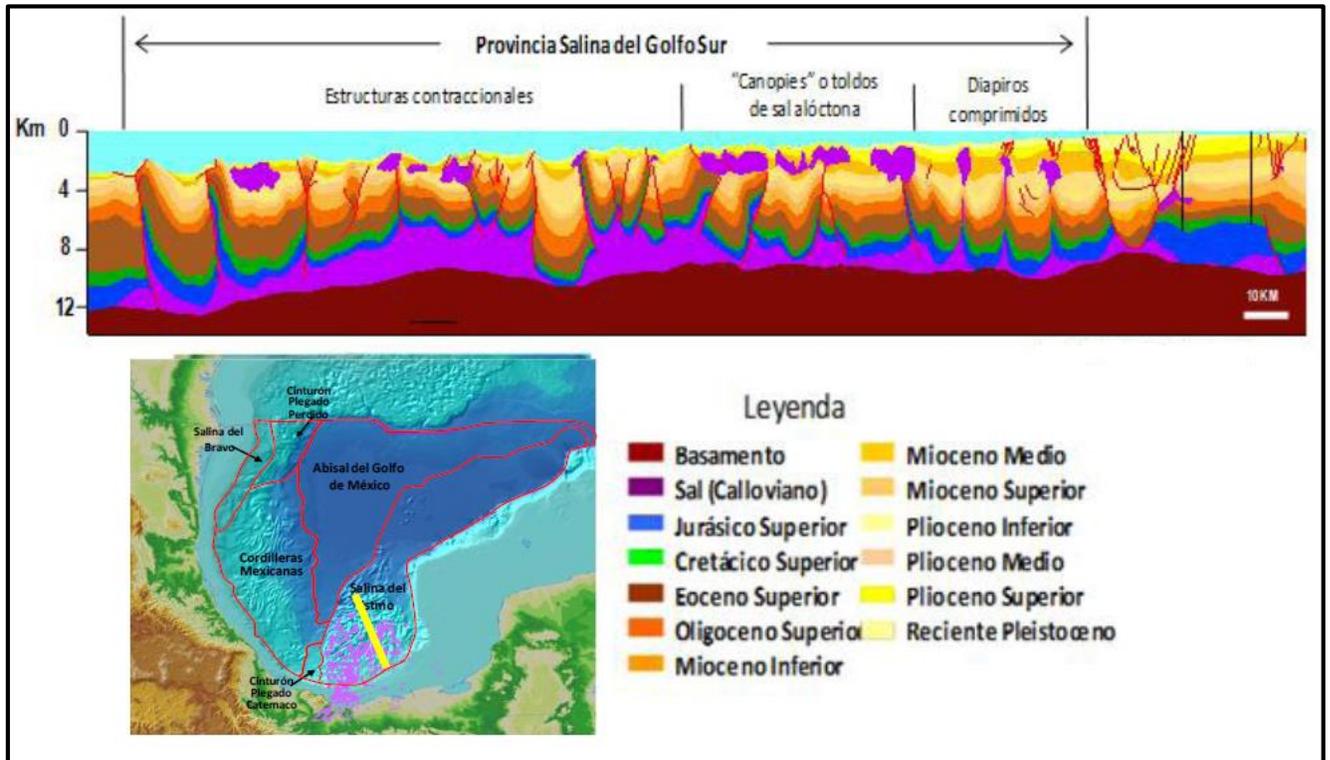


Figura 2.16. Sección estructural tipo de la Provincia Geológica Salina del Istmo (Tomado de PEMEX, 2012).

Estas estructuras corresponden al acomodo producido por la extensión gravitacional del Plioceno-Pleistoceno, presente en las Provincias del Sureste como un sistema ligado (Pindell, et al., 2002, en PEMEX, 2012). Estas fases de deformación generaron un conjunto de estructuras salinas cuyo desarrollo ocurrió del Mioceno al Reciente, lo que propició la creación de un número considerable de oportunidades exploratorias asociadas a trampas combinadas y estructurales en las secuencias del Cenozoico y Mesozoico.

La Cuenca Salina del Istmo se caracteriza por tener diferentes estilos de deformación que están relacionados con eventos tectónicos compresivos, de fallamiento lateral y de tectónica salina. El estilo estructural en esta zona, refleja una fuerte influencia de intrusiones de sal que desarrollaron estructuras de anticlinales amplios nucleados por sal, bloques fallados con ángulos de buzamiento alto, así como bloques expulsados y canopies salinos extrusionados (Figura 2.17).

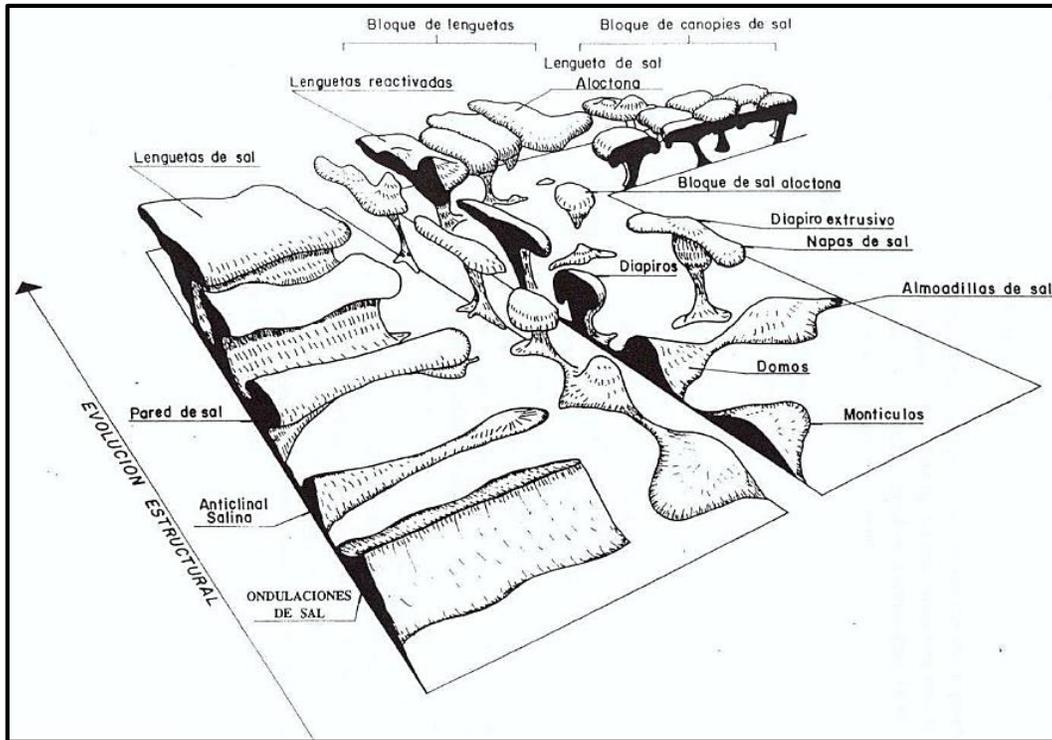


Figura 2.17. Imagen que muestra diferentes estructuras generadas por movimientos de sal como las que se encuentran en el subsuelo de la Cuenca Salina del Istmo (Tomado de Pérez Drago, 2010).

Durante la formación y evolución del Golfo de México ocurrieron diferentes eventos geológicos que ocasionaron diferentes estructuras geológicas, como el que ocurrió de forma asociada a la expansión de la corteza continental y la rotación de la Plataforma de Yucatán durante el Triásico y Jurásico, o los asociados a los cuerpos salinos que deformaron las secuencias sedimentarias de los sectores norte y sur. A medida que el golfo iba tomando su forma, ocurrían diferentes procesos dentro del continente, como el gran transporte de sedimentos terrígenos que llegaron a la cuenca durante el Paleógeno y Neógeno que originaron las presiones de sobrecarga que propiciaron la movilización de la sal con la formación de domos, diapiros, canopies y el desarrollo de minicuenas.

Durante la apertura del Golfo de México en el Triásico y Jurásico Medio (Figura. 2.18), se formaron sistemas de “horst y grabens”, que fueron rellenados primero por sedimentos continentales (conglomerados, areniscas y lutitas) y posteriormente por capas salinas durante el Calloviano. En este periodo también se formó una estructuración débil de las unidades salinas por “drapping” con la correspondiente subsidencia diferencial, por lo que ocurrieron los primeros movimientos halocinéticos, debido a los grandes espesores de sal, a las irregularidades del terreno y al aporte de sedimentos terrígenos asociados a los ambientes someros.

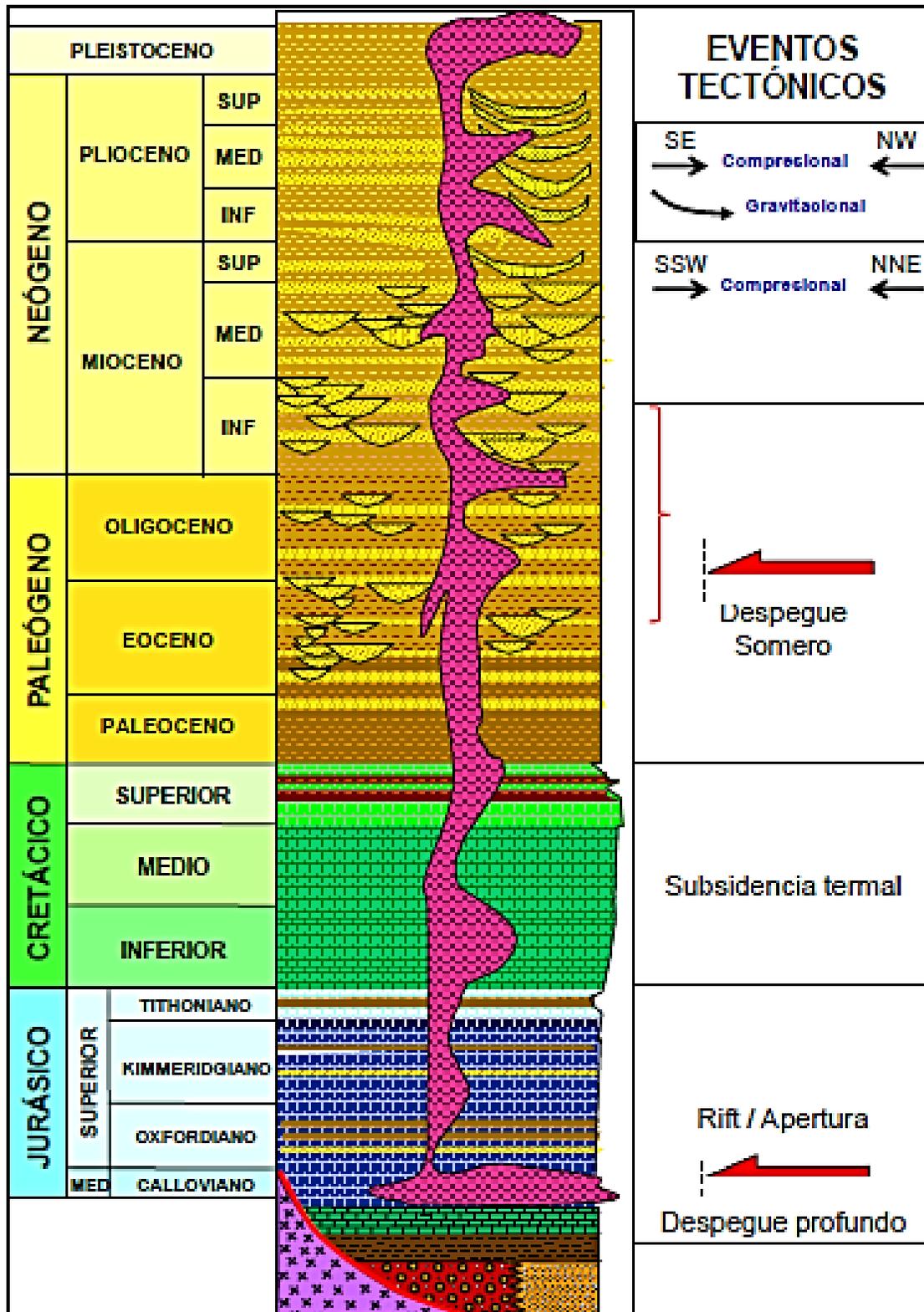


Figura 2.18. Secuencia de eventos tectónicos en la que ocurrieron los diferentes procesos estructurales en la Cuenca Salina del Istmo desde la apertura del Paleogolfo de México (Tomado de CNH, 2015).

Un movimiento halocinético es el movimiento por flujo plástico de las rocas salinas. Su origen es complejo y está relacionado a diferentes factores, siendo los más importantes los siguientes: una elevada plasticidad de las sales que aumenta por la presencia de capas de yeso, por la densidad de la sal y por el desarrollo de conjuntos de fallas normales e inversas por las que los materiales ascienden y donde ocurren procesos de intrusión que convierten el diapiro en un material con todavía mucha más plasticidad y mucha más fuerza para poder intrusar a las rocas.

Del Cretácico al Mioceno medio, debido al movimiento de la sal por flotación, por carga diferencial y por el deslizamiento gravitacional, se generaron estructuras de almohadillas, domos, diapiros y canopies de sal.

Durante la fase de deformación denominada Orogenia Laramide en el Cretácico tardío-Cenozoico temprano y posteriormente durante el Mioceno medio-Mioceno superior, en que tuvo lugar la Orogenia Chiapaneca, se formaron anticlinales nucleados por sal, debido a los esfuerzos compresivos. En la primera fase de deformación se inició la intrusión de cuerpos de sal por efectos halotectónicos y fallas inversas creando estructuras “pop up”. Después durante el Mioceno superior-Plioceno inferior, por un efecto gravitacional y debido a un incremento de la presión de sobrecarga se generaron un conjunto de minicuenas relacionadas con diapiros y canopies principalmente.

2.4 Estratigrafía

De acuerdo con el modelo de apertura del Golfo de México (Pindell, et al., 2002; Pindell et al., 2008, en PEMEX 2012), que condiciona las características y evolución de la cuenca, la estratigrafía de la cuenca profunda del Golfo de México involucra dos tipos de cortezas como basamento (Figura 2.7). En el centro de la cuenca por medio de correlación sísmica, se interpreta la presencia de rocas de probable edad Jurásico Tardío que sobreyacen una corteza oceánica, mientras que hacia las márgenes del bloque Yucatán y Norteamérica, se tienen rocas evaporíticas y depósitos terrígenos continentales que cubren una corteza continental adelgazada (PEMEX, 2012).

A continuación, se explican las principales características de las secuencias estratigráficas por edades, comenzando por el periodo más antiguo al más reciente, tanto de la parte norte como de la porción sur del Golfo de México Profundo.

2.4.1 Estratigrafía de la parte norte del Golfo de México Profundo

La provincia geológica de Cordilleras Mexicanas situada entre el talud continental y la planicie abisal en el Golfo de México, conforma un sistema contraccional combinado extensión-compresión ocasionado por la extensión gravitacional que aconteció en la Provincia Geológica del denominado Cinturón Extensional Quetzalcóatl, localizado al occidente de la Provincia en estudio (Salomón-Mora, et al., 2004).

El marco estratigráfico que envuelve a Cordilleras Mexicanas en su sector sur lo comparte con las provincias de Cinturón Plegado Perdido en el norte y el Cinturón Subsaliño en la parte central del área, denominada por la CNH en 2015 como “Sector Norte” que abarca estas tres provincias.

Aunque la litología sea similar en las tres áreas, las condiciones estructurales generadas por la tectónica salina y arcillosa produjeron distintas morfologías que ahora constituyen potenciales trampas de hidrocarburos.

El Jurásico medio está caracterizado por depósitos terrígenos continentales (lechos rojos), que se acumularon sobre un basamento ígneo-metamórfico o que se encuentran sobreyaciendo extensos depósitos de rocas evaporíticas de edad Calloviana asociadas a la apertura del Golfo de México. Entre el Calloviano al Oxfordiano predominaron las condiciones marinas ocurriendo una gran transgresión que paulatinamente fue inundando zonas bajas y posteriormente las áreas que entraron en subsidencia, por lo que se generalizó la invasión de aguas oceánicas en toda la cuenca (CNH, 2015).

Desde el Oxfordiano hasta el Tithoniano acontecieron periodos de transgresión marina que determinaron las características litológicas de los depósitos sedimentarios. Considerando este y otros eventos, durante este periodo se crearon las rocas de mayor potencial generador de hidrocarburos en el Golfo de México (CNH, 2015).

Durante el Oxfordiano y el Kimmeridgiano se depositaron sedimentos carbonatados en facies de mudstone que varían de rampa interna a rampa externa; en la rampa intermedia se localizan variaciones laterales de depósitos de carbonatos y sedimentos terrígenos en forma de lóbulos arenosos. Asimismo, coexistieron altos de basamento que fueron bordeados de secuencias carbonatadas que posteriormente fueron dolomitizados (CNH, 2015), (Figura 2.19).

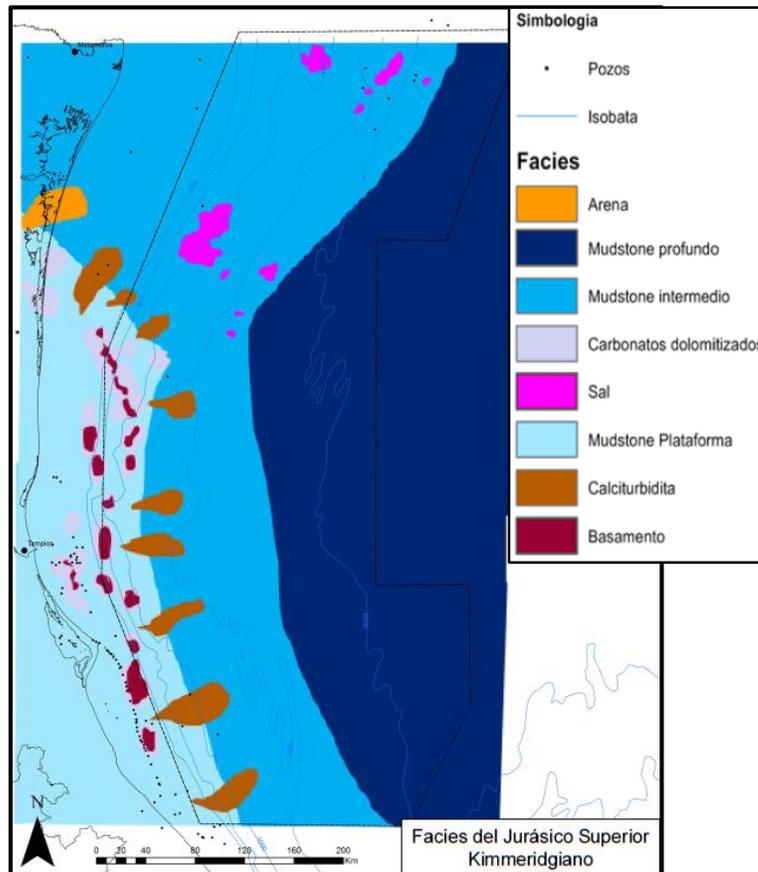


Figura 2.19. Representación de las facies que se originaron en el Jurásico Medio y Superior en el Paleogolfo de México. El color guinda en la figura representa los altos del basamento bordeados por calizas dolomitizadas, así como los lóbulos de calciturbiditas encontrados en la rampa intermedia (Tomado de CNH, 2015).

En el Tithoniano se presenta el máximo periodo de transgresión marina, donde se originaron depósitos laminados de carbonatos de cuenca, con lutitas y limolitas carbonosas con abundante contenido en materia orgánica, los que fueron producto del ambiente sedimentario anóxico que presentaba la cuenca. Considerado tal evento, durante este periodo se crearon las rocas de mayor potencial generador de hidrocarburos en el Golfo de México (CNH, 2015).

En el Cretácico los sedimentos depositados se asocian a un ambiente de cuenca profunda, en el que se tienen facies carbonatadas de tipo mudstone; también ocurrió el depósito de carbonatos de plataforma y de talud, por lo que contienen intercalaciones de flujos clásticos carbonatados generados por deslizamientos sinsedimentarios, así como flujos turbidíticos calcáreo-arenosos provenientes de la plataforma carbonatada (CNH, 2015), (Figura 2.20).

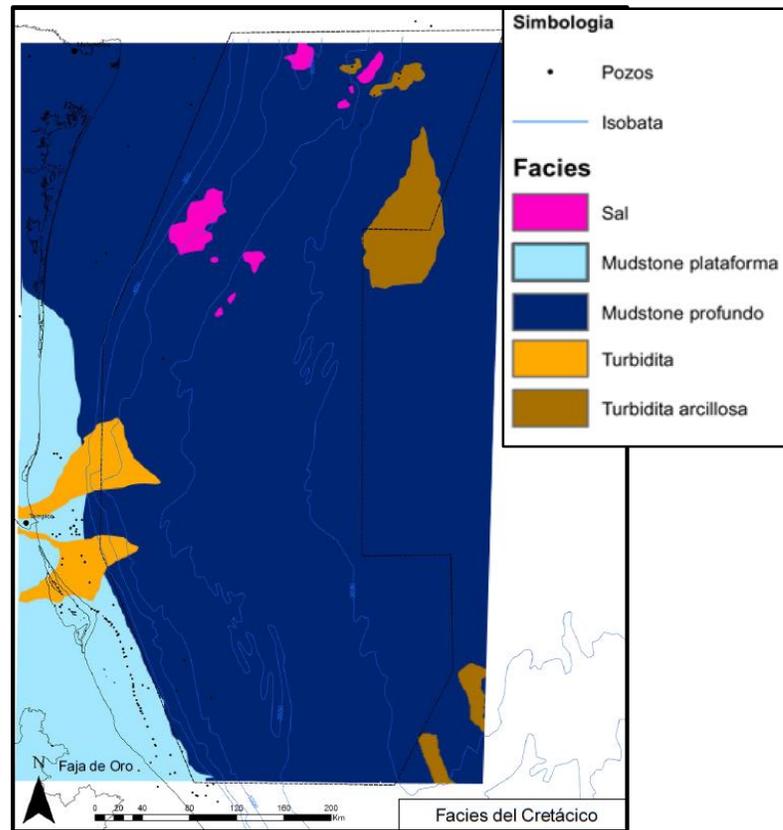


Figura 2.20. Representación de las facies que se originaron en el Cretácico en el Paleogolfo de México. En la imagen se observa la dirección noreste del flujo de turbiditas calcáreas que alimentaron a la cuenca (Tomado de CNH, 2015).

Otro evento importante ocurrió en el Turoniano, ya que se acumuló otro horizonte de roca generadora secundaria con alto contenido en materia orgánica, la que se depositó en un ambiente de cuenca anóxica (CNH, 2015).

En general, el Paleoceno corresponde a un periodo de bajo nivel del mar en el Golfo de México donde predominó el depósito de secuencias clásticas y en el depocentro ocurrió sedimentación de turbiditas, que se caracterizan por la acumulación de arenas de grano fino intercaladas con arcillas con una amplia extensión lateral denominadas “Whopper” (equivalentes a la Formación Wilcox Inferior del Sector Norte del Golfo), cuyo depósito involucra facies de canales, derrumbes submarinos y un sistema de abanicos submarinos con lóbulos y canales amalgamados (CNH, 2015).

El origen de los sedimentos clásticos que conforman los depósitos, procedieron de dos direcciones. En la parte norte-noroeste las fuentes de aporte se originaron de los deltas de Houston y del Río Bravo. Para la parte central y sur de la zona, las fuentes de aporte fueron los deltas que se formaron en los paleoríos Pánuco,

Papaloapan, Tuxpan, Usumacinta y Grijalva y en los cañones de Veracruz hacia el occidente del Golfo de México (CNH, 2015)

En condiciones de mayor batimetría se acumularon sedimentos limo-arcillosos depositados en facies de cuenca hemipelágica, intercalados en los intervalos arenosos (Formación Midway y miembro “BigShale”) (CNH, 2015).

Sobre las turbiditas se acumuló la secuencia denominada “Big Shale”, compuesta de intercalaciones de limolitas y lutitas originadas en ambientes de cuenca, que constituyeron una roca sello para los depósitos del Grupo Wilcox (CNH, 2015), (Figura 2.21).

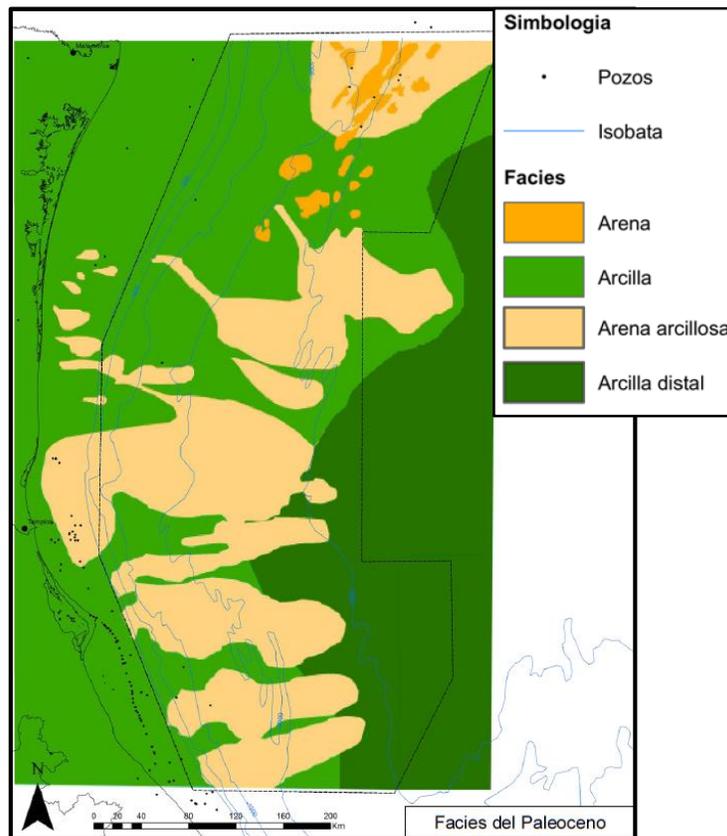


Figura 2.21. Representación regional de las facies que se originaron en el Paleoceno-Eoceno Inferior. Observe las grandes extensiones de facies areno-arcillosas que cubren buena parte de la cuenca (Tomada de CNH, 2015).

Durante el Eoceno inferior se mantuvieron condiciones similares al Paleoceno, cuando se depositaron los cuerpos de arenas Whopper. Sin embargo, para este periodo de tiempo, estas facies mostraron mayor contenido de arcillas que se explica por la ocurrencia de un periodo alto del nivel del mar.

En el Eoceno medio se origina la unidad sello más importante de la zona, formada por lutitas e intercalaciones de limolitas de bajas permeabilidades que se caracterizan por presentar altas presiones capilares y estar distribuidas homogéneamente en la mayor parte de la zona.

Para el Eoceno superior se presentan facies de limolitas y lutitas con intervalos de areniscas en forma de lóbulos y capas turbidíticas que constituyen, junto con los depósitos del Eoceno Medio, parte de la unidad sello. Posteriormente, en la parte norte, se generaron minicuevas debido a la intensa deformación causada por la deformación tectónica salina, cuyo efecto determinó la distribución de los sedimentos al lugar (Figura 2.22).

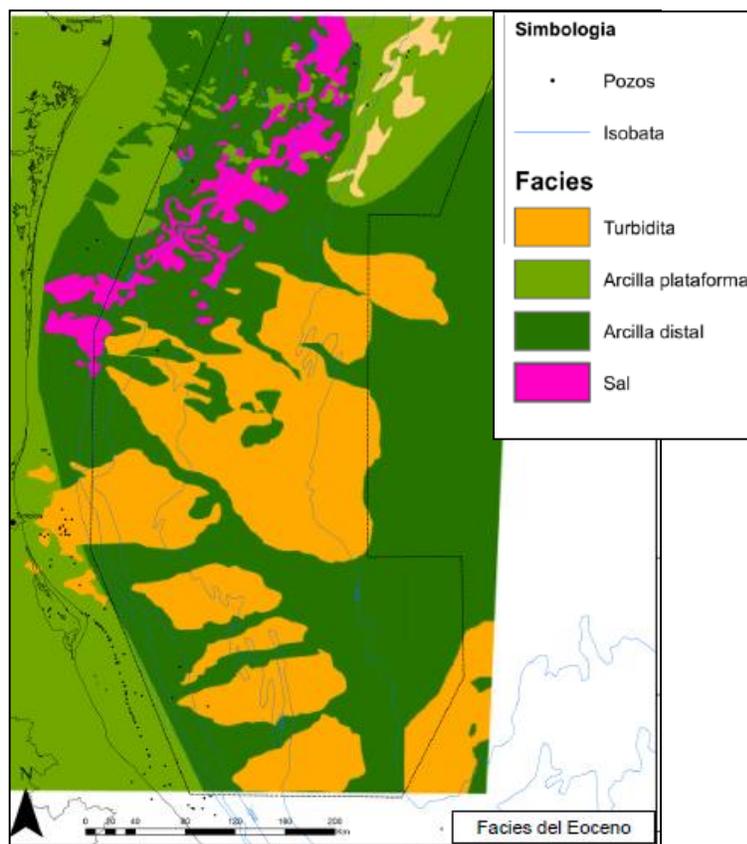


Figura 2.22. Representación regional de las facies sedimentarias que predominaron directo en el Eoceno (Tomada de CNH, 2015).

En el Oligoceno inferior se generaron intercalaciones de arenas de grano fino junto con limos predominantes a facies de lóbulos turbidíticos distales, confinados en una matriz arcillosa; también hay presencia de canales meandriformes. Los sedimentos depositados en el talud y la cuenca provinieron del oeste de la zona, generados en un ambiente batial a nerítico, como se aprecia en la figura 2.23. Los

depósitos arenosos derivados del noroeste son volumétricamente menores que los depósitos provenientes del oeste (CNH, 2015).

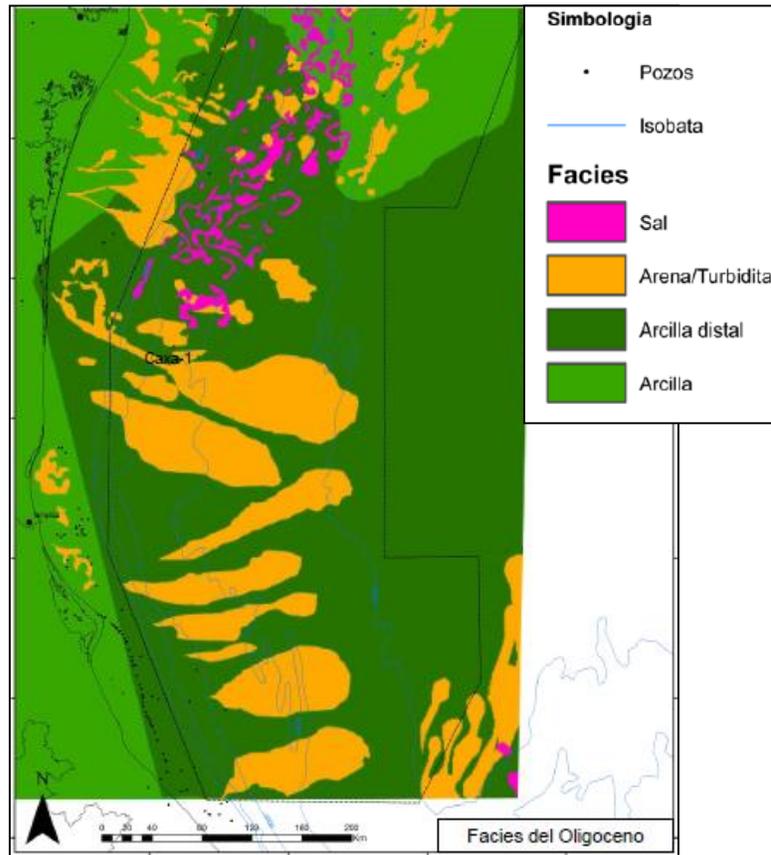


Figura 2.23. Representación regional de las facies sedimentarias que predominaron en el Oligoceno (Tomada de CNH, 2015).

La paleotopografía del fondo oceánico se modificó por el emplazamiento de la sal alóctona, que produjo la separación de los depósitos con procedencia del oeste y los de procedencia del noroeste. En el Oligoceno superior se acumularon secuencias arcillosas que constituyen a la roca sello que cubren a los intervalos arenosos más antiguos (CNH, 2015).

La sedimentación en el Mioceno correspondió a ambientes que cambian de batiales a neríticos con sedimentos terrígenos provenientes del occidente, los que aportaron grandes volúmenes de sedimentos arenosos, limo-arcillosos depositados en la plataforma, en el talud y en la cuenca. Hacia el área de minicuenas predominan intercalaciones de arenas finas y lutitas, principalmente de facies de lóbulos turbidíticos (CNH, 2015).

En la parte noroeste se modificó el relieve del piso oceánico y disminuyó el aporte de terrígenos debido a la movilización de la sal que originó diferentes estructuras salinas y que influyó en el proceso de sedimentación (Figura 2.24).

El conjunto de las secuencias sedimentarias del Cretácico y Paleógeno que tienen un potente espesor incrementó la actividad de la tectónica salina y arcillosa en la porción de minicuenas, lo que dio lugar a la creación de paleotopografías negativas que corresponden a diversas cuencas interdiapíricas por el desalojo de sal o de arcilla (CNH, 2015).

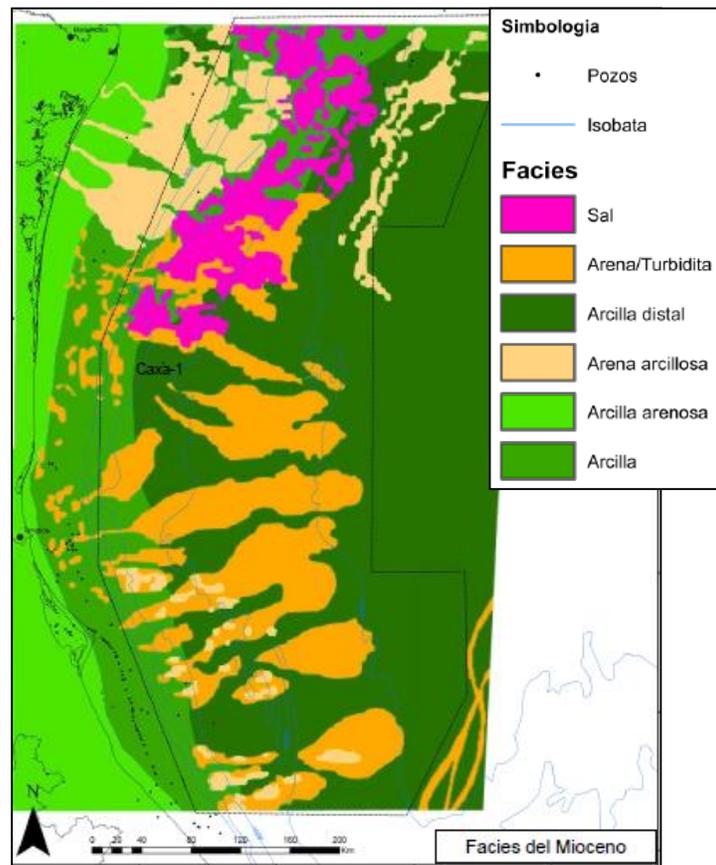


Figura 2.24. Representación esquemática de las principales facies de terrígenos que predominaron en el Mioceno-Plioceno (Tomada de CNH, 2015).

2.4.2 Estratigrafía de la parte sur del Golfo de México Profundo

La cuenca Salina del Istmo es una región geográfica que incluye zonas en aguas profundas, someras y continentales, en donde ocurrieron diferentes procesos que se relacionan con el origen y evolución del Golfo de México. En el Jurásico medio, cuando inicio la apertura de la cuenca, ocurrieron grandes depósitos de sal principalmente durante el Calloviano, en una gran cuenca sin rift de miles de kilómetros cuadrados, que hoy se encuentra dividida en dos partes, una al norte y

otra al sur separadas por una franja donde no hay secuencias salinas; tal división sugiere que tuvo que existir en esa parte del paleo-golfo de México una zona más alta y estrecha asociada con la presencia de una cresta de generación de corteza oceánica que contribuyó al movimiento del bloque de Yucatán.

Los depósitos sedimentarios que se acumularon en el Oxfordiano se asocian mayoritariamente a ambientes de transición, por lo que se tiene una llanura costera, con desarrollo de dunas en la parte oriental, pasando a ambientes de llanura interna y media hacia el oeste. En el Oxfordiano superior además del ambiente mixto se desarrolla rampa media-externa donde ocurrió el depósito de bancos de oolitas formando franjas paralelas a la costa (CNH, 2015).

Los sedimentos que se acumularon en el Oxfordiano son variados, desde arenas de playa, de dunas, terrígenos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica (CNH, 2015).

En el Kimmeridgiano continúa el ambiente marino de rampa interna y media, por lo que los modelos geológicos que se han realizado, interpretan el desarrollo de bancos oolíticos (Figura 2.25).

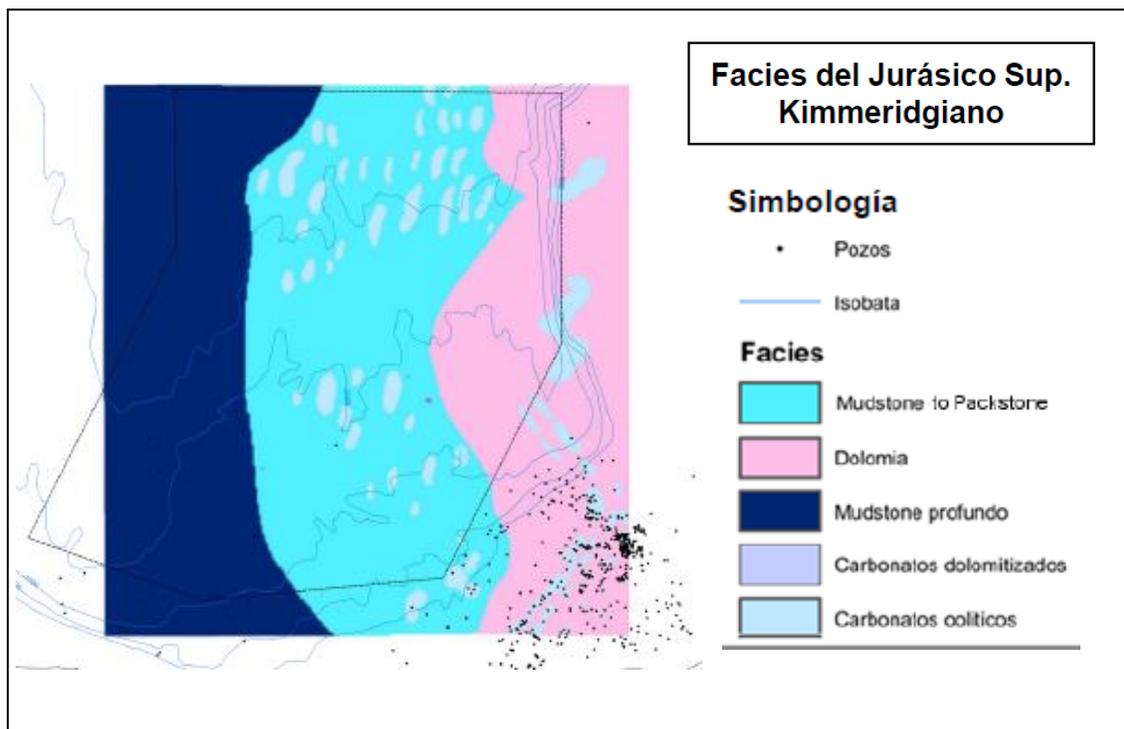


Figura 2.25. Representación regional de las principales Facies del Jurásico superior Kimmeridgiano (Tomada de CNH, 2015).

Durante el Tithoniano, ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico superior registrado mundialmente. Durante este periodo se depositó una mezcla de terrígenos finos y carbonatos laminados, sin bioturbación, ricos en materia orgánica (CNH, 2015).

Para el Cretácico hubo un desarrollo de cuenca abierta debido al cambio a una margen pasiva, en la que se depositaron carbonatos arcillosos con intercalaciones de flujos de escombros, facies de lentes halocinéticas (movimientos de sal), depositados como brechas calcáreas compuestas de fragmentos de rocas carbonatadas removidos del borde de plataforma y de los anticlinales formados por domos salinos y depositados en los flancos de los anticlinales en ambientes de cuenca; los lechos calcáreos de mayor volumen se formaron por flujos turbidíticos de fragmentos de carbonatos provenientes principalmente de la Plataforma de Yucatán (CNH, 2015).

En la porción oriental del sector predominan facies de brechas dolomitizadas de talud y pie de talud, cuyo depósito se relaciona a una desestabilización tectónica que originó flujos de escombros en el talud de la Plataforma de Yucatán, originando esos depósitos de turbiditas calcáreas en la Sonda de Campeche (CNH, 2015), (Figura 2.26).

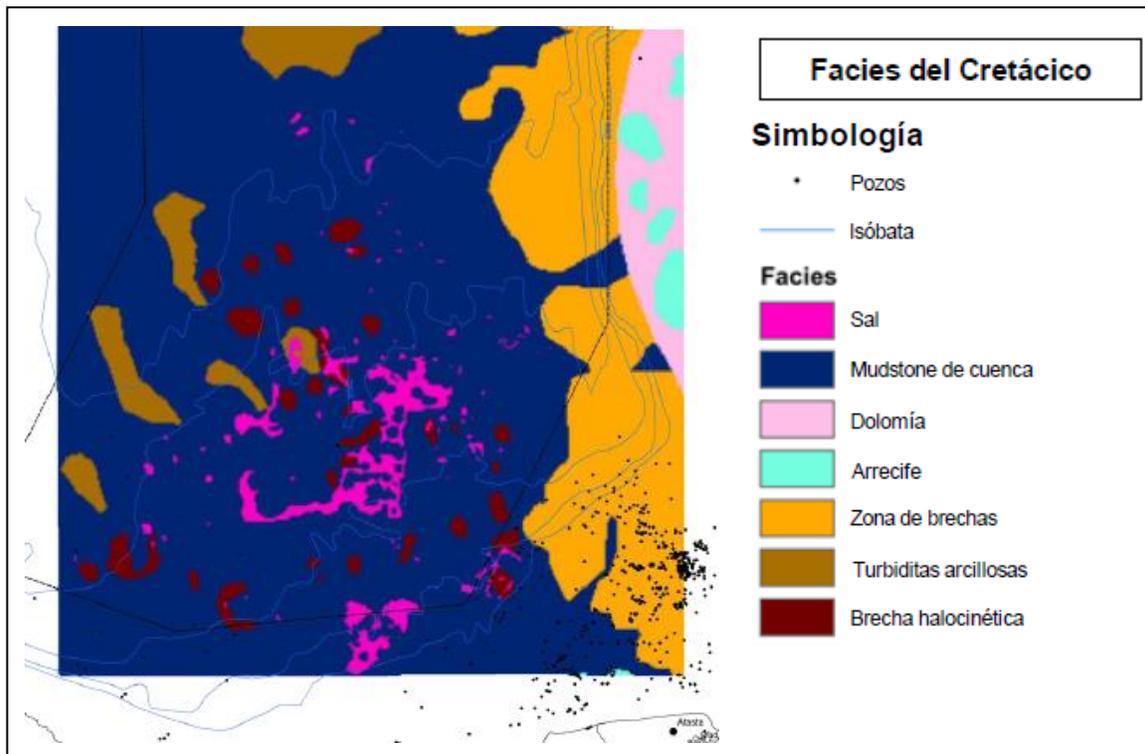


Figura 2.26. Representación regional de las principales facies sedimentarias del Cretácico (Tomada de CNH, 2015).

El Paleoceno está representado por un ambiente batial, en el que ocurrieron gruesos depósitos de arcillas con intercalaciones de algunos canales arenosos. Las fuentes de aporte de estos sedimentos provienen desde las zonas levantadas ubicadas al suroeste del área (CNH, 2015).

Se interpreta que de manera local también ocurrió removilización de detritos correspondientes a aportes por flujo gravitacional de fragmentos de carbonatos desde la Plataforma de Yucatán, por lo que se tiene la presencia de algunas intercalaciones de brechas calcáreas al noreste del área (Figura 2.27).

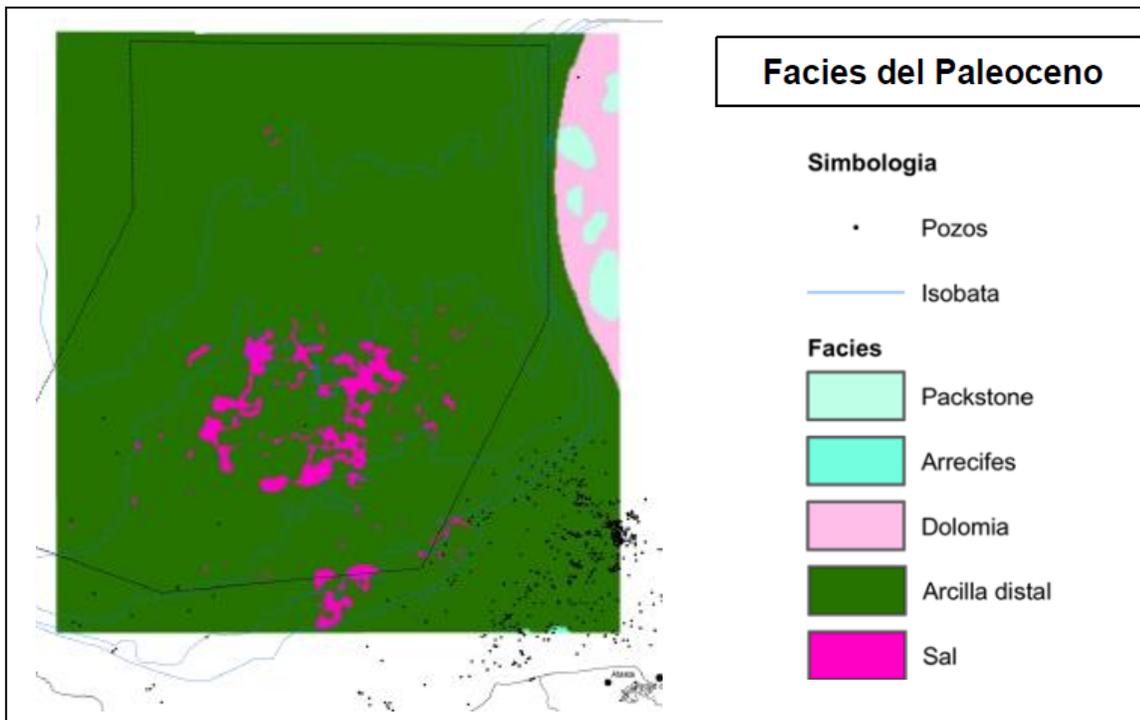


Figura 2.27. Representación regional de las facies sedimentarias del Paleoceno (Tomada de CNH, 2015).

En el Eoceno inferior y medio predomina un ambiente batial, dominado por la acumulación de arcillas, que corresponden a las facies distales de turbiditas siliciclásticas cuyos componentes provinieron principalmente del sur/suroeste. En el norte del área también ocurren depósitos turbidíticos que culminan en forma de enormes lóbulos de abanicos amalgamados y canalizados. También se tienen algunos complejos de abanicos y canales con influencia carbonatada hacia el oriente del área, cuyo origen se debe a la erosión de la plataforma de Yucatán, desarrollados como facies de talud (CNH, 2015).

En el Eoceno superior continúa el predominio de ambiente batial por lo que continua la presencia de sistemas turbidíticos; el lado oriental presenta complejos de abanicos de areniscas con sistemas de canales proximales y distales amalgamados, los que cambian a sistemas de canales y abanicos confinados hacia la parte central del área. La porción oriental se caracteriza por presentar sistemas de complejos canales y abanicos carbonatados con flujos de lodos asociados (CNH, 2015), (Figura 2.28).

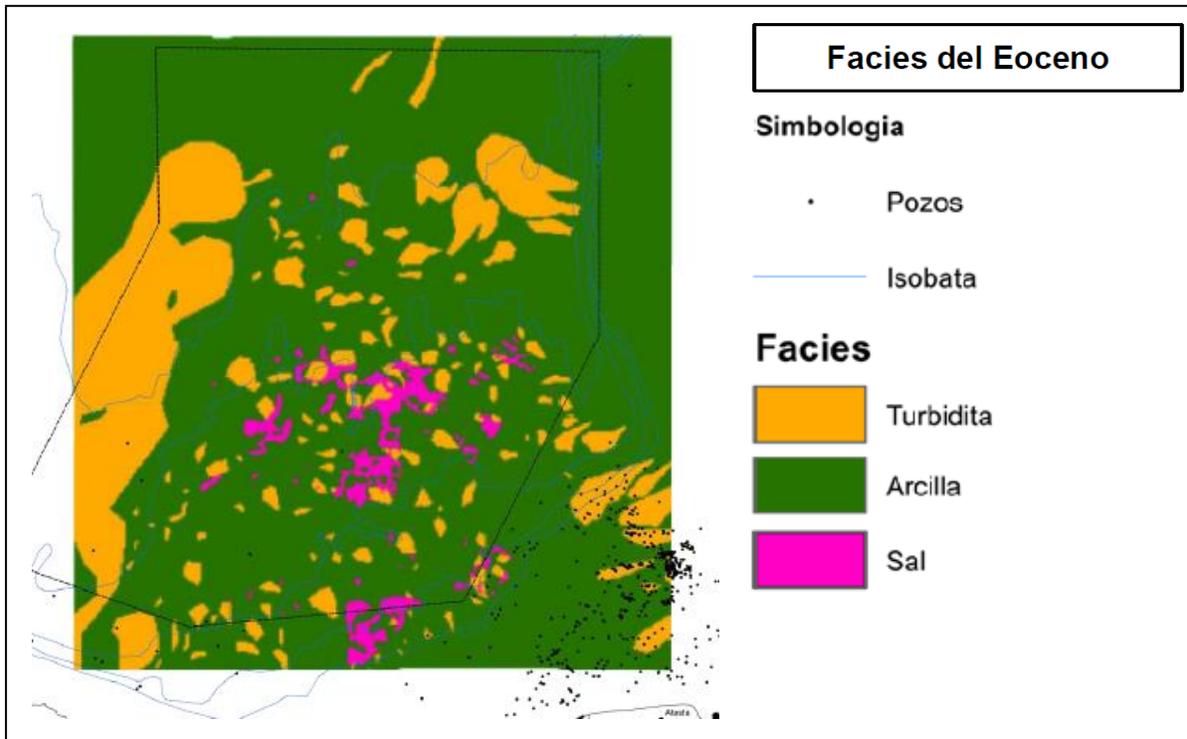


Figura 2.28. Representación regional de las principales facies sedimentarias del Eoceno (Tomada de CNH, 2015).

Durante el Oligoceno en la zona de talud y aguas profundas continua el depósito de facies de turbiditas en canales amalgamados y zonas de desbordes de canal cuyo dominio procedía desde principios del Eoceno, con sus correspondientes abanicos submarinos. En la parte norte predominan los abanicos de piso de cuenca con una mínima influencia de la tectónica salina que modificó el relieve del fondo marino de ese tiempo.

En la parte más profunda de la cuenca se tiene la presencia de gruesos depósitos de arcillas y hacia la parte oriental, cercana a la plataforma de Yucatán, se tiene el predominio de depósitos calcáreos (Figura 2.29).

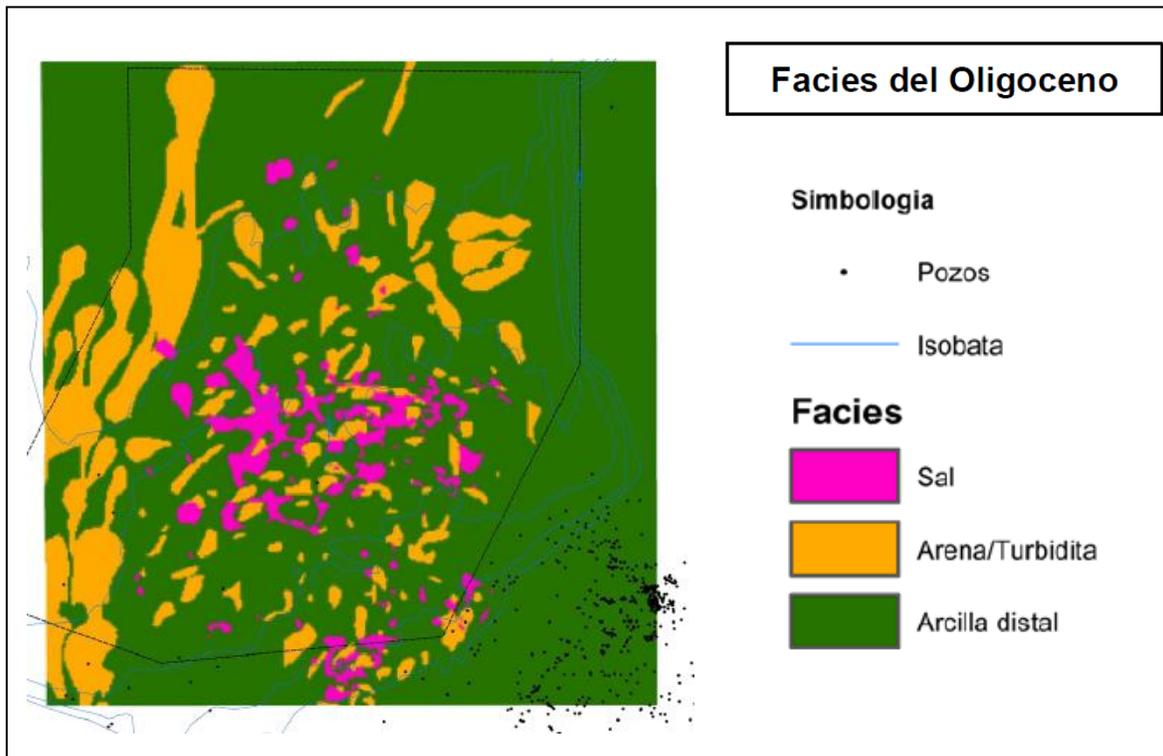


Figura 2.29. Representación regional de las principales facies sedimentarias del Oligoceno (Tomada de CNH, 2015).

Para el Mioceno, el desarrollo de ambientes profundos fue afectado por los movimientos y emplazamientos de la sal por lo que cambió el relieve del fondo marino como consecuencia la distribución y acumulación de sedimentos terrígenos por encima de las capas salinas.

Debido a que se tenía un relieve del fondo marino irregular, la sedimentación es distinta en espacios próximos. Hacia la parte sur y sureste predominó el depósito en canales, abanicos y lóbulos que se acumularon en las minicuevas formadas por los movimientos de las masas de sal que constituyeron domos y diapiros salinos. Asimismo, las fuentes de aporte provenientes del occidente ocasionaron depósitos de terrígenos de manera más directa al interior del área (Figura 2.30).

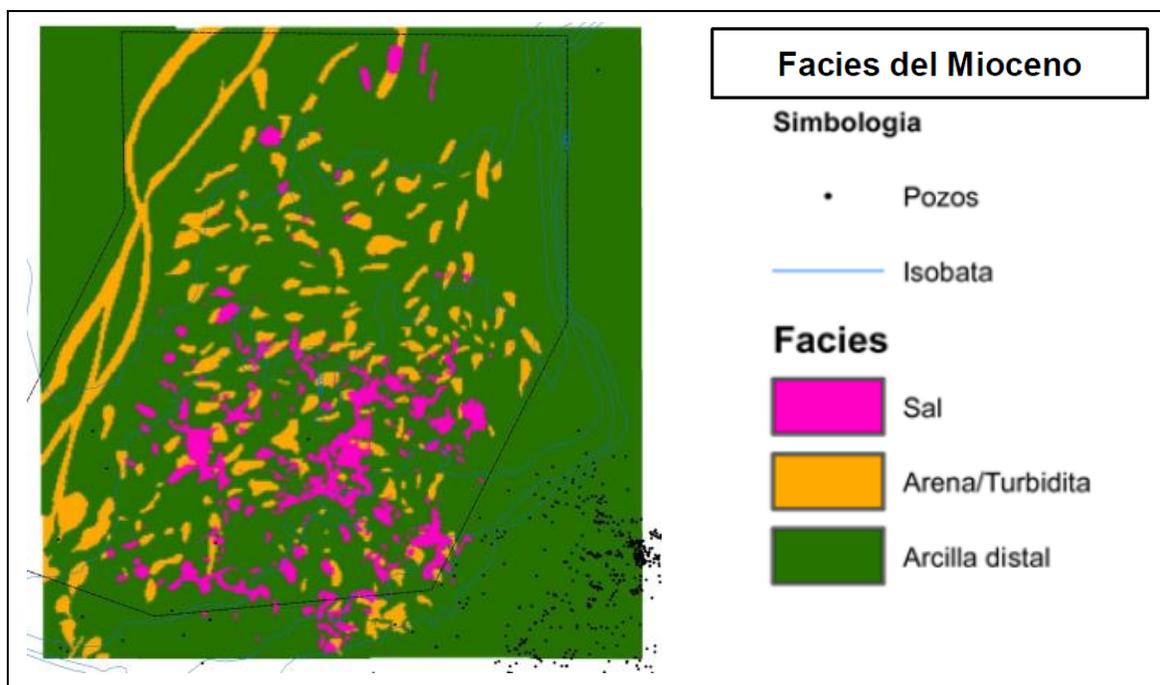


Figura 2.30. Representación regional de las principales facies sedimentarias del Mioceno (Tomada de CNH, 2015).

CAPÍTULO III. SISTEMA PETROLERO

Un sistema petrolero se define como los elementos y procesos que tienen que estar presentes para que ocurra la formación y conservación de un yacimiento de aceite y/o gas en la parte más externa de la corteza terrestre en una cuenca sedimentaria.

Para hacer las distribuciones de los Sistemas Petroleros de México se han considerado sus elementos, los procesos, extensión geográfica y extensión temporal (Figura 3.1), por lo que PEMEX propone que en México se tienen 16 sistemas petroleros, ocho conocidos, siete hipotéticos y uno especulativo (PEMEX, 2010), (Tabla 3.1).

Un Sistema Petrolero Conocido, es aquel que presenta una correlación positiva aceite-roca generadora o gas-roca generadora (!).

Sistema Petrolero Hipotético, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo roca generadora y que solo está soportado por evidencias geoquímicas (-).

Sistema Petrolero Especulativo, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora, ni evidencias geoquímicas y sólo se postula por evidencias geológicas o geofísicas (?), (PEMEX, 2010).

Sistemas Petroleros
1.- Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio (!)
2.- Oxfordiano-Oxfordiano (!)
3.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)
4.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico (-)
5.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (-)
6.- Cretácico Medio-Cretácico Medio-Superior (!)
7.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (?)
8.- Turoniano -Turoniano (!)
9.- Turoniano -Turoniano (-)
10.- Aptiano-Albiano (-)
11.- Cretácico Superior-Cretácico Superior (-)
12.- Aptiano-Aptiano (-)
13.- Paleógeno-Paleógeno (!)
14.- Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)
15.- Mioceno- Mioceno medio-superior -Plioceno (-)
16.- Mioceno superior-Mioceno superior-Plioceno (!)

Tabla 3.1. Tabla de Sistemas Petroleros de México (Tomada de PEMEX, 2010).

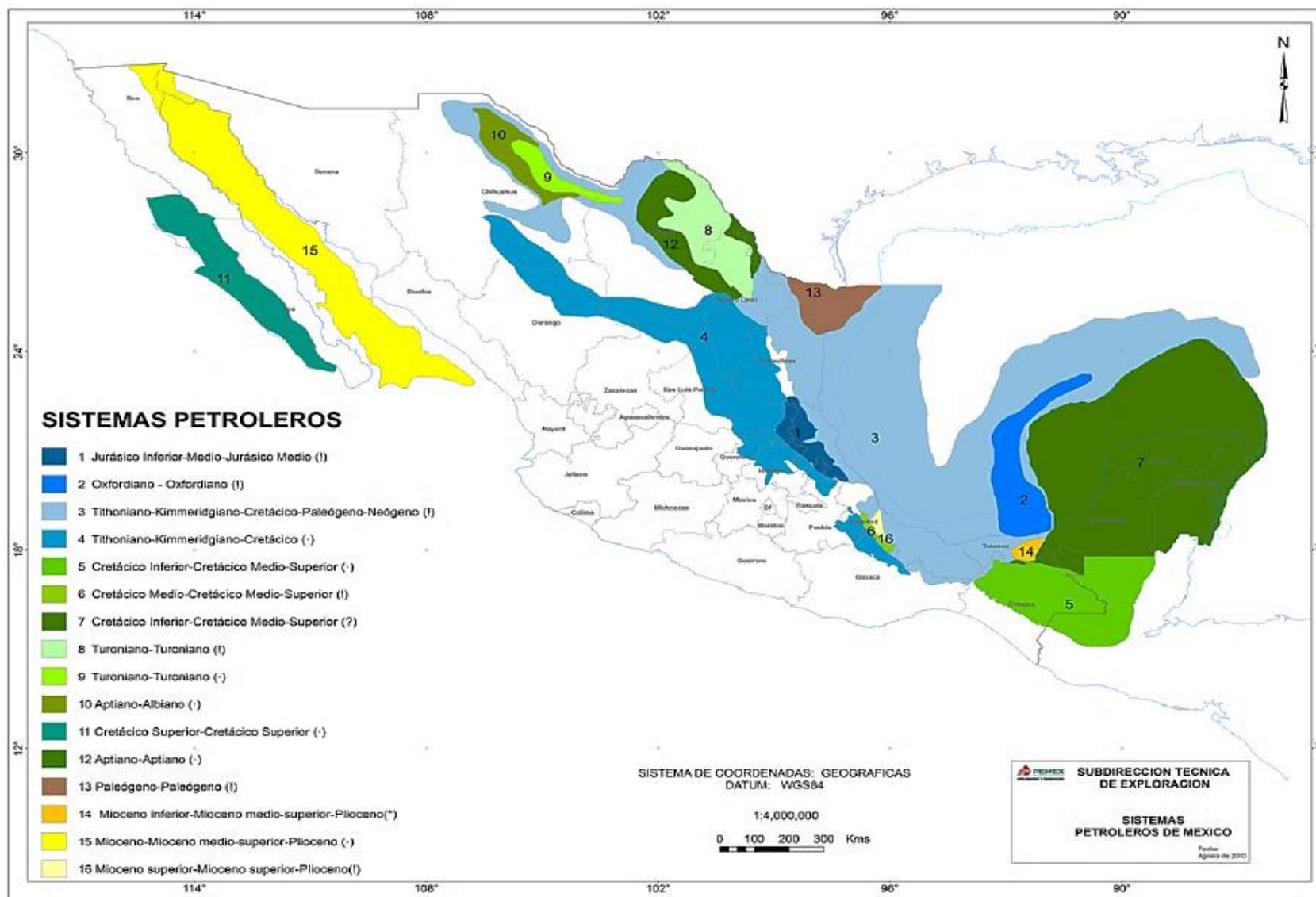


Figura 3.1. Sistemas Petroleros de México (Tomada de PEMEX, 2010).

De los Sistemas Petroleros mencionados anteriormente, en la tabla 3.1, solo se tratará lo referente al Sistema Petrolero de la parte de Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo. Como se puede ver en la figura 3.1, los sistemas petroleros que corresponden a estas áreas son: Oxfordiano-Oxfordiano y Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno, los cuales son sistemas conocidos.

Sistema Petrolero Oxfordiano-Oxfordiano (!).

Las rocas generadoras están conformadas por lutitas calcáreas de ambiente de rampa externa, con materia orgánica de tipo amorfo, principalmente sapropélica y herbácea, que se interpreta como las responsables de generar aceites ligeros y pesados, cuya calidad dependerá de la temperatura y de la presión de sobrecarga, debido a que la secuencia generadora se ubica a diferente profundidad. Los hidrocarburos una vez ocurrida su migración, se encontrarán en los poros de una roca almacenadora, la cual en este sistema está compuesta de areniscas, que se depositaron en un ambiente eólico y costero, en la parte inferior del Oxfordiano. La roca sello está compuesta por una secuencia de anhidrita del mismo Oxfordiano. Las trampas son bloques rotados, conformando trampas estructurales con cierres contra falla. La generación y migración de hidrocarburos ocurrió desde el Mioceno al Reciente (PEMEX, 2010).

Sistema Petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)

La roca generadora corresponde a lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano, cuyo depósito ocurrió en una rampa externa de cuenca, caracterizándose por contener materia orgánica ligno-húmica y amorfa-sapropélica. Estas rocas son precursoras de aceites extra pesados hasta gas seco de acuerdo a la evolución geológica de la zona en la que se encuentra. Las principales rocas almacenadoras consisten de rocas carbonatadas mesozoicas y siliciclásticas cenozoicas. Los sellos regionales corresponden a calizas arcillosas, lutitas y de manera local evaporitas que sobreyacen a las principales rocas almacenadoras. Adicionalmente se tienen sellos intraformacionales arcillosos principalmente en el Cenozoico. Los yacimientos se encuentran en trampas principalmente estructurales y combinadas de diversos tipos y orígenes. El tiempo de generación y migración abarca desde el Paleógeno hasta el Reciente (PEMEX, 2010).

3.1 Cuenca Salina del Istmo

3.1.1 Roca Generadora

En el subsuelo de la Cuenca Salina del Istmo en aguas profundas se interpreta la existencia de cuatro tipos de roca generadora (Figura 3.2), dentro de las cuales las rocas generadoras del Tithoniano son las de mayor distribución, mientras en menor cantidad se observan las del Oxfordiano; ambos tipos de roca se depositaron en un ambiente marino somero, el primero de tipo carbonatado y el segundo en condiciones hipersalinas no carbonatadas. Estas dos secuencias estratigráficas se consideran como las principales rocas generadoras.

En la figura 3.3, tomada de la CNH, 2015 se observa la distribución de las diferentes rocas generadoras en México, Estados Unidos y Cuba tanto en la parte terrestre como marina. Se identifican 6 tipos de rocas generadoras, observando con una mayor distribución a las rocas del Oxfordiano y Tithoniano, y con una menor distribución a los 4 tipos de rocas restantes. El ambiente de depósito de estas rocas generadoras es marino, variando la salinidad del depósito de cada una de estas rocas.

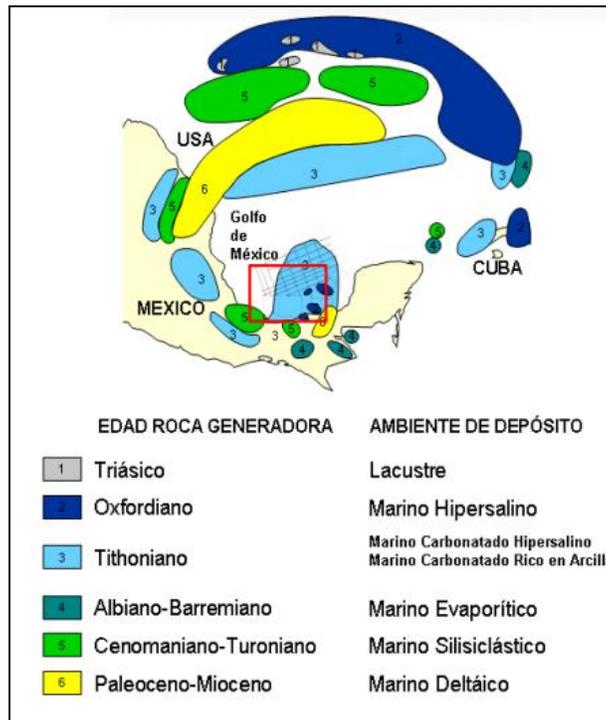


Figura 3.2. Rocas Generadoras de la cuenca Salina del Istmo (Tomada de CNH, 2015).

Las otras dos secuencias de rocas generadoras son del Albiano-Cenomaniano y del Mioceno inferior, cada unidad tiene diferente calidad y cantidad de materia orgánica; además de que se encuentran a diferente profundidad (Figura 3.3).

En la figura 3.3 tomada de la CNH, 2015, se tienen análisis geoquímicos de pozos de horizontes donde se obtuvieron muestras a las que se les hicieron pruebas de pirólisis para conocer el contenido orgánico total (COT o TOC) y el Índice de Hidrógeno (HI) de la roca generadora, con estos datos se puede conocer el tipo de kerógeno presente en cada tipo de roca generadora, y la calidad y cantidad de materia orgánica presente.

En este caso se puede observar que el Índice de Hidrógeno de las rocas varía dependiendo del tiempo de depósito, lo que nos indica que no presentan el mismo tipo de kerógeno, por lo que la calidad variará dependiendo de este.

Haciendo una correlación de los análisis geoquímicos de los horizontes y el diagrama de Van Krevelen, se tiene que el tipo de kerógeno depositado en el Tithoniano, Oxfordiano y Cretácico es del tipo I, por lo que la roca generadora de estas edades produciría principalmente hidrocarburos líquidos, mientras que la roca generadora del Mioceno presenta kerógeno tipo II, y podría producir gas o aceite.

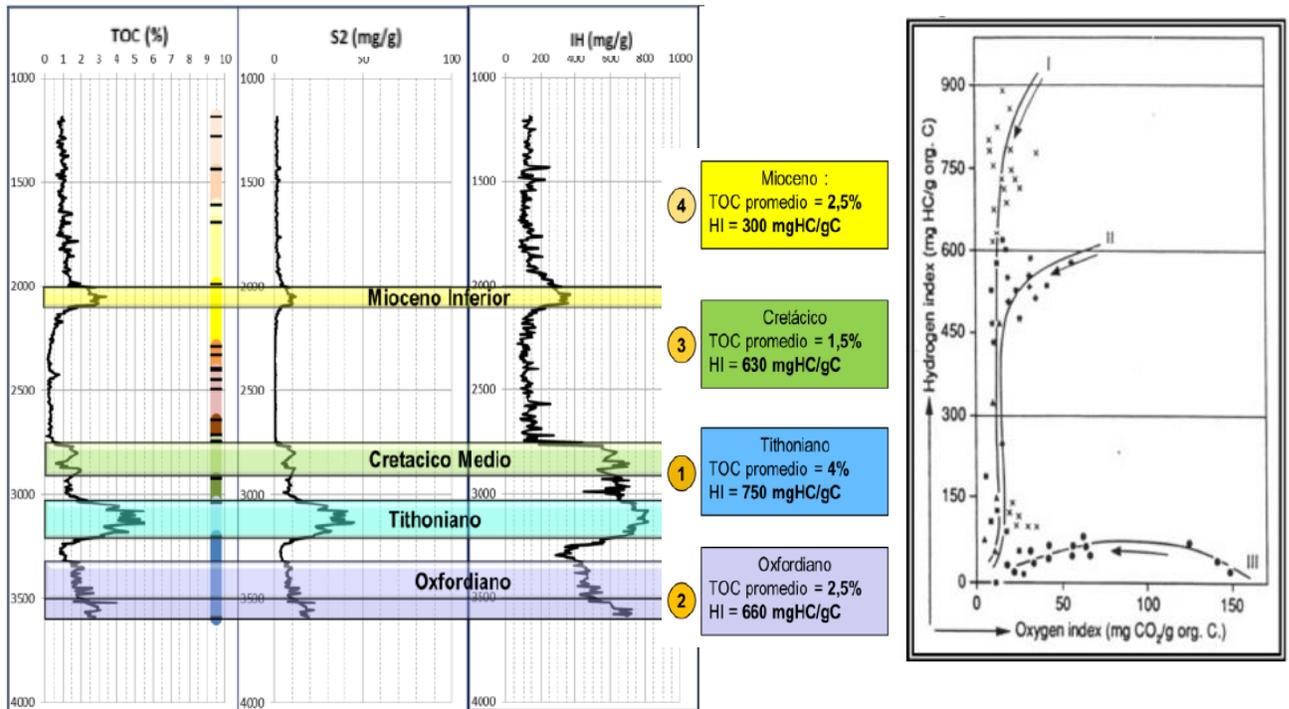


Figura 3.3. Principales rocas Generadoras de la Cuenca Salina del Istmo (Tomada de CNH, 2015).

Roca Generadora del Oxfordiano.

El subsistema generador del Oxfordiano podría ser considerado como secundario, con un potencial máximo estimado de 3 T/m².

Está compuesto de calizas arcillosas y lutitas calcáreas, depositadas en un ambiente marino de baja energía.

La secuencia presenta espesores de 20 a 200 metros, el contenido orgánico total es de ~ 3% y la materia orgánica es del Tipo II (IH ~ 500-700).

Se considera que el sistema petrolero del Oxfordiano es un sistema cerrado, ya que las acumulaciones dentro de los intervalos arenosos de la base del Oxfordiano inferior provienen únicamente de la expulsión de hidrocarburos de la roca generadora Oxfordiana, y probablemente no migran hacia los niveles del Kimmeridgiano o del Cretácico (CNH, 2015).

Roca Generadora del Tithoniano.

Las rocas arcillosas y calcáreo-arcilloas constituyen la principal secuencia generadora de hidrocarburos de las Cuencas Mesozoicas del Sureste y muy probablemente de Aguas Profundas Sector Sur del Golfo de México. Se encuentran ampliamente distribuidas, variando su espesor entre 100-400 m; su potencial máximo estimado es de 3 a 4 T/m².

El espesor varía de 20 a 200 metros, con una riqueza orgánica de ~ 4%. La materia orgánica presente es del Tipo II a II S Tipo II (IH ~500-700), de origen marino acumulado en las depresiones formadas por el rift siendo la responsable de la generación y posterior acumulación de aceite ligero y mediano (análisis químico del aceite) (CNH, 2015).

Roca Generadora del Cretácico.

Se interpreta que se tienen niveles relativamente ricos en materia orgánica en el Cretácico inferior, sin embargo, no existen datos precisos sobre el potencial real. Su potencial máximo estimado es del orden de 2.5 T/m².

También se han recuperado muestras con valores de COT del orden de 1% (en algunas áreas, hasta 3-4%) dispersas en las arcillas del Mioceno/Plioceno, con materia orgánica tipo mixto (II/III), pero su contribución a las acumulaciones cenozoicas no está comprobada, ya que pueden estar en la fase diagenética y por lo tanto son inmaduras.

El espesor aproximado de las secuencias varía de 20 a 200 m, con una riqueza orgánica de ~ 2.5%, del Tipo II (IH ~500-600), (CNH, 2015).

3.1.2 Roca Almacenadora

Las principales rocas almacenadoras son de diferentes edades y de diferentes facies, las más importantes son las del Jurásico Superior, Cretácico, Eoceno, Oligoceno y Mioceno.

Se interpreta que las más importantes son secuencias de carbonatos de cuenca fracturados; aunque localmente pueden encontrarse flujos de escombros y lentes brechoides halocinéticos. Hacia la porción oriental se interpretan depósitos de brechas calcáreas de pie del talud.

Para el Cenozoico es probable la existencia de areniscas en canales, lóbulos y zonas de desborde de los sistemas turbidíticos del Eoceno, Mioceno y Plioceno.

3.1.3 Roca Sello

Existen diferentes secuencias sedimentarias que constituyen buenas rocas sello, su posición depende de la edad en las que se encuentren; ciertas rocas generadoras pueden actuar como roca sello dependiendo de la sincronía en la que haya ocurrido el depósito. Un ejemplo claro de esto, es la roca generadora del Oxfordiano superior que actúa como sello superior para la roca almacén del Oxfordiano medio (Figura 3.4).

En la figura 3.4 tomada de PEMEX, 2010, se pueden observar los espesores de la roca sello, los mayores van de colores naranjas a rojizos y los de menores espesores son las tonalidades turquesas a azul marino, por lo que la roca sello del Oxfordiano presenta espesores aproximados de 100 m.

Podemos considerar que los mayores espesores que se observan en la imagen pueden ser de los cuerpos de sal presentes en la Cuenca Salina del Istmo, ya que la distribución que tienen no es homogénea, siendo de una mayor cantidad en la parte de la costa que van disminuyendo hacia el Golfo de México.

En general el espesor disminuye a medida que se va alejando de la costa, condición que se representa con una variación de la tonalidad, va disminuyendo hasta tener solo un color azul marino en mayor cantidad, lo que puede ser una menor cantidad de sal presente en esta zona de la Cuenca Salina del Istmo.

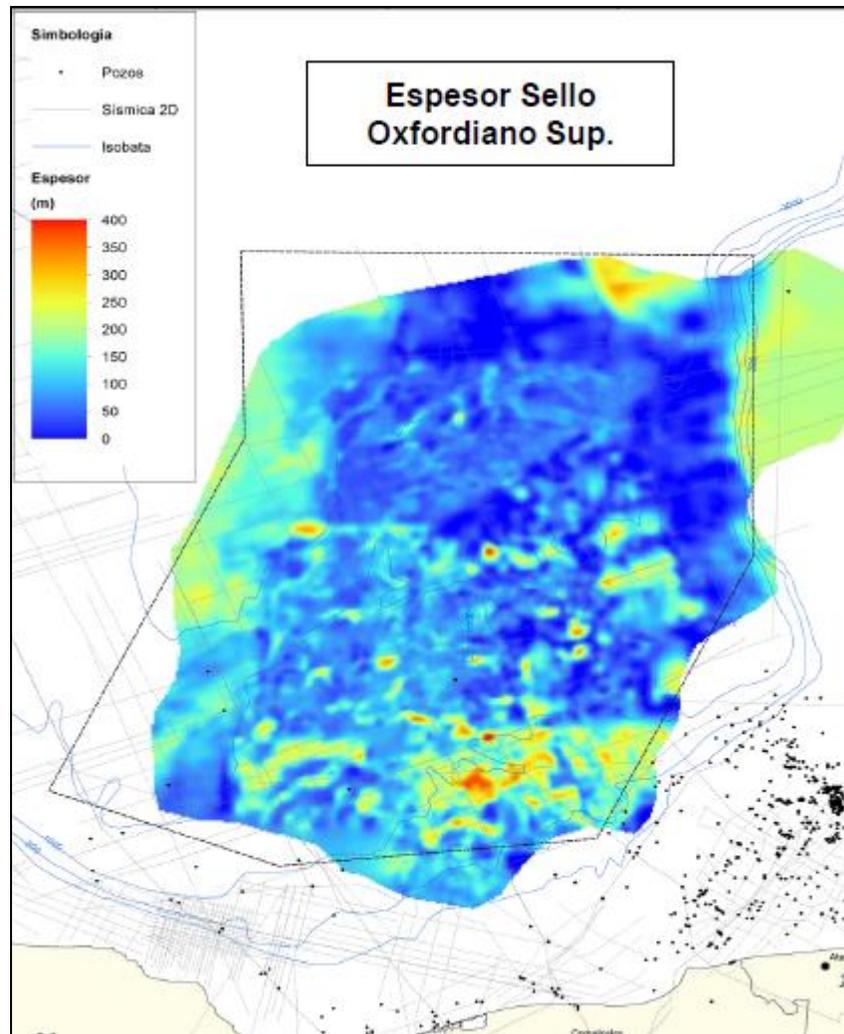


Figura 3.4. Espesor de la roca sello del Jurásico Superior-Oxfordiano Superior (Tomada de PEMEX, 2010).

La roca sello para el Jurásico superior Kimmeridgiano está conformado por rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano.

La cuenca Salina del Istmo, se caracteriza por presentar un gran nivel de secuencias arcillosas en el Paleoceno, por lo que funciona como un buen sello regional para las rocas almacenadoras del Cretácico. El sello superior de las rocas almacenadoras del Cenozoico es de menor espesor debido a la alternancia de areniscas y lutitas de los sistemas turbidíticos siliciclásticos. Estos sellos pueden ser interrumpidos por fallas de amplitud variable. En la parte superior de la columna estratigráfica (Plioceno superior y Pleistoceno), la calidad de los sellos es más dudosa, debido a su ubicación somera y sugerido por la presencia de emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino (CNH, 2015).

3.1.4 Trampa

Podemos encontrar dos tipos de trampas principales, las estructurales y las mixtas. El primer tipo de trampa está relacionada al movimiento de sal del Calloviano ya que los depósitos de sal son predominantes en esta zona. Algunos ejemplos del tipo de trampas son:

- Anticlinales directamente relacionados con la tectónica salina, con despegue en la sal.
- Anticlinales asociados a las fases compresivas cenozoicas con despegue en el nivel de la sal del Calloviano o en las arcillas del Paleógeno.

Sin embargo, no hay una distribución uniforme de los tipos de trampa, pues depende de las condiciones geológicas locales que se presentaron (CNH, 2015).

La Cuenca Salina del Istmo se divide en dos segmentos, la Cuenca Salina Norte y la Cuenca Salina Sur, las cuales presentan diferentes trampas, con diferentes estilos estructurales, las cuales se pueden ver en la figura 3.5 y 3.6 tomadas de la CNH, 2015.

En la Cuenca Salina Norte existen trampas estructurales, con menor nivel de deformación que en la parte sur, producto de la tectónica salina y sistemas estructurales ligados como son: anticlinales fallados, pliegues subsalinos, cabalgamientos, bloques rotados, entre otras estructuras (Figura 3.5).

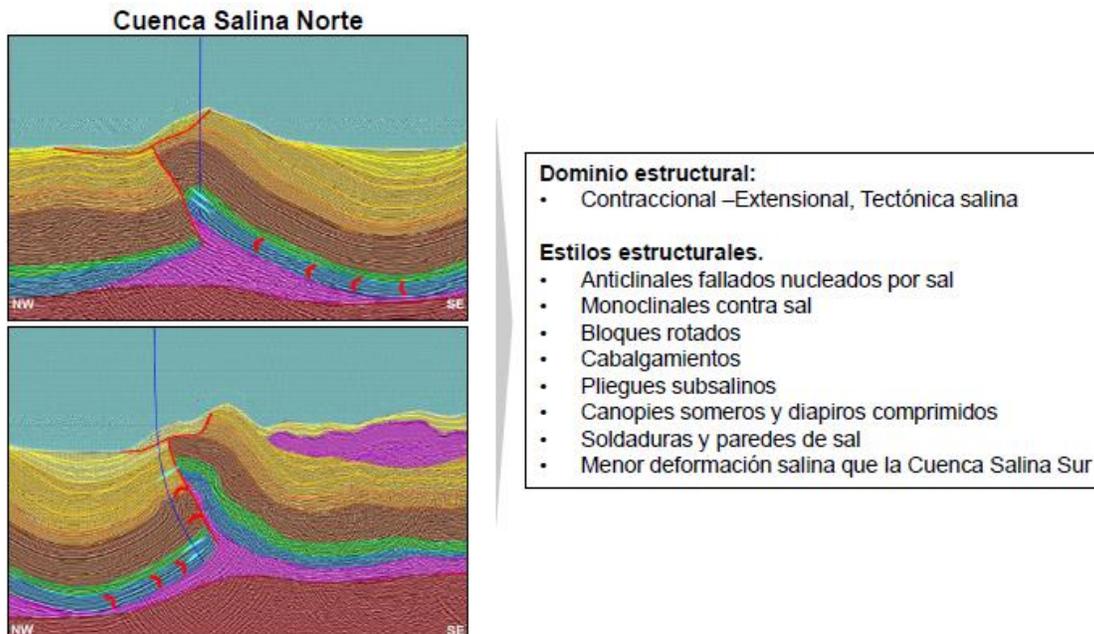


Figura 3.5. Ejemplos de estructuras Geológicas presentes en la cuenca Salina del Istmo Norte (Tomada de CNH, 2015).

La Cuenca Salina Sur, presenta una mayor deformación, por lo que en esta parte se encuentran estructuras como canopies y diapiros producto de la sal alóctona, anticlinales fallados por la tectónica salina, pliegues y cabalgaduras (Figura 3.6).

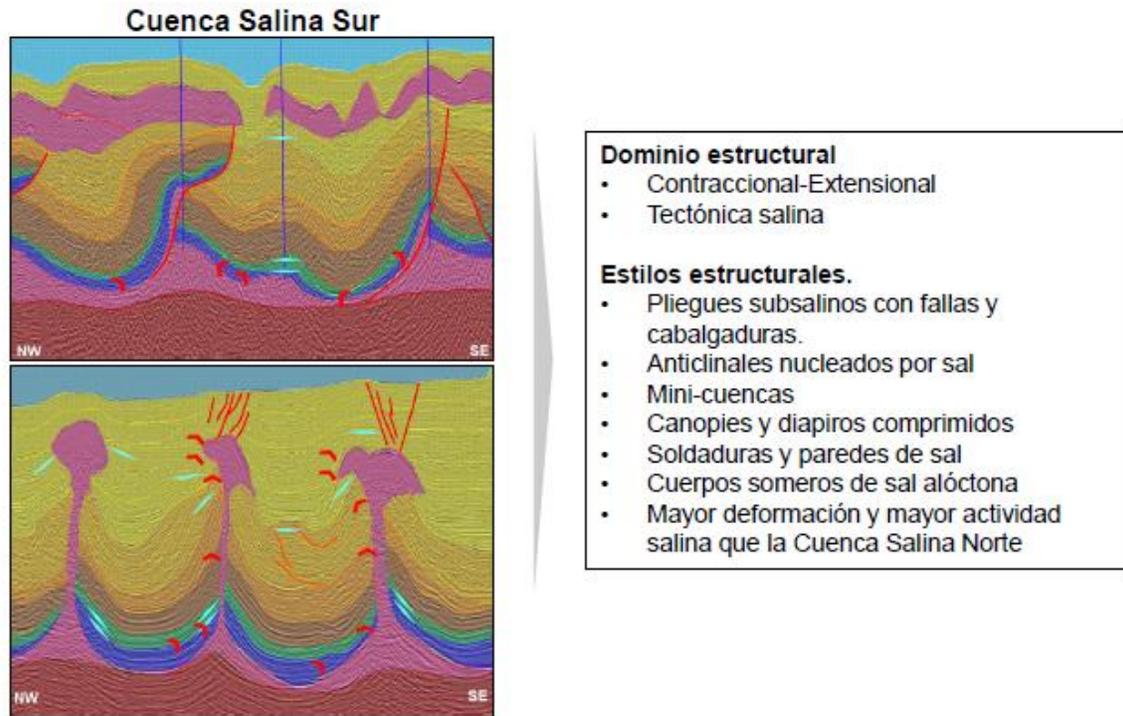


Figura 3.6. Ejemplos de estructuras Geológicas presentes en la cuenca Salina del Istmo Sur (Tomada de CNH, 2015).

3.1.5 Migración

La migración en esta zona está controlada por las estructuras, además de que cuando la roca generadora sobreyace directamente a la roca almacén provoca que la presión de sobrecarga haga migrar a los hidrocarburos a la roca almacenadora, por lo que en esta zona el tipo de migración que existe es vertical por descenso.

Se interpreta que también ocurrió migración vertical ascendente por medio de fallas y lateralmente a través de las capas del Cretácico después de haber sido expulsados. Los hidrocarburos son entrampados en anticlinales o en niveles de drenes con terminaciones tipo “pinch-out”. La eficiencia de migración generalmente es mejor que para las trampas del Cenozoico (Figura 3.7).

Modelo de Migración y carga de HC

1. Expulsión de HC del Tithoniano y Cretácico (Migración Primaria)
2. Migración lateral en rocas del Cretácico hasta la cima de las estructuras
3. Fuga en el Paleoceno cuando se desarrolló una columna importante y la densidad de los fluidos lo permitió : mínimo 40% de gas => RGA > 300 m³/m³, API < 35/40 eq. VRo > 1,1%

Notas

- Debido a que la permeabilidad en las rocas del Cretácico es baja, la velocidad de migración es lenta.
- El sistema de migración en el Terciario indica que es más favorable una acumulación de aceites extra ligeros/condensados/gas.

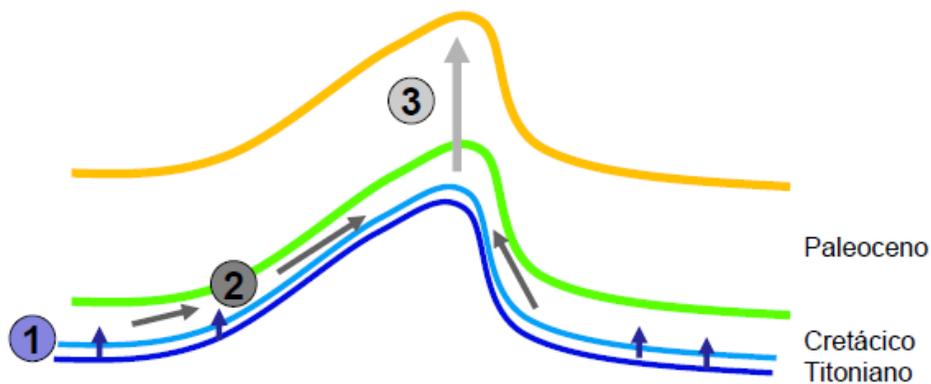
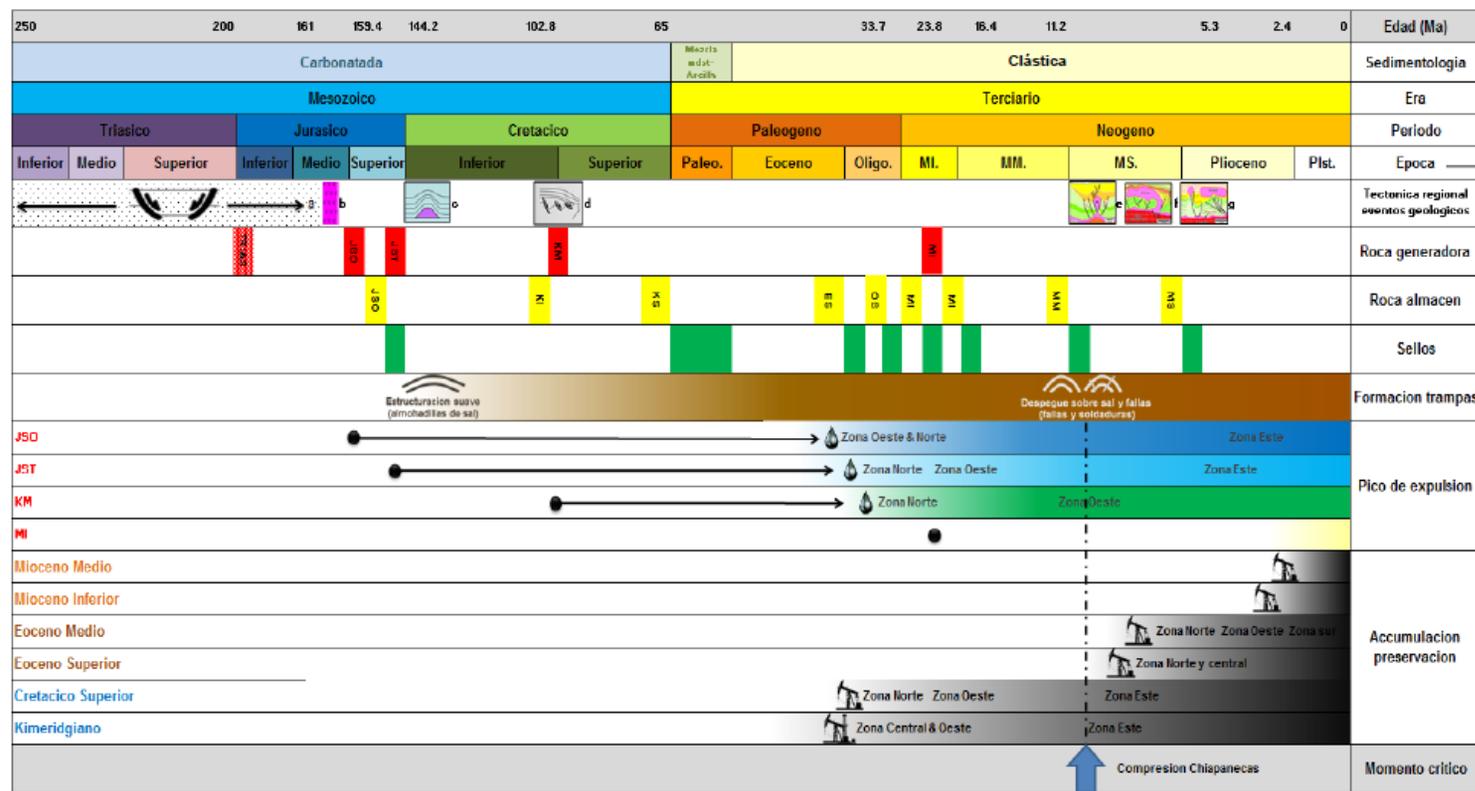


Figura 3.7. Modelo de Migración de los hidrocarburos (Tomada de CNH, 2015).

3.1.6 Sincronía.

Una de las partes más importantes del sistema petrolero es la sincronía, ya que sin ésta la formación de yacimientos susceptibles de explotarse con rendimiento económico no ocurriría. En la figura 3.8 se muestra la relación espacio-temporal del depósito de las rocas generadora, almacenadora y sello, así como la formación de las trampas y el periodo de la expulsión del hidrocarburo de la roca. En la tabla se muestra que la roca generadora con un mayor depósito ocurrió en el Jurásico superior, es por esto que se consideran las principales rocas generadoras, por otra parte, en menor cantidad de depósito están las rocas generadoras del Cretácico y Mioceno. Por otra parte, se observan la gran variedad de rocas almacén y rocas sello depositadas en diferente tiempo geológico.



Tectónica regional - eventos geológicos

- a. Periodo de *rifting*
- b. Depósito de evaporitas (Calloviano)
- c. Formación de almohadillas y domos de sal tempranos
- d. Margen pasiva
- e. Orogenia Chiapaneca e intrusión diapírica
- f. Desarrollo de canopies de sal
- g. Cierre de diapiros, soldaduras de sal

Figura 3.8. Tabla de procesos de depósito de las principales rocas y formación de trampas (Tomada de CNH, 2015).

3.2 Cordilleras Mexicanas

Con la información de los pozos descubiertos que se encuentran formando parte de la zona de Cordilleras Mexicanas, se presenta la información del sistema petrolero correspondiente a esta área.

3.2.1 Roca generadora

A través del análisis isotópico de los hidrocarburos recuperados en los pozos perforados, se interpreta que las rocas generadoras son de edad Tithoniano con algún aporte biogénico y elevada madurez térmica (PEMEX, 2007).

La afinidad que se presenta hacia las unidades generadoras del Tithoniano ha sido registrada por la adquisición e interpretación de imágenes satelitales de radar hacia las manifestaciones superficiales de aceite y gas encontrados en el área de estudio. Asimismo, a las muestras recuperadas de los pozos perforados en la zona, así como los núcleos de pistón de sedimentos del fondo marino, se les realizaron análisis geoquímico básico para la determinación de la generación, madurez y calidad de los hidrocarburos (Holgúin-Quiñones, et al., 2005), (Figura 3.9).

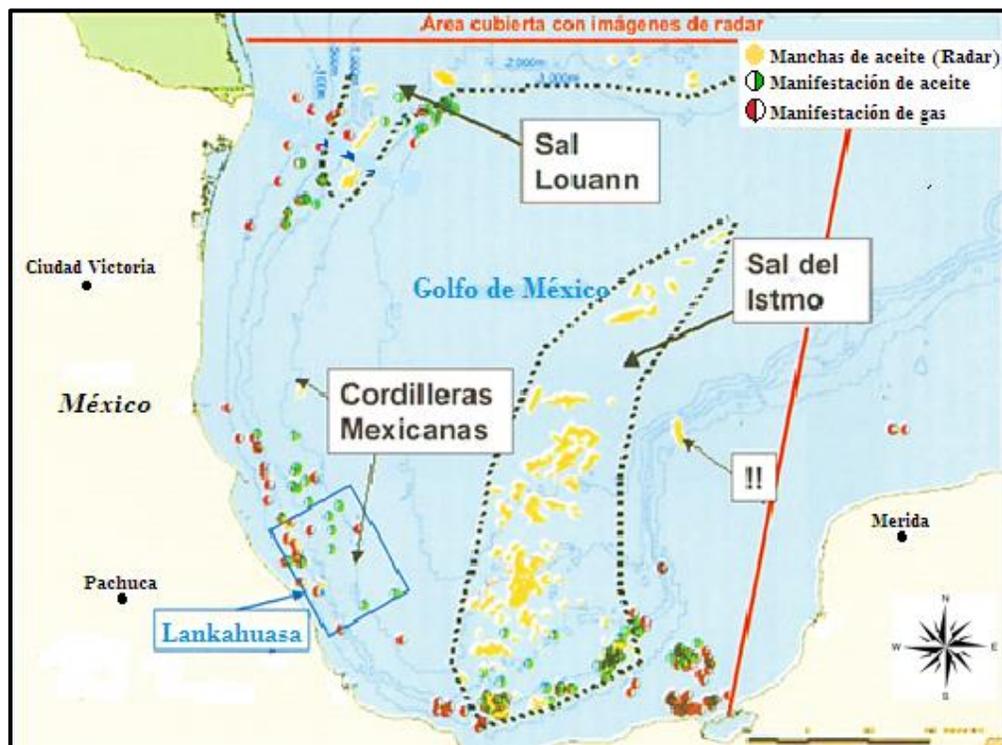


Figura 3.9. Representación de los sitios en la porción de Lankahuasa, perteneciente a Cordilleras Mexicanas, donde se obtuvieron las muestras analizadas por geoquímica. El área limitada por la línea continua de color rojo es el área cubierta por imágenes de radar (Tomada de Holgúin-Quiñones, et al., 2005).

Con base en biomarcadores y datos geoquímicos provenientes de la materia orgánica y las manchas de aceite detectadas por imágenes de radar, Holguín Quiñones y colaboradores en 2005 elaboraron la figura 3.10 que muestra la interpretación de edad y distribución de las familias de aceites presentes en el Golfo de México.

Hay que señalar que la distribución geográfica del Sistema Petrolero del Tithoniano abarca no solo las rocas de la zona de interés sino también, la mayor parte de los campos mexicanos en zonas terrestres y de aguas someras que han dado origen a más del 90% del petróleo que produce México (Holguín-Quiñones, et al., 2005).

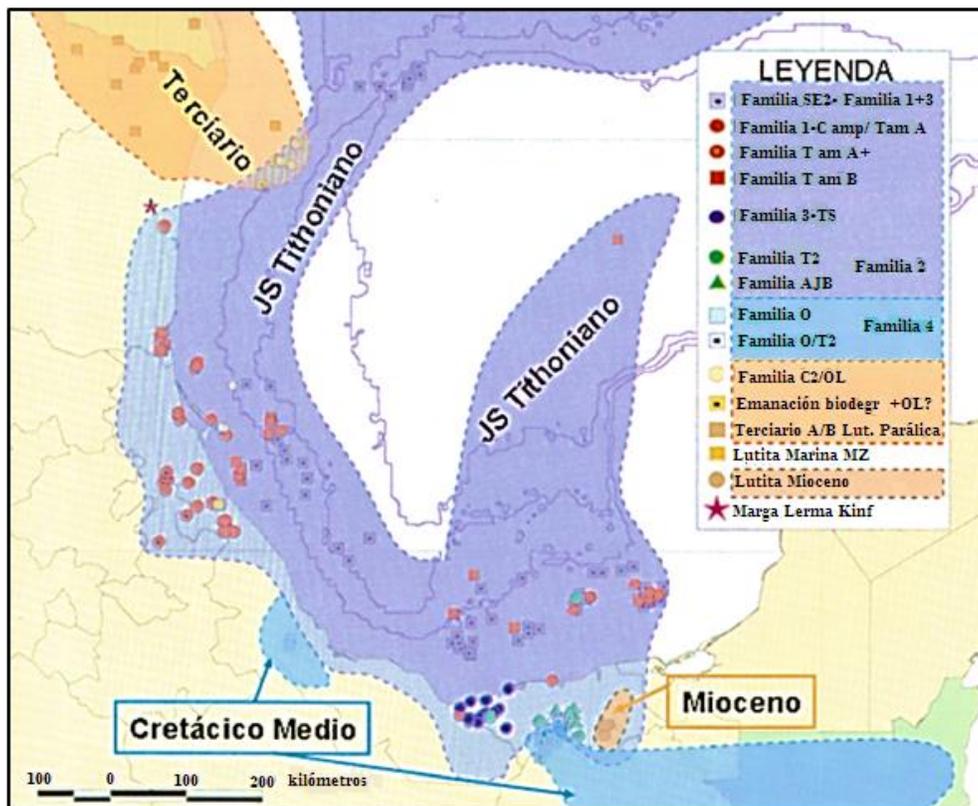


Figura 3.10. Distribución de los Sistemas Petroleros establecidos por los estudios de Geoquímica y las imágenes de radar (Tomada de Holguín-Quiñones, et al., 2005).

Aunque los pozos Lakach-1 y Piklis-1 hayan descubierto los primeros yacimientos de gas no asociado en la secuencia de rocas de edad Mioceno, el potencial para la exploración de aceite en Cordilleras Mexicanas es elevado y está documentado por los estudios de Geoquímica e imágenes de radar de las manifestaciones encontradas en el Golfo de México (Holguín-Quiñones, et al., 2005) (Figura 3.11).

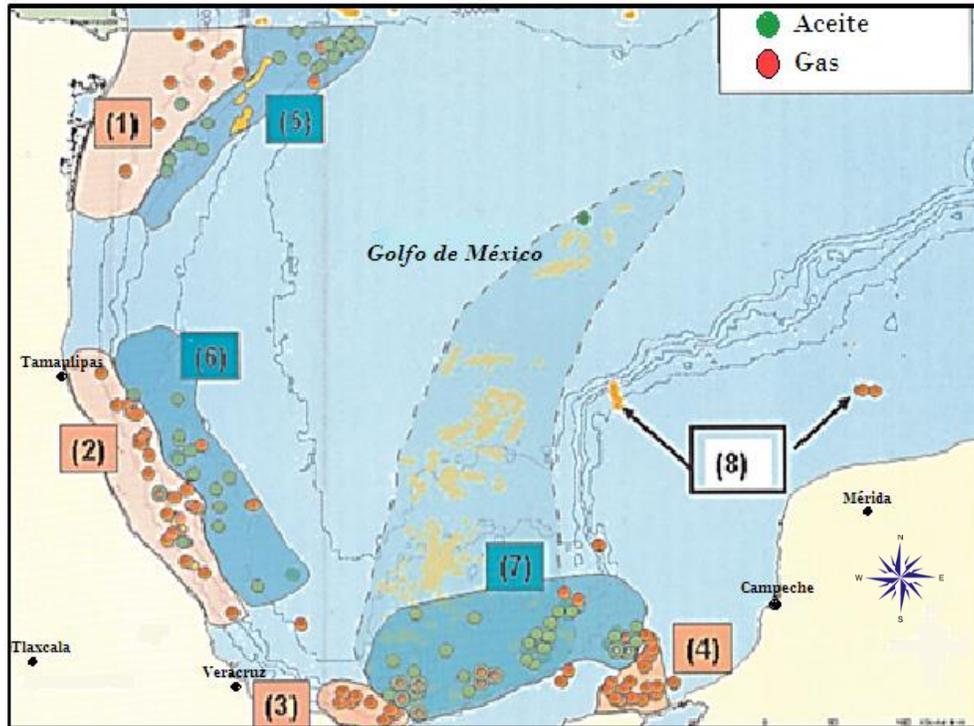


Figura 3.11. Ubicación de las zonas con potencial en aceite (5) Provincias de Diapiros Salinos y Cinturón Plegado Perdido, (6) Cordilleras Mexicanas y (7) Diapiros Salinos de Campeche y Sonda de Campeche) marcadas con azul y las zonas con potencial gasífero (1 y 2) Sistemas Distensivos Terciarios, (3) Extensión marina de la cuenca de Veracruz y (4) Costafuera de la Cuenca de Macuspana señaladas con color rojo (Tomada de Holguín-Quiñones, et al., 2005).

Las rocas que dieron origen a los hidrocarburos de la zona de interés están representadas por la familia Tithoniana Marina, con una litología dominada por calizas arcillosas y margas con laminación horizontal (Guzmán-Vega, et al., 2001).

El depósito de estas rocas fue generado en una plataforma carbonatada tipo rampa en donde había algunas depresiones profundas que restringieron la circulación de las aguas y facilitaron las condiciones reductoras y de anoxia (Santamaría-Orozco, 2008).

Las características globales de estos aceites incluyen materia orgánica de origen marino (algácea), de hidrocarburos saturados que varían desde el 21% al 63%, densidades API entre los 15° a 47° y contenidos de azufre desde el 0.1 al 6% (Guzmán-Vega, et al., 2001).

El Sistema Petrolero del Tithoniano presenta un rango amplio de valores geoquímicos debido al:

- Grado de aporte de arcilla de acuerdo al ambiente de depósito de la roca generadora.

- La intensidad de anoxia generada en la cuenca.

Durante el Turoniano también se establece un nivel de roca generadora secundaria de tipo algácea, compuesta de margas y carbonatos de cuenca en ambientes anóxicos aunque no presenta los mismos alcances que las rocas generadoras por excelencia del Tithoniano (Figura 3.12).

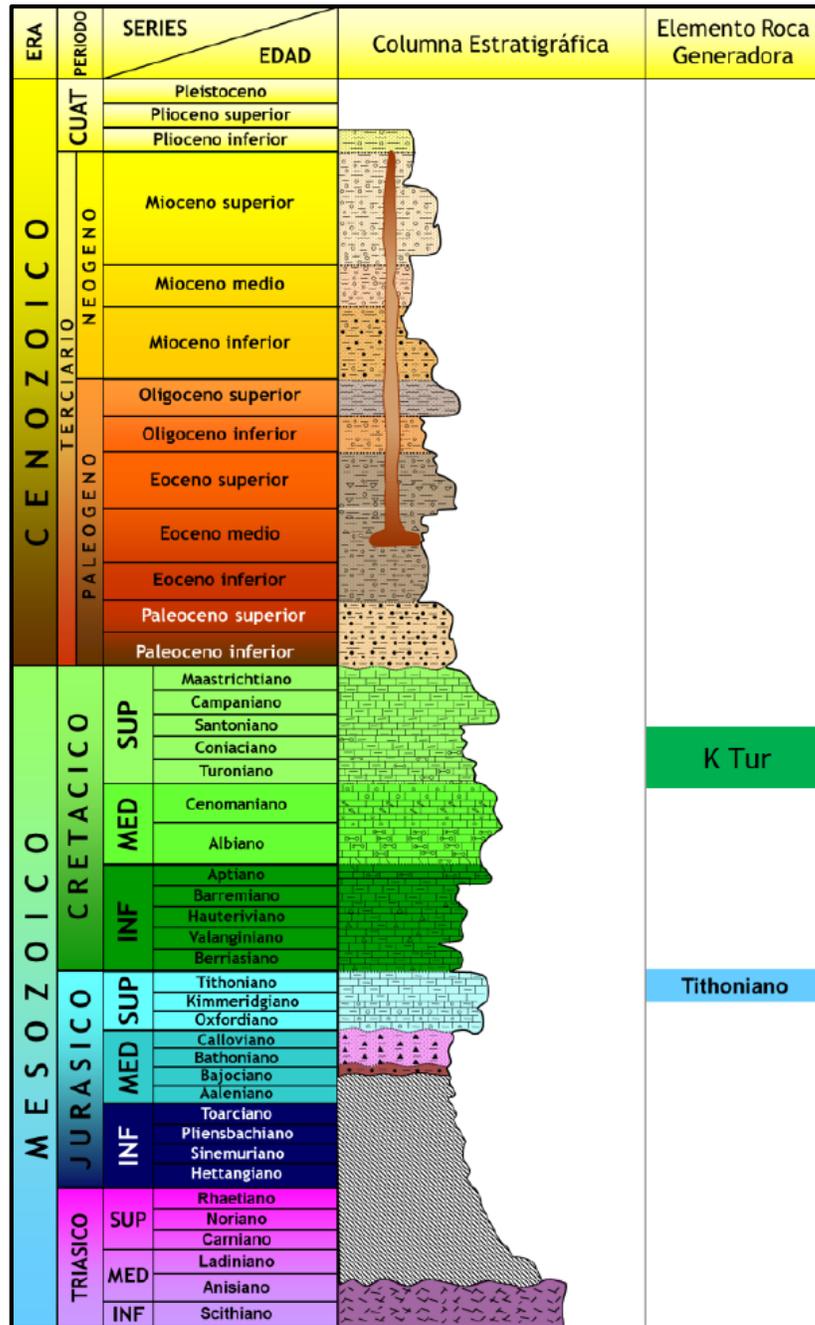


Figura 3.12. Columna estratigráfica donde se identifican las rocas generadoras de la Provincia de Cordilleras Mexicanas (Tomado de CNH, 2015).

3.2.2 Roca almacenadora

Las rocas almacenadoras son principalmente secuencias sedimentarias de dos edades diferentes: Mioceno inferior y Mioceno superior.

Mioceno inferior: compuesto por tres paquetes de rocas, de los cuales, el paquete ubicado en la parte media contiene a las rocas almacenadoras de esta área.

Está constituido por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos cementados por carbonato de calcio, de grano fino a medio, con moderada a pobre clasificación (Figura 3.13), moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular del 10% al 20% que se encuentra intercalado con lutitas de color gris claro y verdoso (PEMEX, 2012).

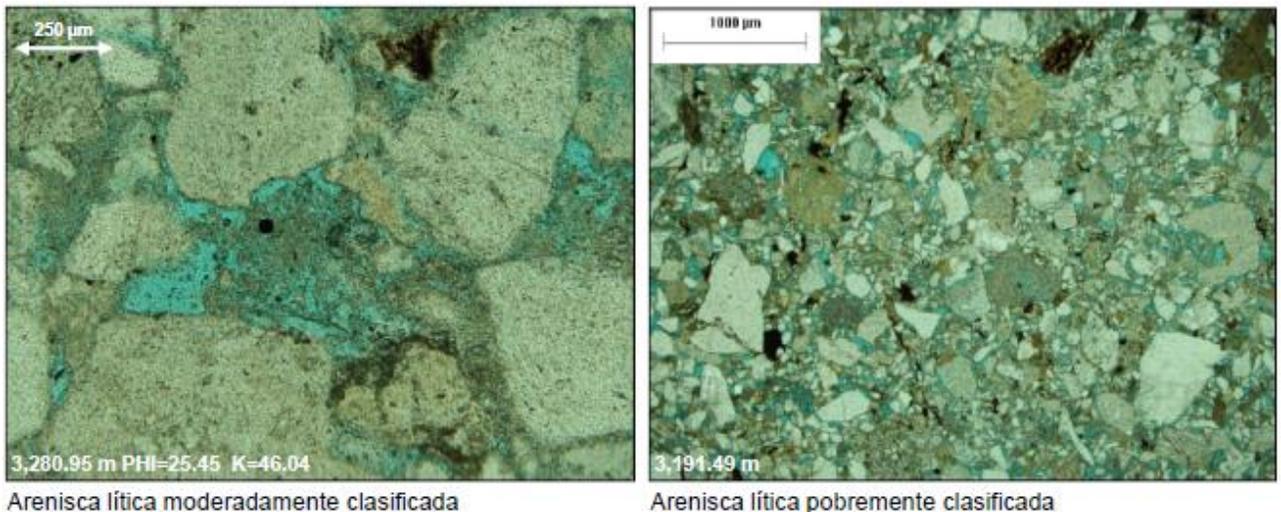


Figura 3.13. Microfotografías que representan las características de las rocas almacenadoras del pozo Leek-1 ubicado en la convergencia de las Provincias Cinturón Plegado de Catemaco, el límite oeste de la Provincia Salina del Golfo y la porción sur de la provincia de interés para este trabajo (Tomado de PEMEX, 2010).

Mioceno superior: conformado por intercalación de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica, con areniscas de cuarzo, micas y líticos de color gris claro, de grano medio a fino, moderadamente clasificado, no consolidado, ligeramente arcillosas y con porosidad intergranular de entre 10% al 15% (PEMEX, 2012).

Estas rocas almacenadoras fueron generadas en un ambiente turbidítico de canal y desborde distal de talud que se depositaron en aguas profundas (PEMEX, 2012).

3.2.3 Roca sello

Las rocas que funcionan como sello para las rocas almacenadoras del Mioceno superior y en general para todos los yacimientos del área, corresponden a lutitas calcáreas que en ciertas partes se vuelve limo-arenosa, alternada de manera vertical y lateral por paquetes de areniscas de la roca almacén y de amplia distribución lateral (PEMEX, 2012).

Sus espesores varían de 50 a 1000 m y fueron formadas por material fino en suspensión, así como sedimentos arcillosos depositados generados en los sistemas turbidíticos (PEMEX, 2013).

Las fallas de tipo normal que se encuentran en la cresta del anticlinal de los yacimientos de la zona no afectan la efectividad de la roca sello, debido a que son de poca longitud y desplazamiento (PEMEX, 2013).

3.2.4 Trampa

Los yacimientos de hidrocarburos en la zona se asocian principalmente a trampas estructurales. El estilo de entrapamiento es consecuencia de procesos de deslizamiento gravitacional de los depósitos de edad Cenozoico desarrollados en la plataforma continental (Salomón-Mora, et al., 2004).

El estilo de las trampas es de pliegues anticlinales asimétricos con zona de despegue principal en estratos arcillosos del Paleógeno (Eoceno superior-Oligoceno).

Los tipos de fallas que cortan estas estructuras y que son la ruta principal de migración de la zona, son fallas inversas emergentes que cortan sedimentos recientes, así como los del fondo marino.

La característica de algunas fallas inversas es que tienen vergencia opuesta a la dirección principal de esfuerzo. Cabe mencionar que también se presentan fallas inversas ocultas que no emergen y que se encuentran ubicados en pliegues en la parte este de la provincia (Salomón-Mora, et al., 2004), (Figura 3.14 y Figura 3.15).

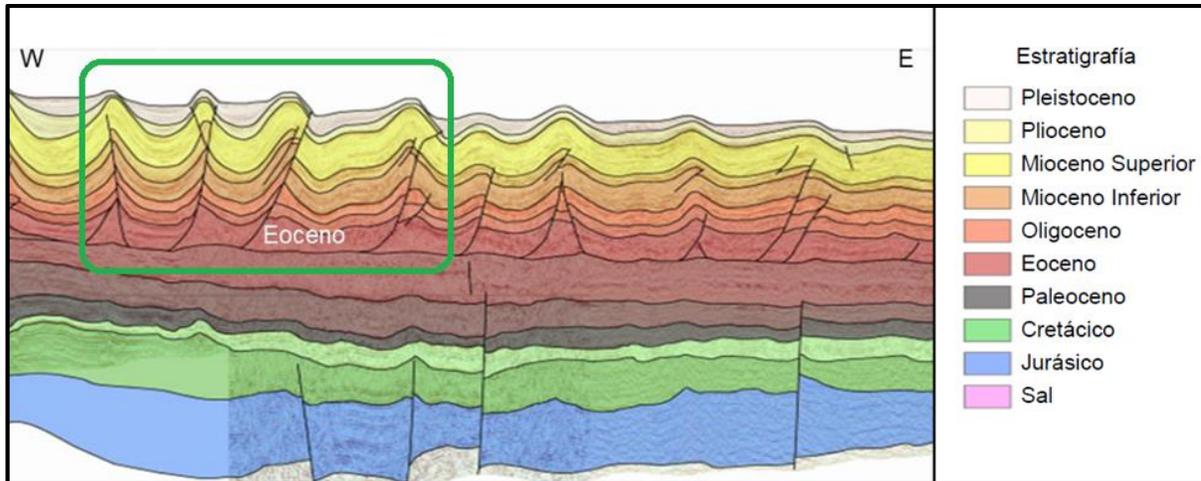


Figura 3.14. Perfil orientado de oeste a este que muestra el estilo estructural de la Cuenca Cordilleras Mexicanas. Se indica con un recuadro verde, la base del Eoceno que es la edad de donde surgen los pliegues que afectan a las estructuras de la zona y la configuración de los pliegues que son las trampas de hidrocarburos (Tomado de CNH, 2015).

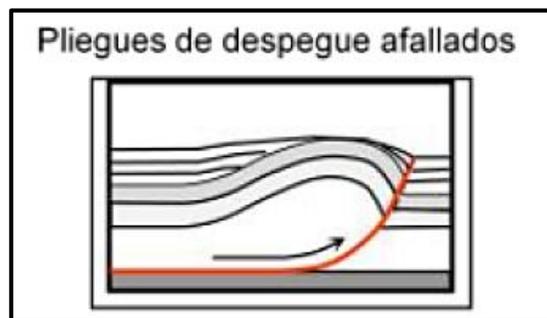


Figura 3.15. Representación de la tipología de las trampas estructurales de Cordilleras Mexicanas cuya falla inversa presenta vergencia concordante con la dirección principal de esfuerzo (Tomado de CNH, 2015).

Las estructuras mencionadas anteriormente, cuya dirección de acortamiento es de oeste a este principalmente, cubren dos áreas. En el área norte los pliegues tienen amplitud de 6 km, relieve estructural de 250 a 2,000 m y alcanzan aproximadamente 120 km de longitud; aquí se ubican los pliegues con fallas inversas de vergencia opuesta. En el área sur los pliegues presentan amplitudes de 10 km, relieve estructural de hasta 2,500 m y cuya longitud oscila hasta los 70 km (Salomón-Mora, et al., 2004).

En el perfil sísmico de la figura 3.16 se indican zonas con presencia de hidratos de metano, lo que confirma que las manifestaciones de gas y la cristalización de los hidratos de metano ocurren principalmente en los altos estructurales de los pliegues asimétricos (Holguín-Quiñones, et al., 2005).

3.2.5 Migración

El proceso de migración se encuentra ligado al plegamiento contraccional que afecta a la zona. Las rutas de migración de hidrocarburos se generan por medio de fallas inversas activas profundas que cortan la columna sedimentaria hasta el lecho marino como puede observarse en la Figura 3.16 (Holguín-Quiñones, et al., 2005).

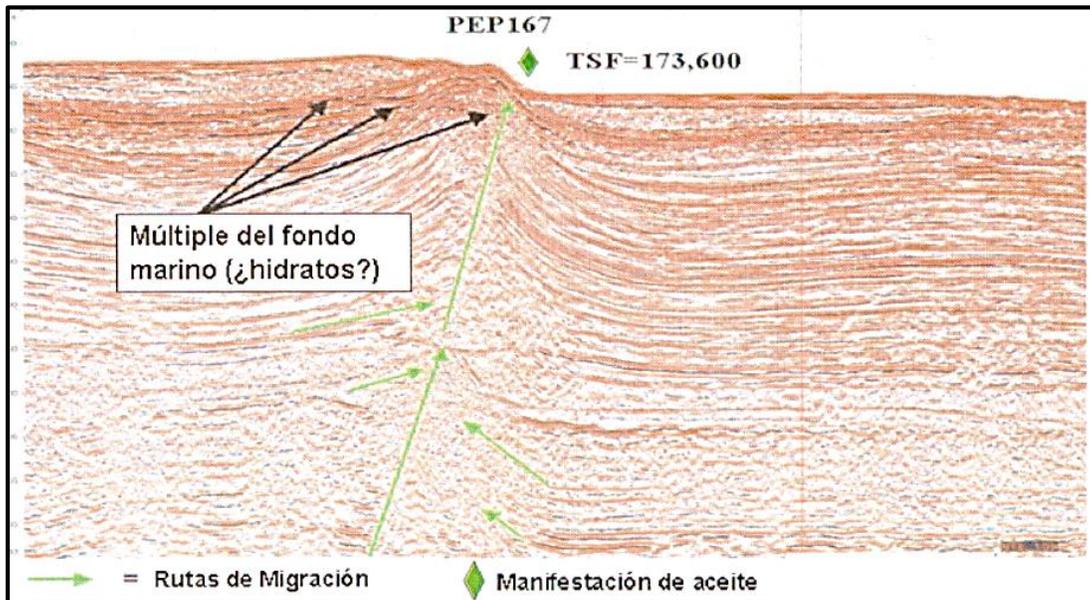


Figura 3.16. Manifestación de aceite originado por la migración del hidrocarburo a través de una falla inversa profunda en un pliegue somero. Asimismo, los reflectores cercanos a las crestas del pliegue sugieren la presencia de hidratos de metano (Tomado de Holguín-Quiñones, et al., 2005).

Esta ruta de migración es la principal generada en la zona ya que en esta parte no se conoce la presencia de intrusiones salinas que originen tales vías. Asimismo, se encuentran formando parte del modelo estructural de pliegues de despegue asociados a fallas inversas, clasificada como fallas emergentes fuera de secuencia que afectan sedimentos recientes como los del fondo marino dentro del plegamiento.

Los pliegues que tienen este mecanismo de migración son asimétricos, con vergencia hacia el centro de la cuenca, ángulo de echado de 10° , más grandes en los limbos hacia la cuenca; alcanzan aproximadamente 70 km de longitud, amplitud de 10 km y relieve estructural de hasta 2,500 m y su deformación ocurrió a partir del Mioceno tardío (Salomón-Mora, et al., 2004), (Figura 3.17).

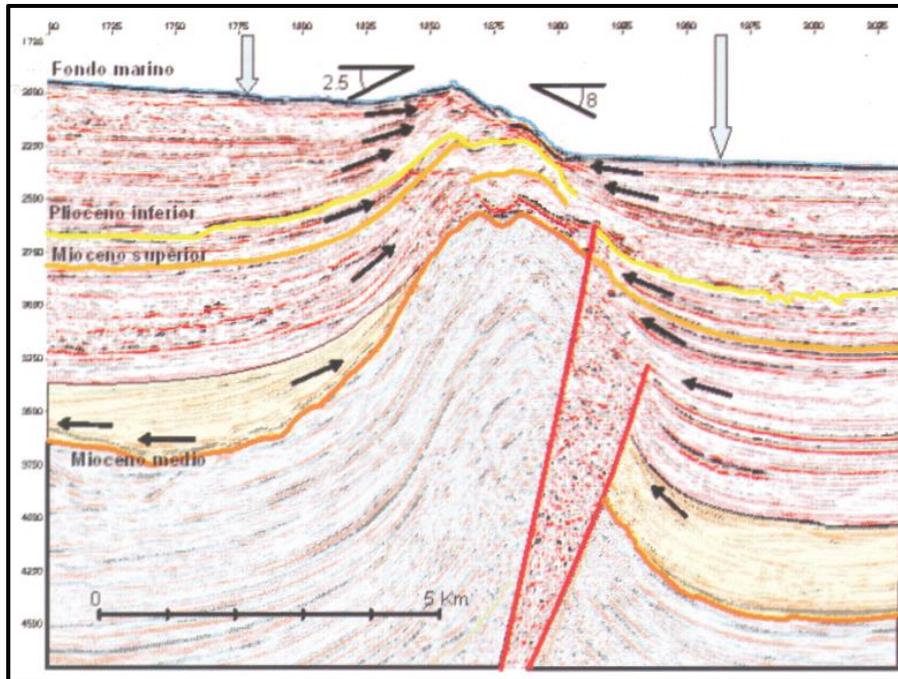


Figura 3.17. Morfología de un pliegue de despegue relacionado a falla inversa formado en el Mioceno tardío, cuyas características son similares al que presenta la migración de hidrocarburos (Tomado de Salomón-Mora, et al., 2004).

3.2.6 Sincronía

La figura 3.18 muestra la historia de sincronía de los principales eventos que conforman la Geología Petrolera de la provincia de Cordilleras Mexicanas, que para su mejor análisis se encuentra dividida en dos zonas, la zona 4 que presenta la parte norte y la zona 5 que representa la parte sur.

Durante la etapa de margen pasivo se depositaron las rocas generadoras, uno corresponde al intervalo probado de edad Tithoniano y un intervalo hipotético de edad Turoniano, que en menor proporción ha contribuido a la generación de hidrocarburos.

El tipo de hidrocarburo esperado en la provincia y en distintos niveles estratigráficos es gas y posiblemente aceite ligero (WEC, 2010). Esta información se ha podido corroborar por la perforación de los pozos exploratorios Piklis-1 y Lakach-1 que resultaron productores de gas húmedo y no asociado respectivamente (PEMEX, 2007, 2012).

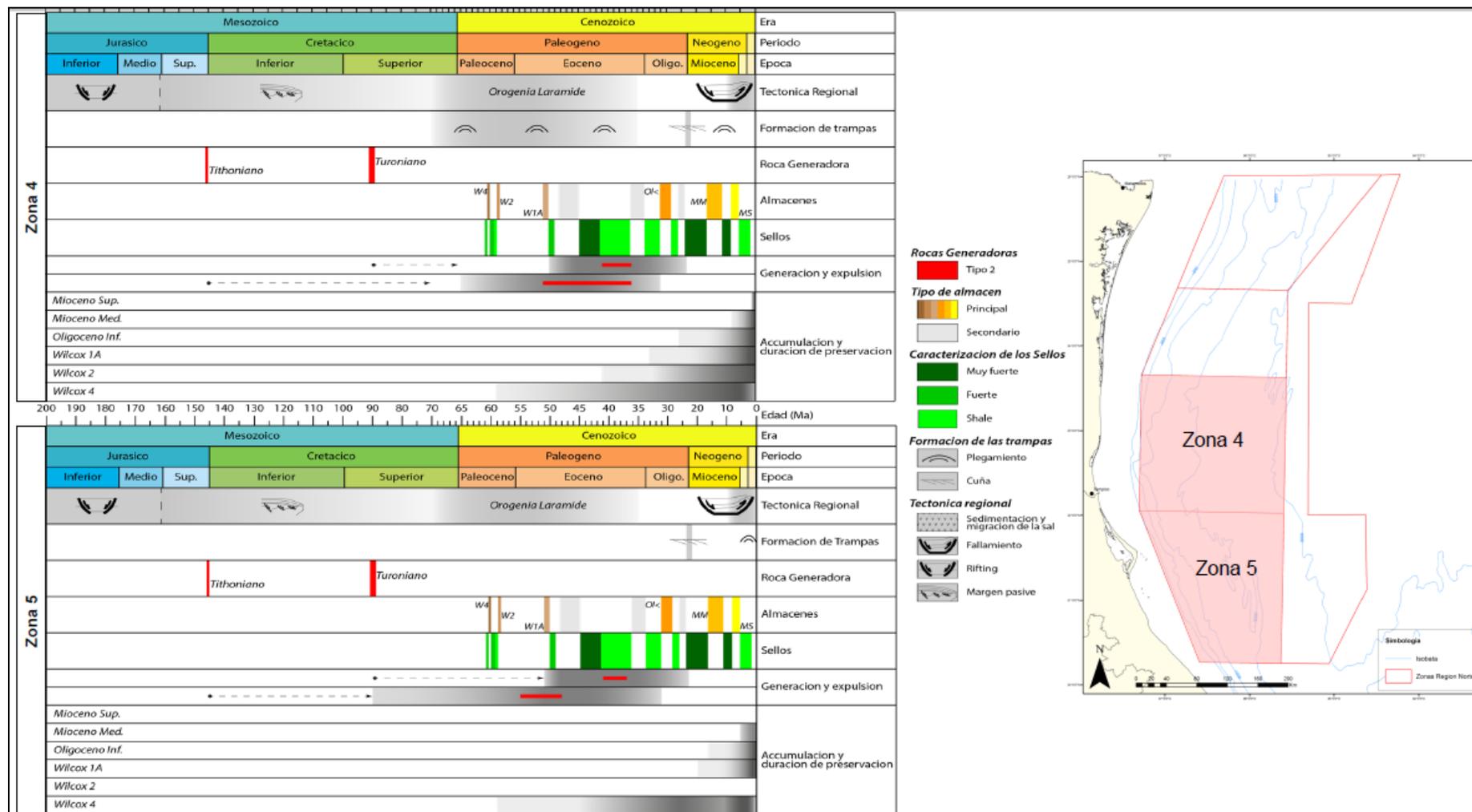


Figura 3.18. Ubicación y tabla de sincronía de los elementos del sistema petrolero de la cuenca. La Zona 4 pertenece a la parte de Cordilleras Mexicanas Norte, con extensión de aproximadamente 31,000 km² y la Zona 5 representa la parte de Cordilleras Mexicanas en su porción Sur con extensión de aproximadamente 26,000 km², muy similar al área de Cinturón Plegado Perdido, pero un tanto más profunda y sin presencia de sal (Tomado de CNH, 2015).

Las rocas almacenes se fueron depositando en distintas épocas del Cenozoico (Figura 3.19), lo que provocó que el área presente rocas almacenadoras principales y secundarias. Estas rocas consisten de areniscas de las formaciones Wilcox del Paleoceno y Eoceno, así como rocas depositadas en el Oligoceno. Sin embargo, las mejores rocas almacén de esta zona son las areniscas líticas moderadamente clasificadas que se depositaron durante el Mioceno medio y superior (PEMEX, 2007, 2012).

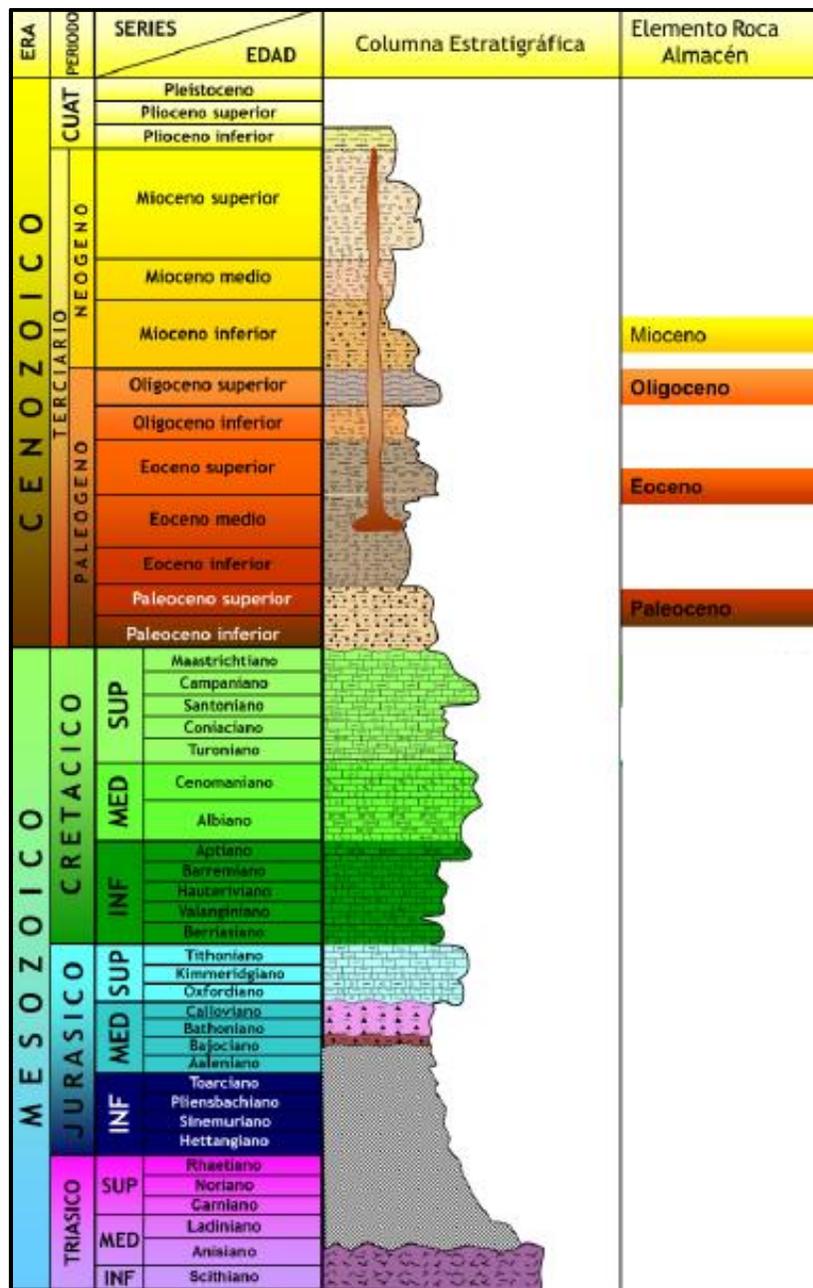


Figura 3.19. Columna estratigráfica donde se indican las edades de los depósitos de las rocas almacenadoras de la Provincia de Cordilleras Mexicanas (Tomado de CNH, 2015).

El sello lo constituyen fuertes paquetes de facies arcillosas cuyos espesores varían de 50 a 1000 m aproximadamente, que entrapan en la parte superior e inferior a las principales rocas almacenadoras depositadas durante el Mioceno medio (PEMEX, 2007).

Los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos ocurrieron en diferentes periodos de tiempo para la zona norte y la zona sur de Cordilleras Mexicanas. En la parte norte, la generación de hidrocarburos de las rocas de edad Tithoniano se interpreta que ocurrió en el Eoceno hace aproximadamente 52 Ma y la expulsión hace aproximadamente 35 Ma; la generación de hidrocarburos para las rocas generadoras del Turoniano se da hace aproximadamente 42 Ma y tiene una rápida expulsión al mismo tiempo que las de edad Tithoniano.

Para la parte sur, las rocas de edad Tithoniana se interpreta que comienzan a generar hidrocarburos hace 55 Ma aproximadamente y su expulsión data de hace 47 Ma aproximadamente. Las rocas del Turoniano generaron hidrocarburos hace aproximadamente 40 Ma y probablemente su expulsión ocurrió rápidamente, a los 36 Ma.

La figura 3.20 es otro modelo de sincronía en donde se especifica de manera global lo ocurrido en el área de Cordilleras Mexicanas, donde se interpreta cuando se generó el aceite y cuando el gas. Es importante señalar que la formación de las trampas ocurrió probablemente del Neógeno al Reciente, mucho después de haber finalizado la generación de aceite, razón por la cual las trampas estructurales en la zona contienen gas.

Debido a esta cuestión se interpreta que la mayor parte del área de Cordilleras Mexicanas se encuentra en una etapa metagenética, ya que la generación de hidrocarburos se ha dado en etapas muy antiguas alcanzando incluso el agotamiento del potencial de generación de hidrocarburos (PEMEX, 2013).

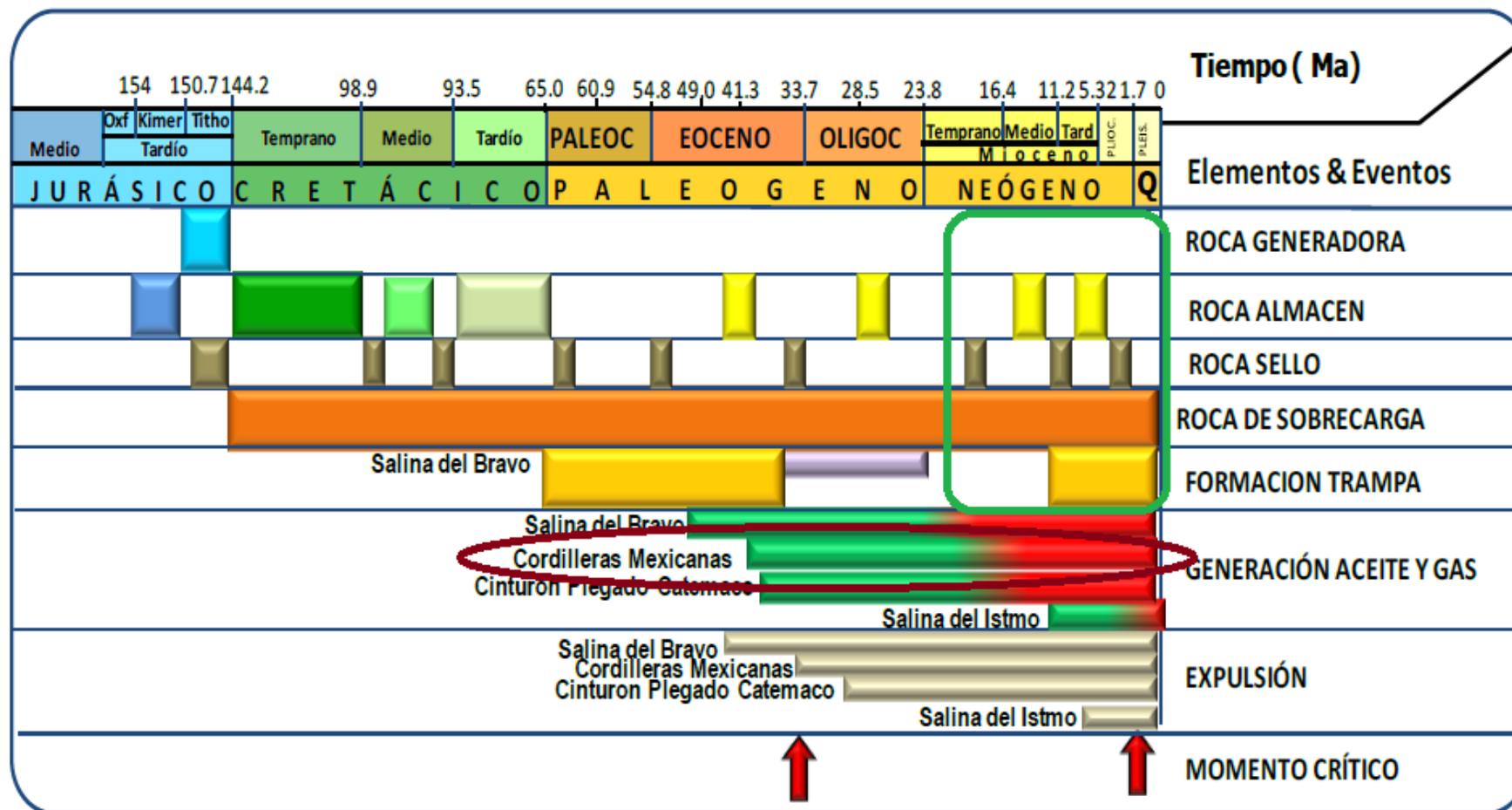


Figura 3.20. Diagrama de eventos que encierra en un ovalo de color rojo la generación de aceite y gas, de manera global para el área de Cordilleras Mexicanas. Con un recuadro de color verde se indican los elementos de roca almacén, sello y la formación de las trampas (Tomado de PEMEX, 2013).

CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN DE POZOS

La perforación de pozos se define como las técnicas útiles que permiten perforar el subsuelo para evaluar un área prospectiva de algún recurso útil para la humanidad. Este proceso ha sido elemental para la industria del petróleo ya que ha permitido explorar, desarrollar y producir hidrocarburos convencionales y no convencionales en áreas terrestres y marinas.

La perforación comenzó con herramientas simples, que solo podían perforar pocos metros de profundidad, estas herramientas sirvieron para perforar los primeros pozos petroleros en medios continentales terrestres y sirvieron como modelo para crear herramientas más complejas con el paso del tiempo que han permitido perforar pozos en medios marinos profundos.

La explotación de hidrocarburos, no solo se realizaba en zonas localizadas en el continente, sino también en océanos de aguas someras, en las cuales, gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, se tiene control en la perforación, sin embargo en estas zonas, la gran mayoría de yacimientos se encuentran en etapa de declinación, haciendo necesaria la exploración y explotación de campos petroleros en aguas profundas, por lo que el desarrollo de nuevas tecnologías se ha vuelto necesario para poder resolver los nuevos retos y problemas que se presentan durante la perforación en estas condiciones ambientales.

Los principales problemas que se presentan en aguas profundas son la presión, la temperatura, sedimentos de consistencia blanda, corrientes oceánicas y alta sensibilidad a factores ambientales.

En el caso de México, la explotación de campos en aguas profundas del Golfo de México enfrenta algunos retos tecnológicos fundamentales, los más importantes de acuerdo al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP, 2008) son:

- El difícil acceso y alto costo de las tecnologías de producción en ambientes profundos (por ejemplo, las plataformas semisumergibles, los materiales de los tendones de las plataformas de piernas tensionadas, entre otros).
- La difícil caracterización oceanográfica y meteorológica (por ejemplo, el estudio de la corriente del Lazo, la generación de vórtices y el monitoreo de las corrientes superficiales), así como el comportamiento de los sedimentos sin consolidar del piso oceánico.
- La falta de normatividad específica para la selección, diseño y evaluación de los sistemas de producción.

- La difícil obtención de imágenes sísmicas de buena calidad en campos afectados por tectónica salina o tectónica de arcilla para mejorar la interpretación y realizar modelado del subsuelo.
- La falta de experiencia para dar soluciones para el aseguramiento de flujo.
- Las limitadas capacidades para el desarrollo de tecnología e investigación que permitan generar iniciativas de colaboración con los fabricantes y proveedores de los equipos y servicios.
- La falta de experiencia y capacitación para la administración integral de los proyectos.

4.1 Tipos de Plataformas

Las condiciones que se presentan en aguas oceánicas profundas son diferentes a las que podemos encontrar en aguas someras, por lo que la explotación de campos localizados en aguas profundas requiere de sistemas adecuados a condiciones extremas.

Los nuevos sistemas de perforación en algunos casos recurren a la adaptación de plataformas petroleras que son utilizadas en aguas someras, considerando que en aguas profundas se tienen retos más grandes a la hora de perforar. Las plataformas son estructuras de grandes dimensiones cuya función es primero perforar y después extraer petróleo y gas natural de los yacimientos. Tienen diferentes funciones, sirve como vivienda de los trabajadores que operan en ella y como torre de telecomunicaciones. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma puede estar fija al fondo del océano, flotar o ser una isla artificial, por lo que las plataformas se pueden clasificar en dos tipos principalmente (Duarte, 2015):

- Fijas.
- Móviles.

4.1.1 Plataformas Fijas

Las plataformas fijas fueron las primeras unidades utilizadas en la industria petrolera, se construyen con pilares de hormigón, acero o ambos, que se encuentran anclados directamente al fondo marino. Presentan gran espacio para los equipos de perforación, las instalaciones de producción y los cuartos de la tripulación. Estas plataformas debido a que son fijas, están diseñadas para un uso a muy largo plazo y pueden instalarse en tirantes de agua de hasta 300 m (García, 2012).

Las capacidades y características de estas estructuras los hacen presentar una serie de ventajas que a continuación se mencionan (Barranco Cicilia, 2012):

- a) Alta estabilidad y capacidad de carga.
- b) Bajos movimientos ante las condiciones meteorológicas y oceanográficas (viento, oleaje, corrientes marinas y mareas).
- c) Puede manejar grandes cantidades de producción, utilizar árboles de control de pozos y risers.
- d) Los costos de infraestructura, mantenimiento e intervención de pozos se reducen.

Desde el punto de vista técnico, las plataformas fijas son una opción viable para tirantes de agua menores a 300 metros, sin embargo, para perforar y explotar campos en aguas profundas que se encuentran a profundidades mayores o iguales a 500 metros, no son una alternativa viable.

Cabe señalar que se mencionan estos sistemas de perforación ya que han sido los primeros avances de herramientas aplicadas que se han tomado como referencia para perforar en aguas profundas y la industria petrolera estadounidense, que es donde se iniciaron estas actividades, ha utilizado varias plataformas fijas modificadas operando sus campos en aguas profundas, que de acuerdo a su definición se encuentran situadas en tirantes mayores a 1000 pies, es decir, mayores a 300 metros. Como ejemplos de estas plataformas se tienen a la plataforma *Cognac* en 312 m y la *Bullwinkle* en 412 m de tirante de agua (Figura 4.1), (Barranco Cicilia, 2012).

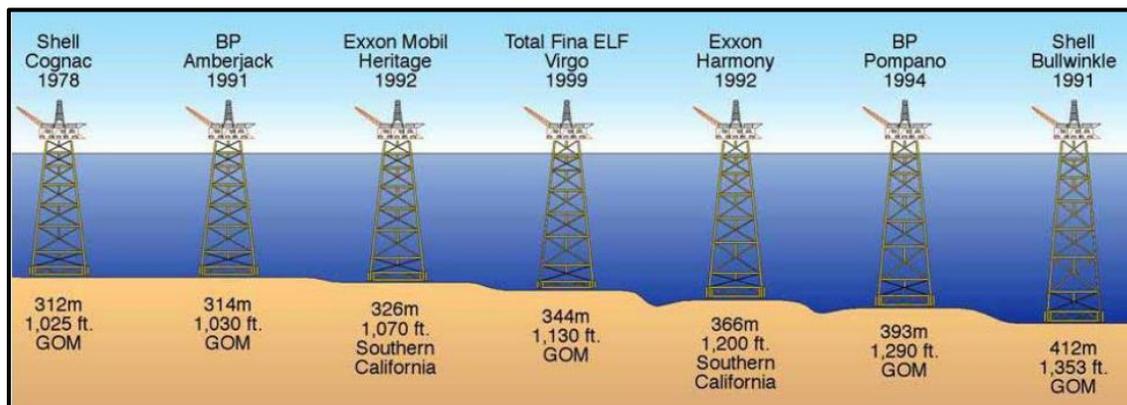


Figura 4.1. Esquemas de diferentes plataformas fijas en operación en aguas profundas estadounidenses, que se encuentran en operación en el Golfo de México (<http://offshoreindustry.blogspot.com/>, tomado en Barranco Cicilia, 2012)

De acuerdo con los registros de la *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (antes MMS), Estados Unidos cuenta con 3,080 plataformas fijas en el Golfo de México (Barranco Cicilia, 2012). Aunque estos sistemas no son aplicables para perforar y explotar los campos mexicanos en aguas profundas por su corto alcance, por su parte PEMEX mantiene en operación aproximadamente 350 plataformas de este tipo en el Golfo de México, en tirantes de agua de aproximadamente 100 metros, es decir, en aguas someras.

4.1.2 Plataformas Móviles

En el mercado petrolero existen varios tipos de plataformas móviles, teniendo los siguientes casos:

- Plataforma Semisumergible
- Plataforma Tipo barcaza (FPSO)
- Plataforma SPAR
- Plataforma TLP

Los trabajos que pueden realizar con estas plataformas son los habituales en las operaciones costa afuera (offshore en inglés), donde la selección del tipo de plataforma dependerá principalmente de la profundidad, de la disponibilidad y del tiempo que durará la operación.

4.1.2.1 Plataformas marinas semisumergibles

Las plataformas semisumergibles son flotantes y permanecen posicionadas con anclas o posicionamiento dinámico, se utilizan para perforar en tirantes de agua mayores de 100 metros, usando para ello conexiones submarinas. Pueden tener cuatro, seis e incluso ocho patas, por lo cual, lógicamente el número de anclas desplegadas varía en función de su capacidad de operación, pudiendo llegar en algunos casos a ser de doce anclas, cada una con su respectivo boyarín que sirve para marcar la posición de fondo y delimitar el área dentro de la cual la plataforma puede tener problemas (Figura 4.2), (García, 2012).

4.1.2.2 Plataformas tipo FPSO (barcaza)

Los buques FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) son buques con capacidad para procesar y almacenar petróleo, así como proveer la transferencia de petróleo o gas natural. El buque cisterna es un buque petrolero que atraca en la popa de la FPSO para recibir el petróleo almacenado en los tanques y transportarlo a Tierra. El gas comprimido es enviado a zonas continentales a través de gasoductos o reinyectado en el depósito (Figura 4.2), (García, 2012).

Plataforma de tipo FPSO redondo

Se trata de una unidad FPSO pionera en cuanto a su formato de casco redondo y la primera que produce, almacena y descarga petróleo. Esa plataforma se destina a la producción en aguas profundas, entre 1,000 y 1,500 metros. El formato redondo del casco aumenta su estabilidad en el mar, pues las olas disipan su energía alrededor de la embarcación. Su casco compuesto de dos capas de chapas de acero es más versátil y estable, lo que permite que se maneje la plataforma bajo condiciones ambientales más extremas y le confiere más seguridad en el caso de escapes de crudo hacia el mar (Figura 4.2), (García, 2012).

4.1.2.3 Plataformas TLP

La plataforma de piernas tensionadas TLP (Tension Leg Platform, en inglés) es una estructura similar a la plataforma semisumergible, solo que el anclaje al lecho marino es distinto. Para sujetarla se utilizan 16 tensores, que son estructuras tubulares, que están fijas al piso marino por pilotes (Sánchez Casas, 2012).

Las ventajas que le brinda a la plataforma el utilizar tensores, es que presenta bajos movimientos verticales originados por las corrientes marinas, lo que le permite mantener una buena estabilidad, así como poder soportar el equipo de perforación. El rango de profundidades donde se puede instalar este equipo es hasta los 1500 m restringiendo su uso para aguas ultra profundas debido al peso y al colapso hidrostático que pueden sufrir sus tensores, por lo que este equipo no es adecuado para almacenar los hidrocarburos extraídos (Barranco Sicilia, 2012).

Las partes que componen la plataforma de piernas tensionadas (Figura 4.2) son el casco que funciona como el cuerpo de flotación, la cubierta que se divide en cuatro módulos, utiliza risers verticales de acero y arboles superficiales (Sánchez Casas, 2012).

Este tipo de plataformas se clasifican en dos tipos principales: las plataformas TLP de 4 piernas utilizadas para operaciones de perforación y producción simultánea y las plataformas Mini-TLP de 3 piernas (Mini-Tension Leg Platform en inglés) utilizadas solo para operaciones de producción en profundidades desde los 180 m hasta los 1060 m (Sánchez Casas, 2012).

4.1.2.4 Plataformas tipo SPAR

Las plataformas tipo SPAR han sido desarrolladas como una alternativa y son utilizadas en aguas profundas, por encima de 1500-2000 metros de profundidad.

Una plataforma Spar es un cilindro de gran tamaño que a modo de boya aporta la flotabilidad necesaria, la mayor parte del cilindro está sumergida. Esto hace que disminuya el centro de gravedad de la estructura haciéndola más estable a vientos, olas y mareas. Se rellena una parte del cilindro con un líquido más denso que el agua, permitiendo obtener un centro de gravedad más bajo que el punto de flotabilidad (Refineering, 2014).

Los cilindros suelen ir acompañado de una estructura espiral externa que aporta más estabilidad. Estas espirales eliminan en parte las turbulencias que puede generar el cilindro en el agua, de modo que no haya remolinos (Figura 4.2), (Refineering, 2014).

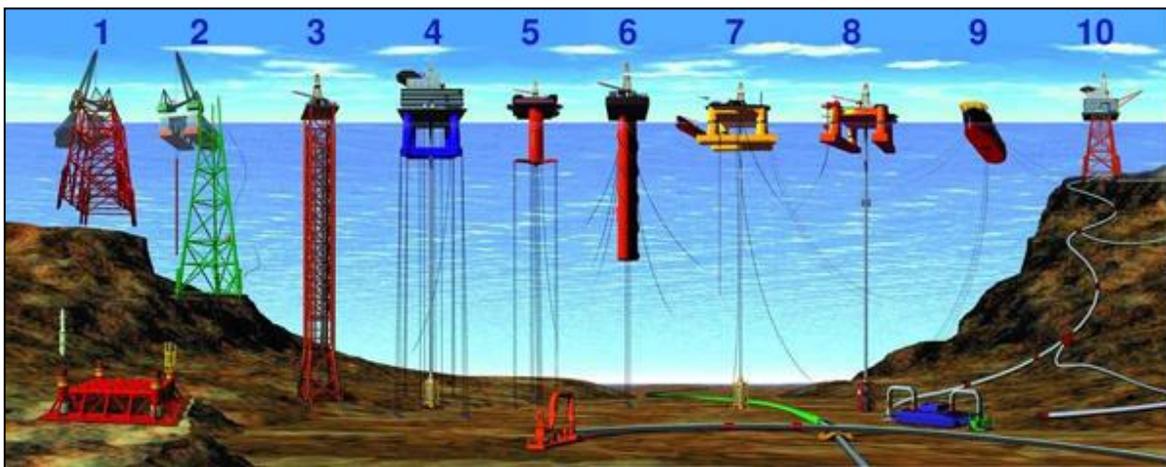


Figura 4.2. Esquemas de diferentes plataformas 1, 2) Plataformas convencionales fijas; 3) Plataformas de torre autoelevable; 4, 5) Plataformas flotantes tensionadas; 6) Plataformas Spar; 7,8) Plataformas semisumergibles; 9) Plataformas en barcos perforadores; 10) Plataformas sustentadas en el piso oceánico y unidas a instalaciones de extracción en el fondo marino. Las plataformas pueden clasificarse según su función o el sistema que utilicen como soporte (Tomada de NOAA, 2005).

4.2 Sistemas de fondeo o anclajes en plataformas

Un sistema de fondeo o de anclaje es utilizado para mantener la posición estática de un barco o una plataforma flotante en aguas profundas (Ageitos Santos, 2015).

El principal propósito de estos instrumentos es brindarle estabilidad a la plataforma o al buque petrolero, que se encuentra sometido a las condiciones naturales (viento, oleaje, mareas, corrientes marinas) del medio en el que se encuentra, para permitir una correcta ejecución de las áreas de perforación y producción de hidrocarburos (Sánchez Casas, 2012).

Es importante que los ingenieros que diseñan los sistemas de fondeo tomen en cuenta todos los criterios pertinentes (el tirante de agua o el tipo de plataforma) para ofrecer soluciones viables o evitar futuras complicaciones.

4.2.1 Sistema de anclaje

El anclaje de tipo catenaria utiliza cables de acero, líneas de cadenas simples o compuestas o una combinación de ambos sistemas, cuya elección depende de la facilidad para ser renovada.

Se utiliza el sistema de anclaje con cadenas para anclajes permanentes en tirantes de agua de hasta 100 m ya que su desventaja radica en limitar la capacidad de carga en la superficie de la plataforma (Figura 4.3), (Sánchez Casas, 2012).



Figura 4.3. Tipo de cadena utilizada para el anclaje de plataformas marinas (Tomado de Sánchez Casas, 2012).

El cable de acero presenta un menor peso y una mayor elasticidad, lo que brinda una opción viable para profundidades superiores a los 300 m (Angeitos Santos, 2015).

El sistema de anclaje combinado brinda mayores beneficios, como se observa en la Figura 4.4; este sistema se conforma de una cadena superior que proporciona resistencia y una mejor capacidad de carga y una cadena inferior que proporciona una segura longitud de conexión al lecho marino. En la parte media de estas dos cadenas se coloca un cable de acero o poliéster (Sánchez Casas, 2012).

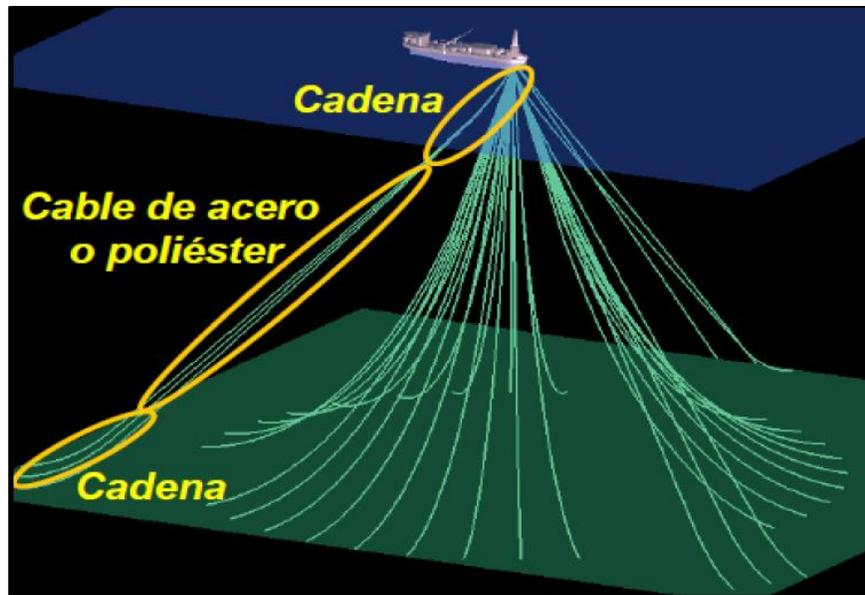


Figura 4.4. Representación del sistema de anclaje combinado (Tomado de Sánchez Casas, 2012).

Los elementos de anclaje pueden conformarse por pilotes de succión (Figura 4.5-a), anclas de placa, anclas de arrastre (Figura 4.5-c), placas con faldones, pilotes tradicionales o pilotes torpedo (Figura 4.5-b), (IMP, 2010).



Figura 4.5. a) Pilotes de succión b) Pilotes torpedo c) Anclas de arrastre (Tomado de IMP, 2010).

4.2.2 Sistema de posicionamiento dinámico (SPD)

Los sistemas de posicionamiento dinámico o SPD se utilizan principalmente en las operaciones de la industria petrolera y para perforar en aguas profundas. Para solucionar algunos problemas de estabilidad, se recurre a los sistemas de posicionamiento dinámico, que permiten mantener la posición mientras se perforan pozos en lugares donde las profundidades son superiores a los 3 mil metros, por lo que estos sistemas se han convertido en un requisito indispensable para las plataformas (Usabiaga Santamaría, González Blanco, 2012).

El sistema de posicionamiento dinámico, es por definición: “Un sistema capaz de controlar la posición y proa de un determinado buque o plataforma mediante el empuje de sus equipos propulsores y acción de su sistema de gobierno automáticamente” (Usabiaga Santamaría, González Blanco, 2012).

Algunas de las operaciones que se podrían destacar por su complejidad y amplia utilización de los SPD, son las siguientes:

- Tendido y reparación de cables.
- Tendido y reparación de tuberías.
- Transvase de crudo y gas en alta mar.
- Abastecimiento a plataformas.
- Operaciones de dragado.
- Manejo de anclas.
- Mantenimiento de construcciones offshore.

Finalmente hay que recordar que la posición, la dirección y los movimientos realizados por medio de un Sistema de Posicionamiento Dinámico, pueden ser tanto absolutos como relativos, es decir, referenciados a un punto fijo o a un punto móvil respectivamente.

El sistema de posicionamiento tiene como objetivo limitar los movimientos de la plataforma, generados por las acciones ambientales, dentro de un círculo de operación establecido para salvaguardar la integridad de los risers (Usabiaga Santamaría, González Blanco, 2012).

4.3 Herramientas utilizadas en la perforación

Para satisfacer en tiempo y forma los contratos de operaciones de exploración y explotación en aguas profundas, así como las demandas económicas que generan los problemas de perforación con presencia de capas de sal, los ingenieros de perforación se han dado a la tarea de utilizar herramientas que originalmente eran empleadas para pozos de alcance extendido, las que se adaptaron de acuerdo a las necesidades de perforación y direccionamiento en estructuras salinas, por ejemplo se utiliza una combinación de herramientas tales como las barrenas compactas de un compuesto policristalino de diamante (DPC), los ensanchadores concéntricos, los sistemas rotativos direccionales (RSS), etc.

4.3.1 Barrenas DPC

Las barrenas DPC son herramientas de corte localizadas en el extremo inferior de la sarta de perforación y son utilizadas para cortar o triturar las formaciones rocosas durante la perforación. Existen dos tipos principales de barrenas DPC que se diferencian por el mecanismo de operación por el cual funcionan; estas son:

- Barrenas tricónicas. - contienen dientes maquilados o insertos de diamante o carburo de tungsteno y el mecanismo utilizado es la trituración por impacto, lo que provoca la fragmentación de la roca por compresión (Figura 4.6), (Martell Andrade, 2016).

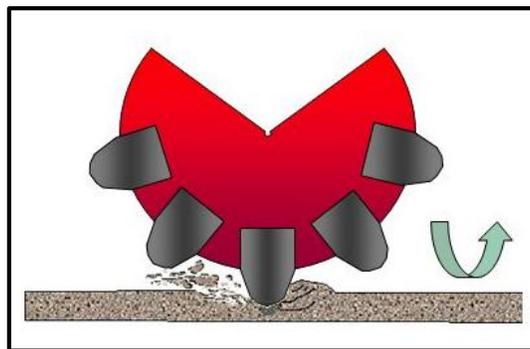


Figura 4.6. Mecanismo de corte por compresión en una barrena tricónica (Tomada de Schlumberger, 2013).

- Barrenas de cortadores fijos. - el mecanismo esencial de estas barrenas es raspar la roca fallando por esfuerzo de corte (Figura 4.7), (Martell Andrade, 2016).

Las barrenas DPC que están dentro de la clasificación de barrenas de cortadores fijos por el mecanismo de corte, son las más adecuadas para perforar estructuras con sal debido al esfuerzo de cizalladura que aplica en la roca, además de necesitar un menor peso sobre la barrena (WOB) (Aburto Pérez, et al., 2009).

Las características de las barrenas DPC, así como su durabilidad permite la perforación de estructuras salinas de gran espesor en una sola carrera antes de entubar y cementar las tuberías en el pozo, además de que pueden ser diseñadas con distintos grados de acción de corte, por lo que se vuelven las herramientas que ofrecen los mejores resultados (Figura 4.7), (Aburto Pérez, et al., 2009).

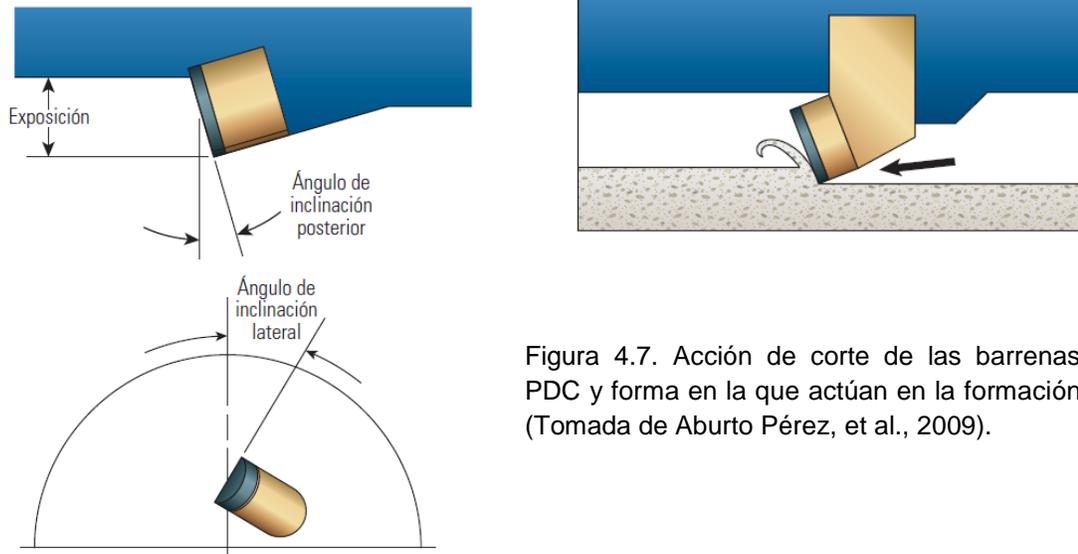


Figura 4.7. Acción de corte de las barrenas PDC y forma en la que actúan en la formación (Tomada de Aburto Pérez, et al., 2009).

La selección adecuada de las barrenas es acorde a las características de la secuencia a perforar y al tipo de fluidos esperados, además se debe de realizar una buena elección de parámetros de perforación, tales como la velocidad de penetración (ROP), el peso sobre la barrena (WOB), un buen arreglo de fondo (BHA), el perfil del pozo, la velocidad de rotación de la barrena, la profundidad y la trayectoria del pozo, entre otros, que permitirán obtener pozos de buena calidad y en buen estado, sin atascamientos y en la dirección deseada (Aburto Pérez, et al., 2009).

4.3.2 Sistemas rotativos direccionales (RSS)

Las herramientas RSS son utilizadas para cambiar la dirección del pozo durante la perforación, en respuesta a los controles enviados por los encargados de perforación desde superficie (Aburto Pérez, et al., 2009).

Existen dos tipos de herramientas RSS: el sistema de empuje de la barrena y el sistema de direccionamiento de la barrena. El primero empuja los patines accionados por el flujo del lodo contra la pared del pozo lo que provoca que el arreglo del fondo y la trayectoria del pozo se muevan en dirección opuesta. El segundo sistema cambia el ángulo de orientación de la barrena utilizando un eje flexible que va pegado a la barrena con el fin de cambiar la dirección del pozo (Aburto Pérez, et al., 2009).

Si bien es cierto que para llevar a cabo una perforación de alcance extendido realizando perforaciones direccionales, se ha venido utilizando habitualmente motores accionados por el lodo, los ingenieros en perforación encontraron que este sistema provee bajas velocidades de penetración y pozos muy tortuosos, por

lo que se buscaron alternativas adecuadas que mejoran los resultados, como ocurre con las herramientas RSS de 26 pulgadas, encontrándose que estos sistemas generan un menor tiempo de perforación en aproximadamente un 63% y puede darse una rotación del 100% del tiempo durante el direccionamiento (Aburto Pérez, et al., 2009).

Por otro lado, estas herramientas también se utilizan para desviar un poco el pozo y así evitar problemas tales como las inclusiones de sal en el pozo o los depósitos bituminosos que estropeen la calidad del pozo (Aburto Pérez, et al., 2009).

4.3.3 Ensanchadores concéntricos

Para cumplir con los objetivos del programa de perforación, así como para obtener pozos más grandes, mejores, de gran calidad y con un proceso de perforación más rápida, sin complicaciones y de una manera económicamente efectiva, es necesario que se lleven a cabo técnicas de ensanchamiento del pozo de una manera continua a medida que se va perforando (Aburto Pérez, et al., 2009).

Las herramientas más comunes para esta técnica, conocida como ensanchamiento de pozo durante la perforación (EWD), son los rectificadores concéntricos, las barrenas bicéntricas y los rectificadores excéntricos (Aburto Pérez, et al., 2009).

El incrementar el tamaño del diámetro del pozo con las barrenas adecuadas ofrece ciertas ventajas, tales como la capacidad para utilizar una sarta de revestimiento con un diámetro externo similar al diámetro interno de la sarta previa, al tomarse un espacio anular más grande. Esto genera que el espacio extra entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo reduzca los efectos de suaveo (swab), oleada inicial y los problemas de cementación que puedan generarse en un área demasiado pequeña si fuera el caso (Aburto Pérez, et al., 2009).

4.4 Operación de instalación de tubería conductora o de trabajo.

La tubería de perforación es un elemento tubular en donde se llevan a cabo los trabajos durante la perforación del pozo, presenta un mayor diámetro, ya que a través de ella pasaran las tuberías de revestimiento.

Es la primera tubería que puede ser hincada o cementada al comenzar la perforación y su profundidad de asentamiento es de 20 m hasta los 250 m. Algunas de sus funciones son establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que viaja del pozo hacia las presas del lodo, en ella se

instalan desviadores de flujo, evita que las formaciones someras del pozo se derrumben, protege a los acuíferos superficiales de agua dulce de la contaminación, además de que permite continuar con la perforación hasta la profundidad en donde será asentada la tubería de revestimiento superficial (Castro Robles, et al., 2013).

4.4.1 Método de Jetting

El método de Jetting, es la instalación de la tubería conductora (Figura 4.8), es la técnica más utilizada en la actualidad, debido a la disminución de tiempo y costos por la renta de equipo de perforación, sin embargo, la diferencia 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 sustrato, pues el primero difícilmente podría ser empleado en sedimentos 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 materiales. En sedimentos 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 (Cárdenas, et al., 2013).

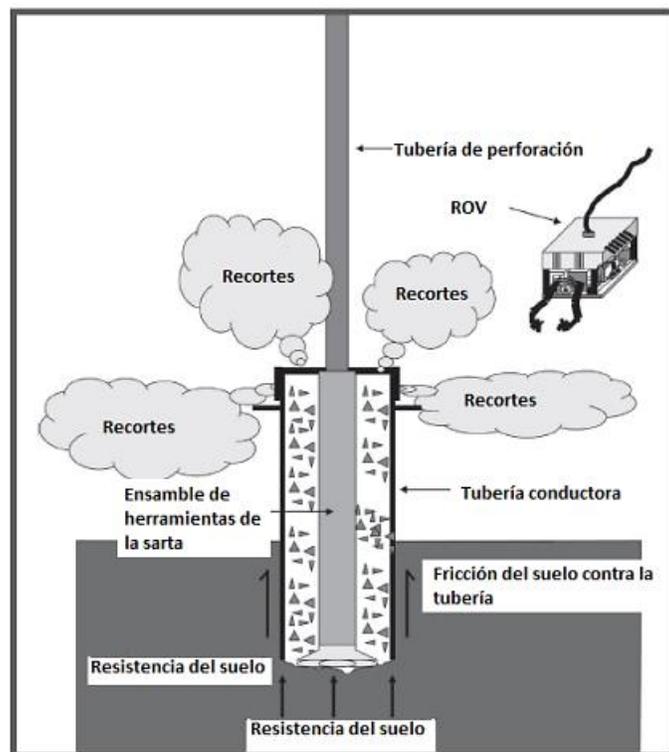


Figura 4.8. Método de instalación de tubería conductora Jetting (Tomada de Cárdenas, et al., 2013).

4.4.2 Instalación con apoyo de martillo hidráulico

El martillo de perforación hidráulico se baja por el interior de la tubería de revestimiento superficial con la finalidad de continuar con la perforación del pozo al mismo tiempo que hace avanzar los siguientes segmentos de tuberías de revestimiento (Brewer, et al., 2005).

El martillo consiste de un tubo de diámetro mayor que está unido a la sarta de perforación y le provee de golpes de alto impacto para continuar con la perforación (Figura 4.9). Funcionan con una demora de tiempo producto de la liberación del fluido hidráulico, por lo que cuando se abre el mandril con el fluido hidráulico, este comienza a fluir a través de un pequeño orificio. Posteriormente, otro fluido comienza su circulación por un canal de diámetro mayor que el anterior, lo que permite que se abra el Jar y en consecuencia se efectúa un gran golpe por la desaceleración de la sarta sobre el Jar (Mendoza Vázquez, 2011).

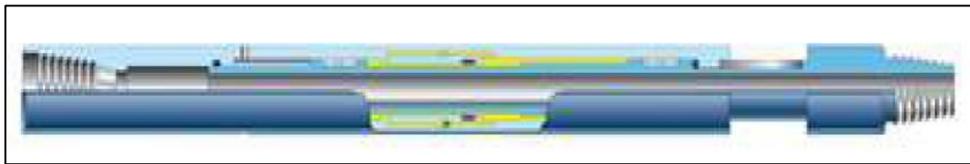


Figura 4.9. Martillo Hidráulico (Schlumberguer, 2005 en Santiago Esquitín, 2013).

4.4.3 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. Debido a que la instalación de las anclas torpedo es barata y sencilla, se decidió utilizar esta metodología para instalar las tuberías conductoras, dando como resultado la reducción de tiempo en la instalación (Cárdenas, et al., 2013). Los componentes del sistema torpedo son los siguientes:

- **Torpedo Base**

Está compuesto por conexiones soldadas junto con la tubería conductora, se caracterizan por tener en la parte superior el housing de baja presión del cabezal del pozo; para proporcionar mayor fricción con el piso marino y para dar mayor estabilidad se le agregan aletas, las cuales también servirán como soporte contra el lecho marino para mitigar los movimientos ejercidos por el riser (Cárdenas, et al., 2013)

- **Torpedo**

Esta parte es la responsable de la acción de martilleo para obtener la penetración final, se compone de dos tubos concéntricos soldados a un tapón en la parte superior, en el espacio anular entre las tuberías concéntricas se llena de una mezcla de cemento y fierro los cuales dan el peso necesario para la penetración, siempre manteniendo el centro de gravedad del torpedo lo más bajo que sea posible (Cárdenas, et al., 2013).

- **Instalación**

El proceso de instalación requiere de pruebas de lanzamiento y estudios de mecánica de suelos, 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 proceden a posicionar el sistema de torpedo utilizando un AHV desde el cual se dejará caer (Cárdenas, et al., 2013).

4.5 Fluidos de perforación.

Un fluido de perforación es una mezcla de sólidos y líquidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) que son utilizados en operaciones de perforación de pozos. Fueron utilizados por primera vez en 1913 para controlar las presiones del subsuelo. La composición de los fluidos varía según las exigencias de pozo, la capacidad del equipo de perforación, la profundidad, el tipo de secuencia sedimentaria (tipo de roca) y los aspectos ambientales. Un lodo de perforación consiste en una suspensión de bentonita y barita en agua u otros fluidos, con los aditivos necesarios para cumplir las siguientes funciones (Geología del Subsuelo, 2015):

1. *Llevar los recortes a la superficie.*
2. *Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.*
3. *Controlar las presiones de formación.*
4. *Limpiar el fondo del pozo.*
5. *Mantener la integridad del agujero.*
6. *Ayudar a la toma de registros geofísicos.*

7. *Minimizar la corrosión de la TP y la TR.*
8. *Mejorar la velocidad de perforación.*

Los fluidos de perforación se clasifican en tres tipos:

- Fluidos base agua.
- Fluidos base aceite.
- Fluidos aireados o emulsión inversa.

4.5.1 Fluidos base agua

El sistema de lodos base agua es el más usado a nivel mundial en la industria de la perforación. En este sistema la fase continua es el agua dulce, agua de mar y la fase discontinua puede ser: **aceite** (lodo de emulsión directa) o **aire** (lodo aireado) (Geología del Subsuelo, 2015).

Los sistemas de fluidos base agua se diferencian por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a la temperatura.

En el Golfo de México, en donde se encuentran formaciones salinas, se han utilizado los fluidos base agua con éxito en los intervalos donde no hay presencia de sal, que corresponde a una gruesa secuencia sedimentaria de terrígenos y carbonatos. En el caso de perforar pozos con fluidos base agua en secuencias salinas, estos deben ser usados cerca del punto de saturación para evitar el lavado excesivo de las paredes de la formación salina, además que se deben utilizar aditivos como inhibidores que previenen la recristalización en el fondo de la sección que ya se perforó.

Algunos problemas que se pueden presentar por utilizar fluidos base agua, es la contaminación por arcillas, contaminación por bicarbonato de sodio, contaminación con carbonatos, contaminación por cloruro de sodio, contaminación por cemento, contaminación por anhidrita y contaminación por alta temperatura.

Todas las contaminaciones anteriormente mencionadas provocan un aumento en la reología en los lodos base agua que deben de tomarse en cuenta cuando se perfora un pozo petrolero en el Golfo de México Profundo.

4.5.2 Fluidos base aceite

Un lodo base aceite es aquel fluido de perforación que tiene como fase continua a un aceite y su filtrado es únicamente aceite. Se le denomina “lodo base aceite” cuando su contenido de agua es de 1 al 15% y “emulsión inversa” cuando el contenido de agua es de 5 al 50 %. Los lodos de emulsión inversa se refieren a una emulsión de agua en aceite en donde la fase continua es el aceite y la discontinua el agua en forma de gotas (Geología del Subsuelo, 2015).

El uso de estos dos tipos de fluidos requiere un manejo responsable y cuidadoso, ya que tiene un elevado poder contaminante, sin embargo, han sido empleados con éxito para la perforación de pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura; también son útiles para evitar problemas de pega de tubería y de estabilidad de pozo o cuando se requiere atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhidrita, presencia de sulfuro de hidrógeno y cuando se tienen formaciones potencialmente productoras. Otra aplicación importante es que minimizan la fricción y los torques (en pozos altamente desviados). Algunos problemas que ocurren por una mala selección del lodo de perforación en pozos en aguas profundas con presencia de sal son los que se indican en la figura 4.10.



Figura 4.10. Problemas provocados por la mala selección de un fluido de perforación en sección salina (Tomado de Aburto Pérez, et al., 2009).

4.5.3 Fluidos de emulsión inversa

Estos fluidos incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados que son utilizados para perforar en zonas muy depresionadas cuyos gradientes de presión de fractura son bajos. La perforación con fluidos de emulsión inversa requiere de una gran cantidad de compresores para el bombeo del aire al pozo. El problema que se tiene cuando se perfora con aire o gas, es que en muchos casos el volumen es insuficiente para transportar los recortes hasta la superficie (Geología del Subsuelo, 2015).

Los fluidos aireados tienen una gran aplicación en la *perforación bajo balance*, ya que este método de perforación requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido sea menor que la presión del yacimiento; esto se puede lograr con la inyección de nitrógeno a la columna de lodo.

4.6 Instalación de equipo en el lecho marino

En la parte superior de las terminaciones de pozos se colocan múltiples equipos como los ensamblajes de válvulas, bobinas, medidores de presión y estranguladores para posteriormente colocarse los risers. El arreglo mantiene una secuencia de instalación que primero comienza con el conductor seguido de la tubería de revestimiento superficial, sobre esta herramienta se coloca el cabezal y el conjunto de preventores (BOP) continuando con el conjunto inferior del riser y por último el riser de perforación respectivamente (Bravo Vallejo, 2009)

4.6.1 Instalación del cabezal del pozo

El sistema del cabezal del pozo es un accesorio 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. La primera consiste en conectar un extremo de la tubería conductora al housing y la segunda consiste en instalar el housing de alta presión con la tubería de revestimiento dentro del housing de baja presión, este accesorio es de gran importancia ya que conecta y sella al pozo con los preventores submarinos y posteriormente en la etapa de terminación será conectado al árbol de producción submarino (Figura 4.11), (Cárdenas, et al., 2013).

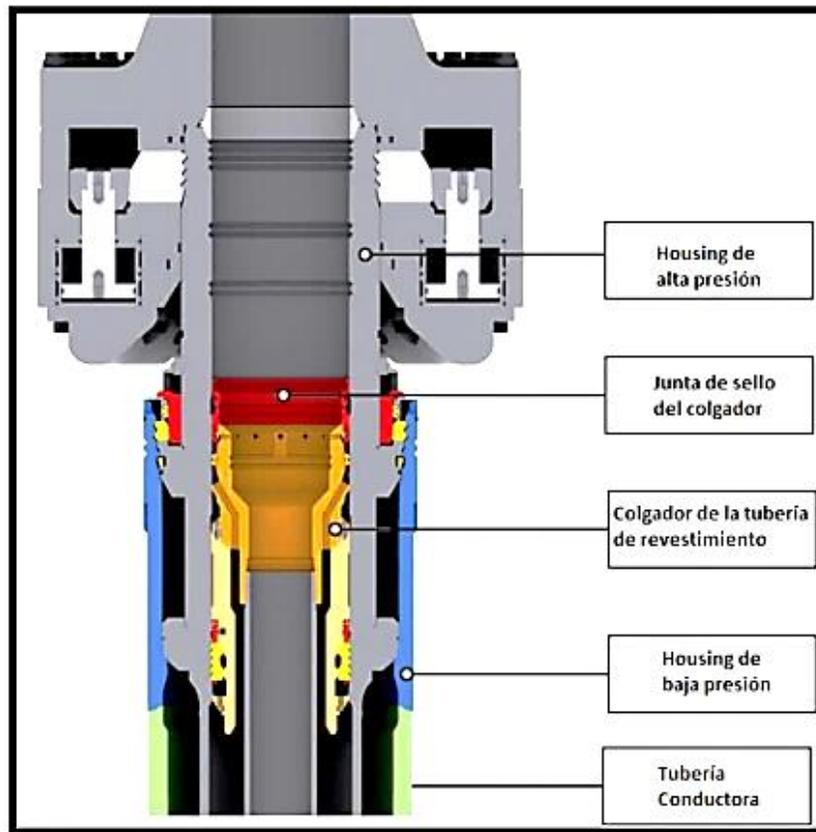


Figura 4.11. Esquema de un Cabezal de pozo petrolero (Tomada de Cárdenas, et al., 2013).

4.6.2 Instalación del preventor

Este dispositivo es de vital importancia en el cabezal del pozo ya que brinda seguridad a la brigada, al equipo de perforación y al pozo. Consiste de una válvula que puede cerrarse para evitar la pérdida de control del pozo durante las operaciones de perforación y de producción (Figura 4.12), la mayoría pueden accionarse de manera remota (Caufield, et al., 2007).

Las técnicas de instalación de preventores son en la superficie y en el fondo del mar. Las operaciones de perforación con los preventores en la superficie se limitan solo a plataformas fijas, donde se colocan suspendidos con colgadores submarinos y se prolongan hasta la superficie. En la perforación con preventores en el fondo del mar se llevan a cabo en cualquier tipo de equipo marino de perforación, pero es más utilizado en estructuras flotantes. Se instala junto con el cabezal y brinda la ventaja de proveer una tolerancia por desalineamientos entre la mesa rotaria y los preventores sin generar cargas laterales o desgaste en las herramientas (Medina Rodríguez, 2014).

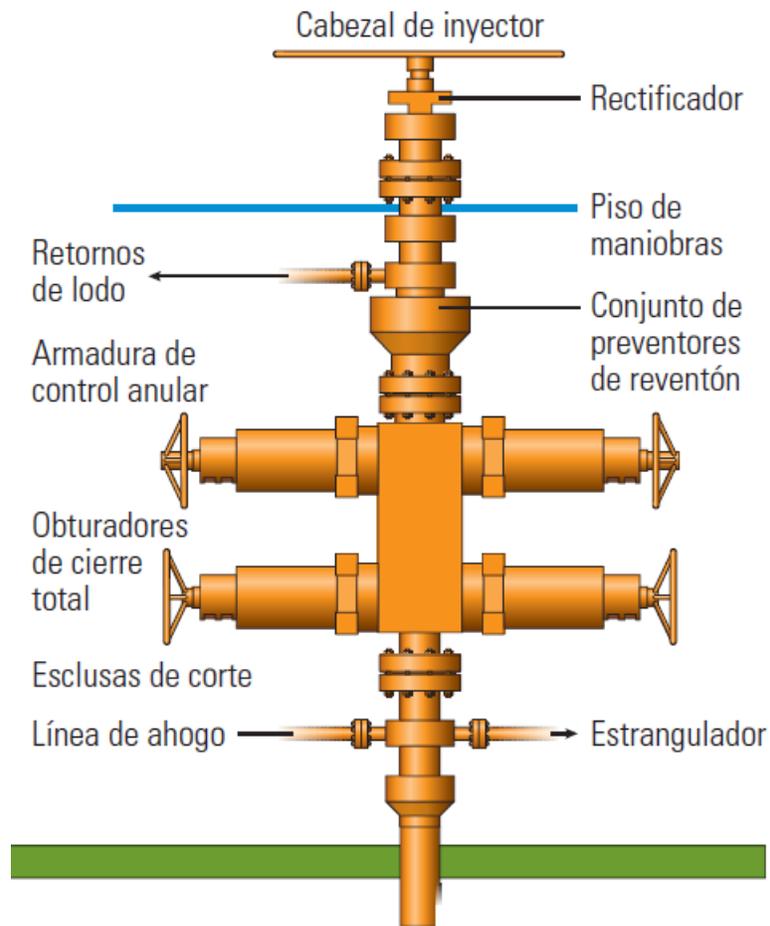


Figura 4.12. Esquema de los componentes de un preventor (Tomado de Caufield, et al., 2007).

4.7 Métodos de perforación en aguas profundas

4.7.1 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 de los fluidos y las operaciones de control del pozo. Los risers de perforación necesitan resistir la carga ambiental, manteniendo los ángulos necesarios de las juntas de flexión para una utilidad óptima (Figura 4.13).

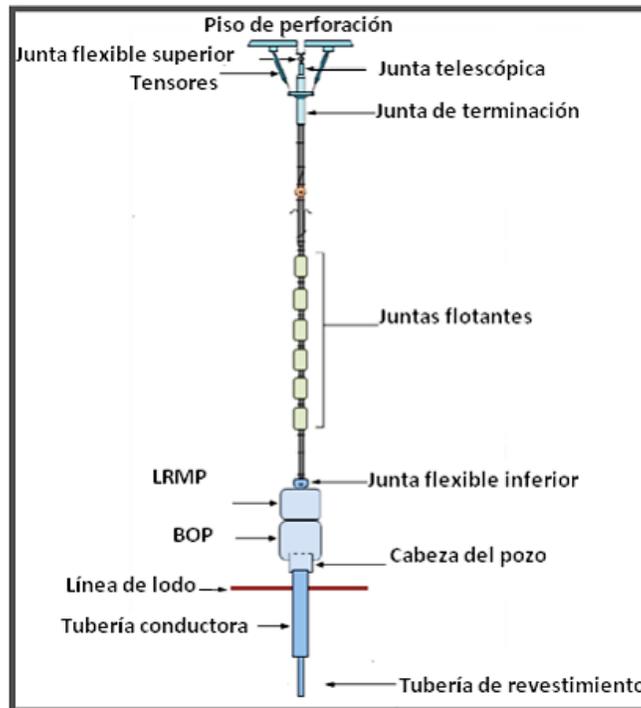


Figura 4.13. Esquema de la configuración del riser (Cárdenas, et al., 2013).

Los risers para unidades de perforación flotante están compuestos normalmente de tramos de 15.25 m de largo; cada extremo de los tramos posee juntas integrales de acoplamiento rápido. Cuentan con una junta telescópica localizada en el extremo superior del conductor, normalmente diseñada para un movimiento vertical. En muchos casos los tensores se conectan al extremo fijo del exterior de la junta telescópica, para proporcionar la fuerza axial suficiente y prevenir que el riser se flexione. El exterior de la junta telescópica y el riser tienen movimientos laterales, inducidos por el movimiento lateral y longitudinal de la unidad, pero no tienen movimiento vertical. Cuando ésta se mueve verticalmente, se mueve junto con la camisa interior de la junta telescópica. Las juntas esféricas colocadas en cada extremo del riser permiten la rotación en cualquier dirección entre 7 y 9 grados (Cárdenas, et al., 2013).

4.7.2 Perforación con BOP superficial

Llevar a cabo la perforación de pozos marinos con un preventor (BOP) superficial requiere de un arreglo distinto al sistema típico. Las modificaciones necesarias a la unidad de perforación son la colocación de un preventor más ligero sujetado por los tensionadores del riser, que sea instalado en la parte superficial del riser y debajo de las conexiones telescópicas (Figura 4.14), asimismo se emplea un riser de alta presión que contiene a sus costados las líneas de matar lo que facilita su

operación de control y, por último, un sistema de desconexión submarina que dota de ventajas como cerrar el pozo y desconectar el riser cuando se presentan fallas (Cárdenas, et al., 2013).

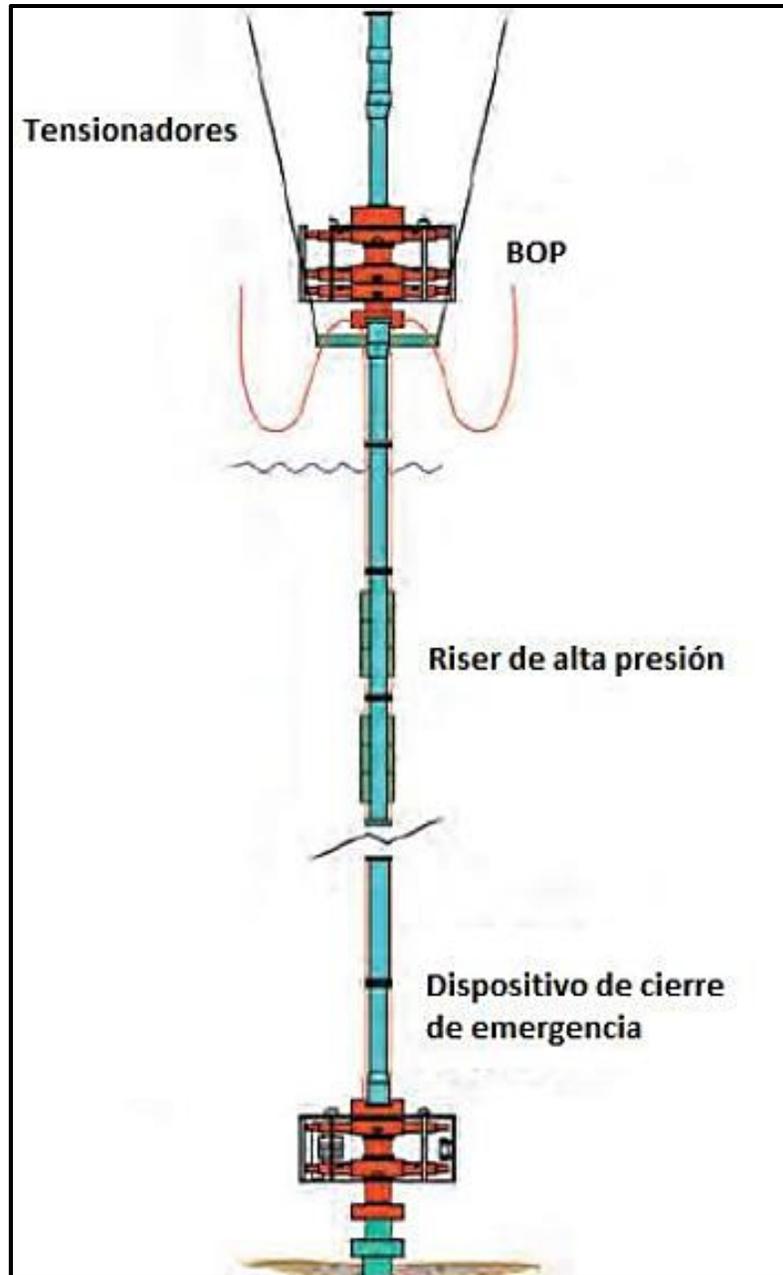


Figura 4.14. Esquema de la configuración del arreglo de la herramienta de perforación con el BOP superficial (Tomado de Cárdenas, et al., 2013).

Este dispositivo provoca una serie de ventajas y desventajas que se mencionan a continuación (tabla 4.1), (Cárdenas, et al., 2013):

Ventajas	Desventajas
Reducción del peso debido a que las tuberías se vuelven más ligeras.	Es necesario colocarse en condiciones ambientales tranquilas.
Se puede utilizar tubería de revestimiento como riser para mejorar las velocidades de armado y desarmado del equipo.	Se vuelve difícil y en ocasiones imposible, la instalación de todas las herramientas, colgadores de tuberías, pruebas de producción o demás elementos que requieren los pozos para ser explotados.
Es más seguro y rápido controlar un brote en el pozo.	

Tabla 4.1. Ventajas y desventajas de utilizar preventores (Tomado de Cárdenas, et al., 2013).

4.7.3 Perforación sin riser

Al aumentar la profundidad de los pozos, la perforación con riser se dificulta debido al aumento del tirante de agua, ya que el tamaño de la cabeza de pozo y el riser también incrementan, así como 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.

Debido a diferentes problemas ocasionados por las corrientes marinas, se desarrolló un nuevo método para perforar pozos en aguas profundas, 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.

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 poder remover los recortes del agujero. Una variante de la perforación sin riser se presenta cuando las bombas submarinas y la línea de retorno del lodo no son instaladas, por lo que es necesario que el lodo de

perforación se sustituya por agua de mar, donde al término de la operación es vertida en el fondo marino. En la figura 4.15 se muestra una comparación entre la perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser (Cárdenas, et al., 2013).

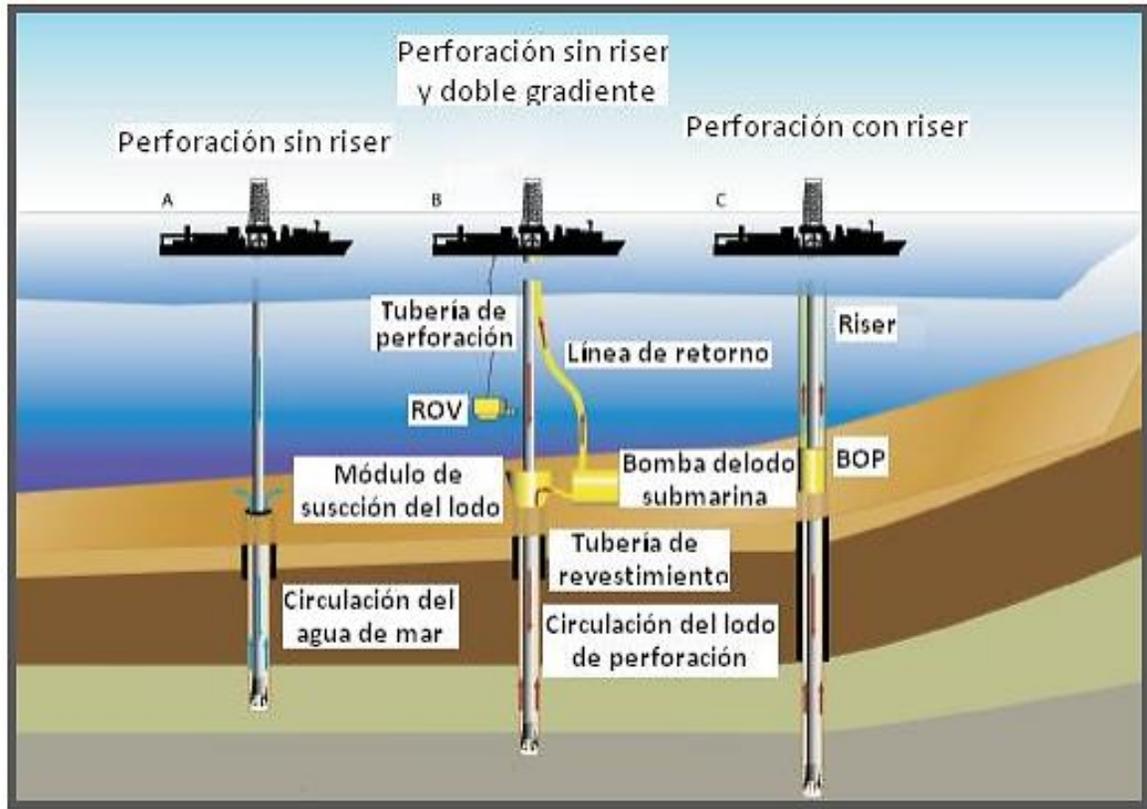


Figura 4.15 Esquema de la perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser (Tomada de Cárdenas, et al., 2013).

4.8 Cementación

La cementación consiste en agregar una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del pozo o revestidores previos (Figura 4.16) cuyos objetivos son el proteger el agujero para no provocar colapsos, brindarles soporte a las tuberías dentro de los pozos y protegerlos de la corrosión y crear un aislamiento de la tubería con los acuíferos, formaciones de alta o baja presión y con las zonas productoras. Este proceso se clasifica en tres tipos, la cementación primaria, forzada y los tapones de cemento (Albarrán, et al., 2012).

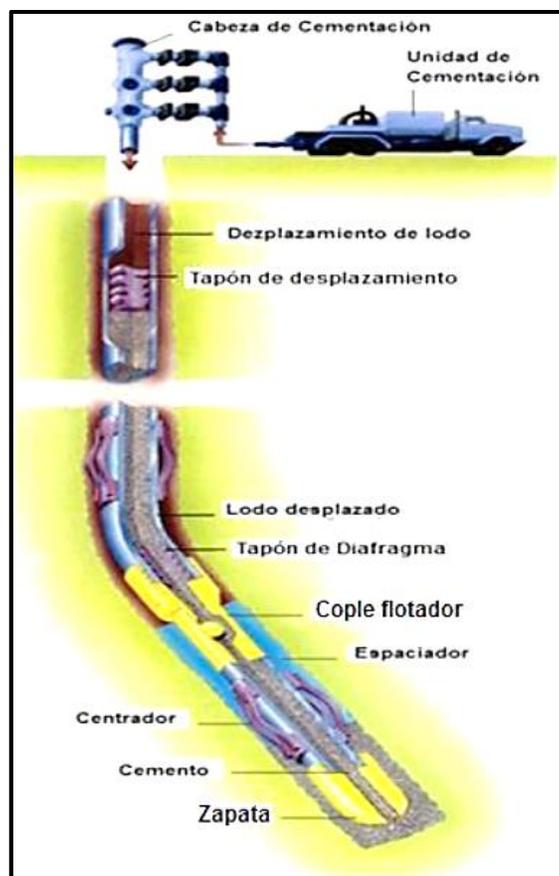


Figura 4.16. Proceso de cementación en un pozo petrolero (Tomado de Albarrán, et al., 2012).

Uno de los problemas a los que los ingenieros se enfrentan cuando se llevan a cabo las operaciones de cementación, es la baja temperatura que existe en el lecho marino y la entrada de agua al pozo, que en muchas ocasiones impide la solidificación del cemento provocando riesgos en el pozo. Ante esta problemática, las compañías petroleras han tenido que desarrollar un cemento especial con ciertas características para que resista el flujo de agua y que fuera menos denso para que no genere fracturas en las formaciones rocosas débiles.

El éxito de la cementación de varios pozos en el Golfo de México Norte y en el área marina de Angola se ha logrado al utilizar una lechada nitrogenada, debido a que este cemento presenta un tiempo de tránsito corto, es decir, el periodo de tiempo en el que pasa del estado líquido al sólido, además de desarrollar una alta resistencia que impide que el flujo de agua penetre el sello del cemento. Debido a que la lechada presenta una fase gaseosa, la densidad del cemento puede modificarse cuando se le agrega nitrógeno durante el mezclado para elaborar un cemento liviano que no pueda fracturar las formaciones rocosas (Cuvillier, et al., 2000).

En este tipo de cementos se ha utilizado la tecnología DeepCRETE que endurece rápidamente en temperaturas muy bajas de hasta 4°C, lo que permite reducir el tiempo de fraguado del cemento (Figura 4.17) e importantes cantidades de dinero en la construcción de pozos (Cuvillier, et al., 2000).

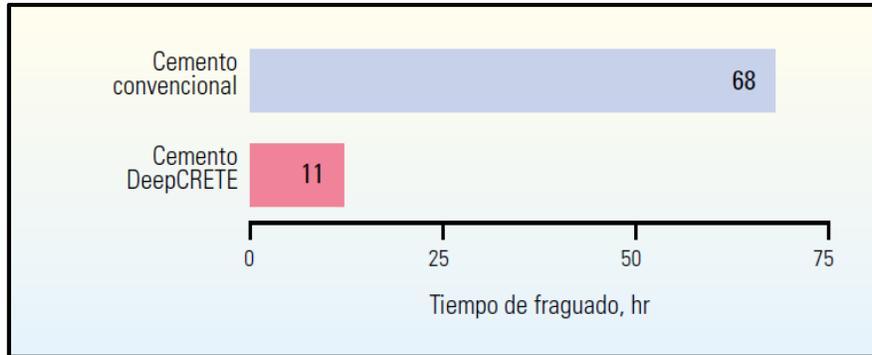


Figura 4.17. Ejemplo de la utilización de la tecnología DeepCRETE con respecto al uso de un cemento convencional. Observe que el tiempo de fraguado del cemento DeepCRETE es mucho más rápido lo que permite ser más efectivo en el tiempo y costos de una perforación en ambientes profundos (Tomada de Cuvillier, et al., 2000).

4.9 Perforación de campos asociados a ambientes salinos

Es sabido por numerosas evidencias superficiales, por geoquímica, por interpretación sísmica y por la perforación de pozos someros y profundos, que en el Golfo de México existen grandes cantidades de hidrocarburos que se localizan atrapados por debajo de grandes espesores de sal, que definen a los plays sub-salinos y de los cuales, en el Golfo de México se han descubierto excelentes oportunidades, por ejemplo, en la Provincia de Cinturón Plegado Perdido se tiene a los campos Trión y los campos Exploratus y en la Provincia Salina del Istmo se descubrieron los pozos Tamil-1 y Tamha-1.

Llevar a cabo la perforación de un pozo sub-salino con éxito, es el principal reto para el personal de perforación, ya que deben de enfrentarse a una serie de problemas técnicos debido a las características peculiares que presentan las rocas evaporíticas; también existen desafíos que se asocian a operaciones de perforación en aguas profundas. Las operaciones de perforación en este tipo de formaciones se han considerado desde los primeros inicios de alto riesgo y técnicamente difícil de realizar, debido a problemas como la baja tasa de penetración de la sal, por la baja viscosidad que presenta a altas temperaturas, la dificultad que han tenido los geofísicos en poder generar imágenes de calidad que definan con precisión la forma, geometría y tamaño de las estructuras salinas, para así poder determinar con precisión la localización de los yacimientos, la

pérdida del fluido de perforación, la deficiente calidad y estabilidad del pozo entre otros desafíos (Figura 4.18). Los ingenieros de perforación han generado una simple solución ante tales problemas, la principal es evitar los intervalos salinos antes que perforarlos y confrontar los obstáculos geológicos y tecnológicos a los que se enfrentarían, sin embargo, en muchos casos esto no es posible de realizar (Baños Torales y Sánchez Ramos, 2009).

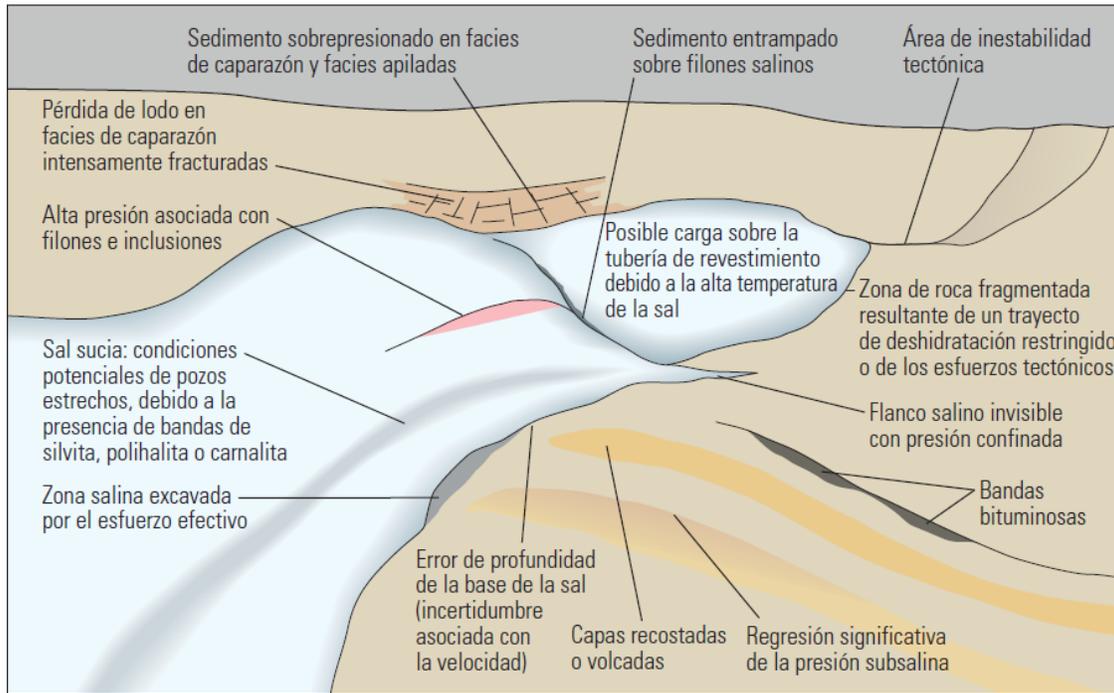


Figura 4.18. Esquema que muestra los principales riesgos generados durante la perforación de la sal y formaciones adyacentes (Tomada de Aburto Pérez, et al., 2009).

Sin bien es cierto que el proceso de perforación y el de producción de un pozo subsalino requieren de un alto grado de planificación, capacidad operacional e inversión, con los avances tecnológicos que se han registrado hasta el momento, los ingenieros encargados de la perforación confían en su capacidad para alcanzar las reservas petroleras que se encuentran por debajo de miles de metros de agua, con sedimentos y rocas muy variados, entre ellos la sal. Su atención se centra ahora en lograr proyectos exitosos económicamente rentables, aprovechando al máximo la tecnología que se encuentra disponible (Aburto Pérez, et al., 2009).

A continuación, se describe lo referente a la presencia de la sal y su relación con la perforación de pozos petroleros en aguas profundas, ya que su existencia origina problemáticas en la perforación de pozos en el Golfo de México.

4.9.1 Propiedades de la sal

Todas las rocas que forman parte del sistema petrolero en una cuenca sedimentaria presentan propiedades singulares, que hacen que los ingenieros de perforación tomen en cuenta esas consideraciones para seleccionar las herramientas, los lodos de perforación, el programa de cementación a utilizar, con la finalidad de lograr perforar un pozo de calidad y estable para la producción de hidrocarburos con rendimiento económico.

Las características que presenta la sal proveen a los encargados de perforación una serie de ventajas y desventajas para la perforación de estos cuerpos. A continuación, se mencionan ciertas propiedades de la sal que deben de tomarse en cuenta en un programa de perforación:

- a) La baja densidad de la sal, que es de aproximadamente $2.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$, se mantiene casi constante conforme se aumenta la profundidad a la que este sepultada, es decir, la variación que presenta con respecto a la profundidad es muy pequeña comparada con otras rocas (Serrano Alquicira, 2014) (Figura 4.19).
- b) Tiene una baja permeabilidad, lo que permite que estos cuerpos de sal sean magnificas rocas sello y formen trampas de hidrocarburos; además de eliminar los problemas de control de pozo que usualmente ocurre en formaciones permeables durante la perforación (Aburto Pérez, et al., 2009).
- c) Se comporta como un flujo pseudoplástico o no viscoso, cuya viscosidad se encuentra aproximadamente entre los $10^{14}\text{-}10^{17}$ y $10^{19} \text{ [Pa}\cdot\text{s]}$, variaciones que se dan por el contenido mayor o menor de agua o porque en algunos casos se encuentra mezclada con sedimentos de diferentes granulometrías, bajo temperaturas y presiones subsuperficiales debido a esfuerzos de tensión y compresión muy bajos que genera que la sal presente una tendencia a fluir (Serrano Alquicira, 2014).
- d) Debido al movimiento de flujo que presenta la sal, está genera una zona de roca fragmentada que resulta difícil de modelar con imágenes sísmicas, sobre todo en la base, en la cima y en los flancos de la estructura (Aburto Pérez, et al., 2009).
- e) La sal se deforma en función del tiempo, de la presión de sobrecarga y de sus propiedades físicas cuando se presentan condiciones de esfuerzo constante; por lo que puede comenzar a fluir hacia el interior del pozo, además de que bajo condiciones de temperaturas elevadas provoca que la sal se mueva con rapidez, generando atascamiento de la herramienta de perforación (Aburto Pérez, et al., 2009).

- f) En su conjunto la sal tiene una dureza mayor que otros cuerpos de roca y eso trae como consecuencia que sea más difícil de perforar, además de que su gradiente de fractura es alto, lo que permite que se puedan perforar tramos de pozos más largos (Aburto Pérez, et al., 2009).

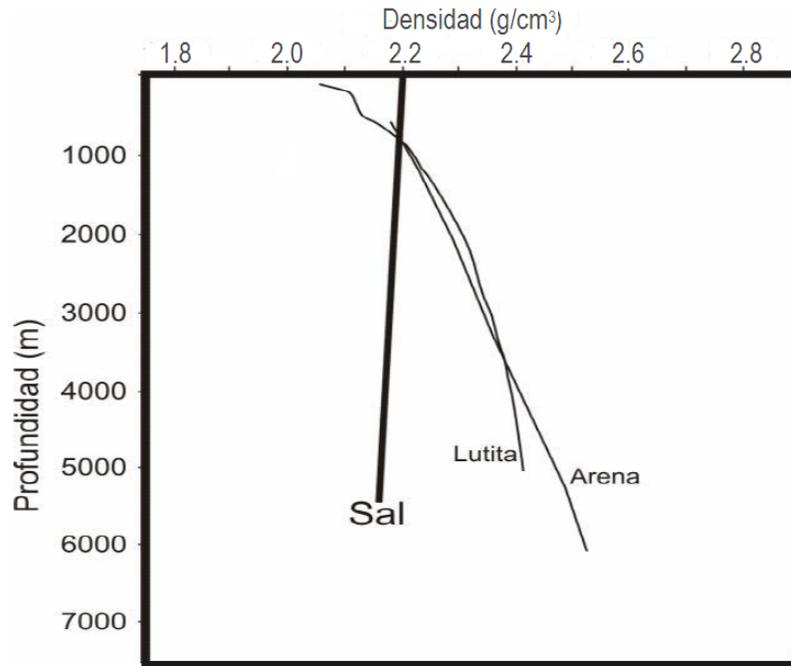


Figura 4.19. Gráfica que muestra la baja variabilidad de densidad que presenta la sal conforme se aumenta la profundidad (Modificada de Serrano Alquicira, 2014).

4.10 Ejemplo de perforación en la región centro-sur del Golfo de México profundo

En la Cuenca Salina del Istmo, en aguas profundas, se han perforado los siguientes pozos: Tamha-1, Nat-1, Lakmay-1 y Holok-1, los cuales han resultado improductivos y Tamil-1 que resultó productor de aceite.

Hablando de la perforación de estos pozos, en agosto de 2008 se inició la perforación del pozo Tamha-1, con tirante de agua de 1,145 metros, a 245 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen y a 100 kilómetros del pozo Tamil-1 que es el más cercano de la zona (Aguilar, 2010).

Estos pozos se perforaron con plataformas semisumergibles “MAX SMITH” para perforar Tamha-1 y “OCEAN VOYAGER” para Tamil-1 (Figura 4.20).

La perforación de Tamha-1 tuvo como objetivo evaluar el potencial almacenado de hidrocarburos en los depósitos carbonatados del Mesozoico.

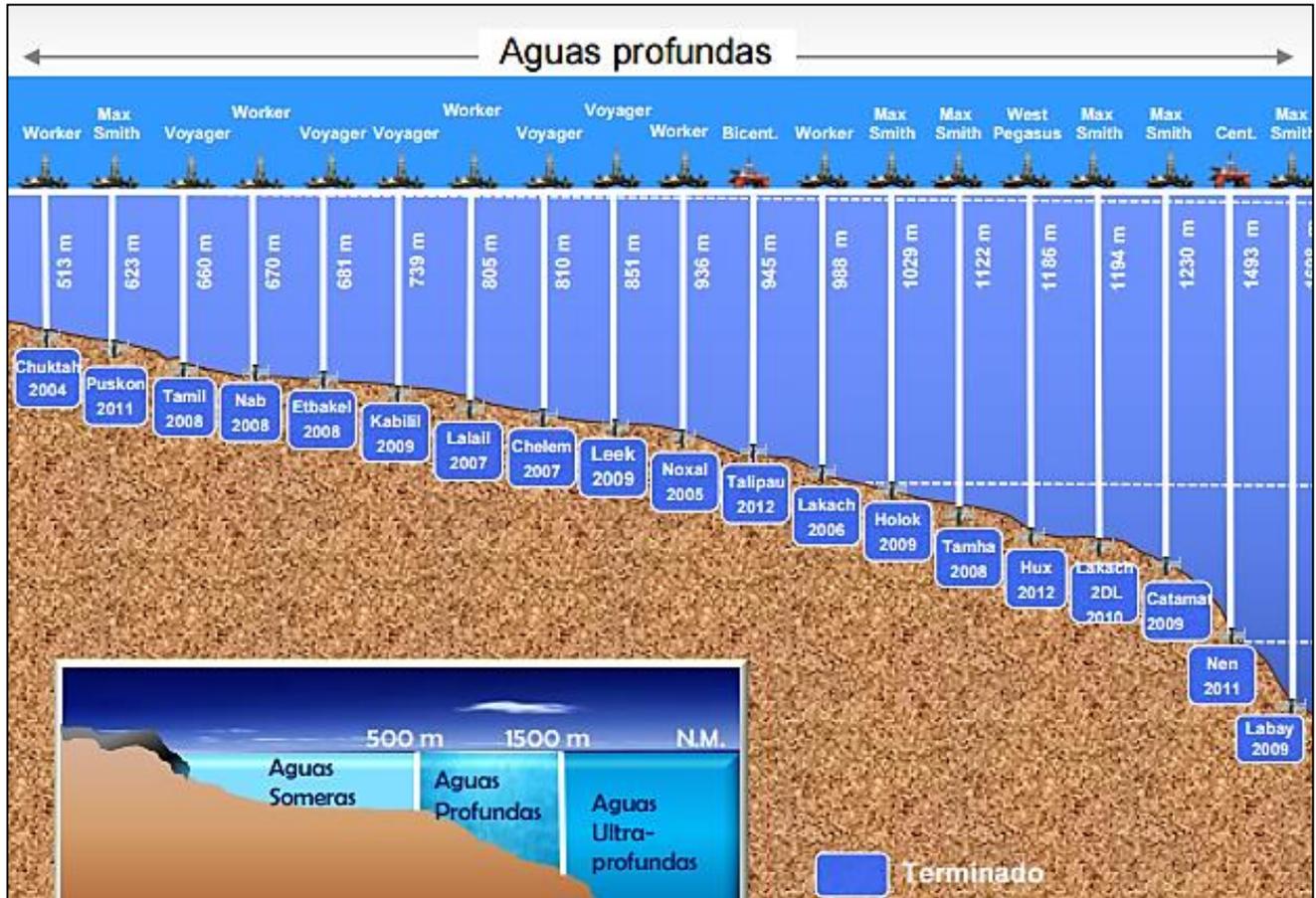


Figura 4.20. Esquema que muestra los diferentes tipos de plataformas utilizadas para perforar pozos en aguas profundas del Golfo de México Profundo (Tomada de PEMEX, 2013).

El pozo Tamil-1 se ubica frente a las costas de Campeche, donde comienza el descenso del fondo marino hacia el Golfo profundo, en un tirante de agua de 673 metros y cincuenta centímetros.

La perforación del pozo Tamil-1 comenzó con el método de jetting para atravesar los sedimentos blandos, siguiendo la perforación con riser; se utilizó una barrena de 26 pulgadas, a los 1000 m de profundidad los técnicos de Halliburton introdujeron 150 metros cúbicos de lodo bentonítico, para después ir cementando hasta alcanzar 1163 metros de profundidad y continuar con la segunda etapa, donde comenzó el telescopio de la perforación disminuyendo el diámetro de la barrena a 12.5 pulgadas, llegando a los 2500 m se redujo la barrena a 10 5/8 de pulgadas, para alcanzar los 3000 m de profundidad se perforó con barrena de 8.5 pulgadas, terminando de perforar con una barrena de 6 pulgadas.

El estado mecánico del pozo Tamha-1, se presenta de manera esquemática en la figura 4.21.

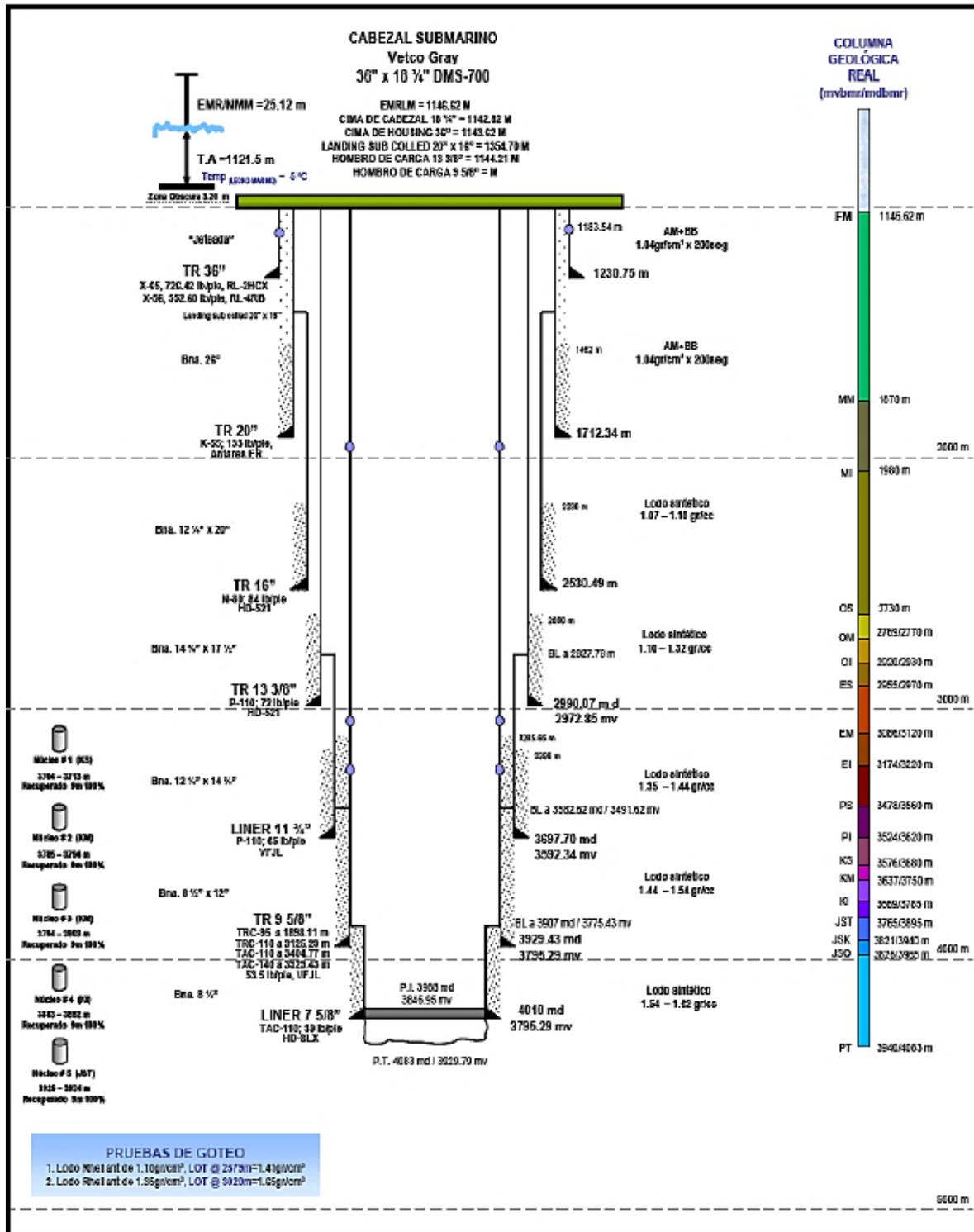


Figura 4.21. Estado mecánico del pozo Tamha-1 ubicado a 245 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen (Tomado de Aguilar, 2010).

El estado mecánico mostrado en la figura 4.21 tomada de Aguilar Pacheco, del pozo Tamha-1 nos muestra la profundidad del tirante de agua, la profundidad a la que se llegó, los diámetros de las tuberías de revestimiento (TR) que se utilizaron durante la perforación, los diámetros de los liners que se utilizaron, la columna geológica real del pozo y el tipo de cabezal submarino que se utilizó.

Se colocó a una profundidad de 1230.75 m la tubería conductora, con un diámetro de 36 pulgadas, a los 1712.34 m se colocó la tubería superficial con un diámetro de 20 pulgadas, se colocaron 3 tuberías intermedias; la primera se colocó a una profundidad de 2590.49 m con un diámetro de 16 pulgadas, la segunda se colocó a una profundidad de 2990 m con un diámetro de $13 \frac{3}{8}$ de pulgada y la tercera se colocó a una profundidad de 3697.70 m con un diámetro de $11 \frac{3}{4}$ de pulgada y por último se colocó la tubería de explotación a una profundidad de 3929.43 m con un diámetro de $9 \frac{5}{8}$ de pulgada.

Se utilizaron liners los cuales iban disminuyendo su diámetro conforme iba avanzando la profundidad y se utilizaron lodos sintéticos a partir de los 1712.34 m los cuales facilitaron la perforación. Del lado derecho de la imagen se observa la columna estratigráfica real del pozo, esta columna nos indica que se llegó a perforar litologías del Jurásico superior a una profundidad de 2990 m.

CAPÍTULO V. DESARROLLO DE YACIMIENTOS

Un yacimiento petrolero es un depósito natural de hidrocarburos que se presenta dentro de una secuencia de rocas con porosidad y permeabilidad adecuada, que permite la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo en una trampa petrolera (Schlumberger, 2015).

El desarrollo de un yacimiento corresponde con la fase de las operaciones petroleras que tiene lugar después del éxito de las actividades de exploración y antes de que entre en producción. Durante una fase de evaluación, el campo de aceite y/o gas recién descubierto se evalúa, se crea un plan para explotarlo en forma completa y eficiente, y usualmente se perforan pozos adicionales denominados delimitadores; posteriormente se perforan todos los pozos de desarrollo (Schlumberger, 2016).

El desarrollo de un yacimiento petrolero es el proceso por el cual se evalúan y se crea un plan de producción, estabilización, almacenamiento y transporte del hidrocarburo producido en un campo petrolero.

Las principales actividades involucradas en el desarrollo de un yacimiento son: perforación, cementación, terminación de pozos y 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 principalmente de la selección de la plataforma, la cual puede ser fija, semisumergible (PSS), Buque de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), de Piernas Tensionadas o por sus siglas en inglés Tension Leg Platform (TLP) o Plataforma tipo SPAR; 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 (Barranco Cicilia, 2012).

5.1. Planeación del desarrollo de yacimientos

Un análisis reciente sobre la administración de proyectos realizada por Saputelli et al., 2008, en Barranco Cicilia, 2012, mostró que más del 70% de los proyectos ejecutados durante los últimos 5 años fueron interrumpidos o concluidos en tiempos superiores a los planeados, lo que refleja muy buenos resultados.

Lo mismo pasa con los proyectos petroleros, a pesar de las problemáticas que atraviesan con más frecuencia, considerando que los yacimientos son cada vez más complejos, a la perforación de pozos con secuencias estratigráficas con

capas de sal, a localizaciones de difícil acceso, a necesidades de producciones mayores y con menores presupuestos, etc. Para enfrentar estos requerimientos es necesario contar con conocimientos administrativos, de planeación y técnicos multidisciplinares para lograr efectuar el desarrollo del yacimiento de manera óptima (Barranco Cicilia, 2012).

La metodología FEL, por sus siglas en ingles Front End Loading, constituye el procedimiento más utilizado y de mayor éxito para efectuar la selección de la infraestructura idónea, incluyendo las etapas de planeación, diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento. Las actividades se realizan con la participación de equipos multidisciplinares sobre el estudio de yacimientos, perforación de pozos, aseguramiento de flujo e instalaciones de producción (Barranco Cicilia, 2012).

Utilizando esta metodología, la planeación del desarrollo de un yacimiento se lleva a cabo en tres fases: Visualización, Conceptualización y Definición. En la figura 5.1 se muestran esquemáticamente las diferentes etapas de la metodología FEL y como a través de ellas el valor del proyecto cambia como una función de la correcta definición y ejecución de todas las fases del proyecto (Rodríguez, 2011).

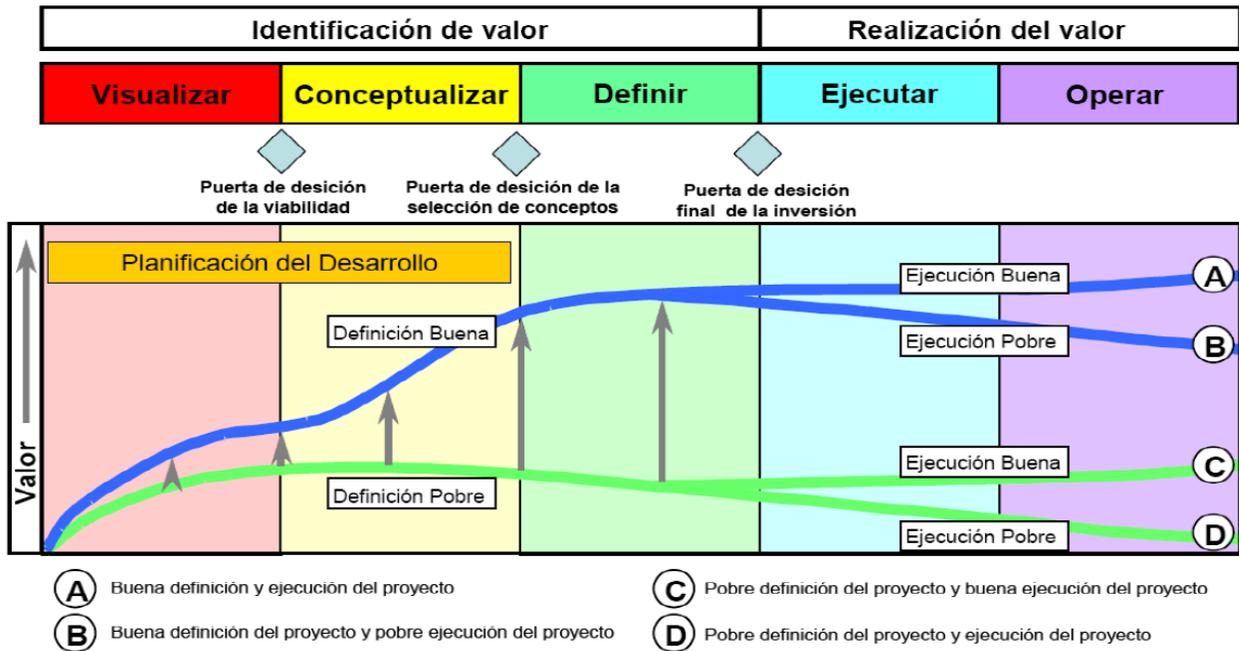


Figura 5.1. Esquema que simplifica la metodología FEL para el desarrollo de campos petroleros (Rodríguez, 2011 en Barranco Cicilia, 2012).

- **Visualización y conceptualización.**

En estas primeras fases se analizan la infraestructura, el tipo de plataforma a elegir y las opciones del envío de la producción desde las instalaciones marinas hacia su almacenamiento, entre otros aspectos. En la figura 5.2 se muestra el ejemplo de un escenario de producción compuesto por sistemas submarinos que envían los fluidos provenientes del yacimiento a una plataforma de piernas tensionadas (TLP) y a un buque de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) para la producción de los hidrocarburos; el aceite es almacenado en el casco del buque de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) y exportado a través de buques tanque; mientras que el gas producido es utilizado para la generación de energía y/o transportado a través de ductos marinos (Barranco Cicilia, 2012).

Analizando los resultados de los beneficios y los riesgos de cada escenario planteado de explotación, es posible conocer con certeza razonable el alcance del proyecto. Los resultados de la etapa de Conceptualización indicarán cual es la opción de desarrollo más idónea desde el punto de vista técnico y económico para alcanzar los objetivos del proyecto (Barranco Cicilia, 2012).

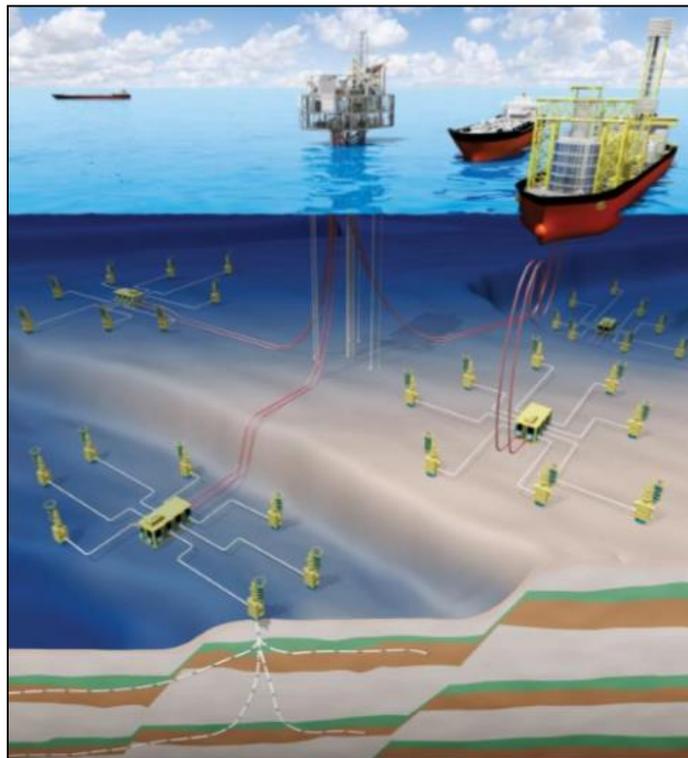


Figura 5.2. Esquema de un escenario de explotación de un campo petrolero con base en sistemas submarinos y flotantes (<http://ilmumigas.blogspot.com>, 2011 en Barranco Cicilia, 2012).

- **Definición**

Durante la tercera fase de la metodología FEL, se efectúa la Ingeniería de Diseño Básico de la infraestructura que se va a implementar, con la finalidad de obtener un plan viable para la correcta ejecución del proyecto. El paquete de resultados del proyecto al final de la etapa de planeación es presentado al grupo directivo de la empresa para efectuar su evaluación, y en caso de ser aprobado se procede al desarrollo del yacimiento. Una vez aprobada la forma en que se va a desarrollar el yacimiento, se inicia el proyecto de Ingeniería, construcción, instalación y arranque de las operaciones en las instalaciones correspondientes (Barranco Cicilia, 2012).

5.2. Criterios de selección de sistemas flotantes

Existen diferentes criterios a considerar a la hora de realizar el desarrollo de un yacimiento, tales como: el tirante de agua donde se localiza el yacimiento, la localización y estructuración de los pozos, la estrategia donde se realizará la perforación, terminación, mantenimiento e intervención de los pozos, los mecanismos de entrega de los hidrocarburos a la plataforma, el procesamiento y el envío de la producción, almacenamiento y/o refinación. Los principales factores técnicos que afectan la selección y el diseño de los sistemas flotantes se muestran en la figura 5.3 (Chakrabarti, 2005 en Barranco Cicilia, 2012).

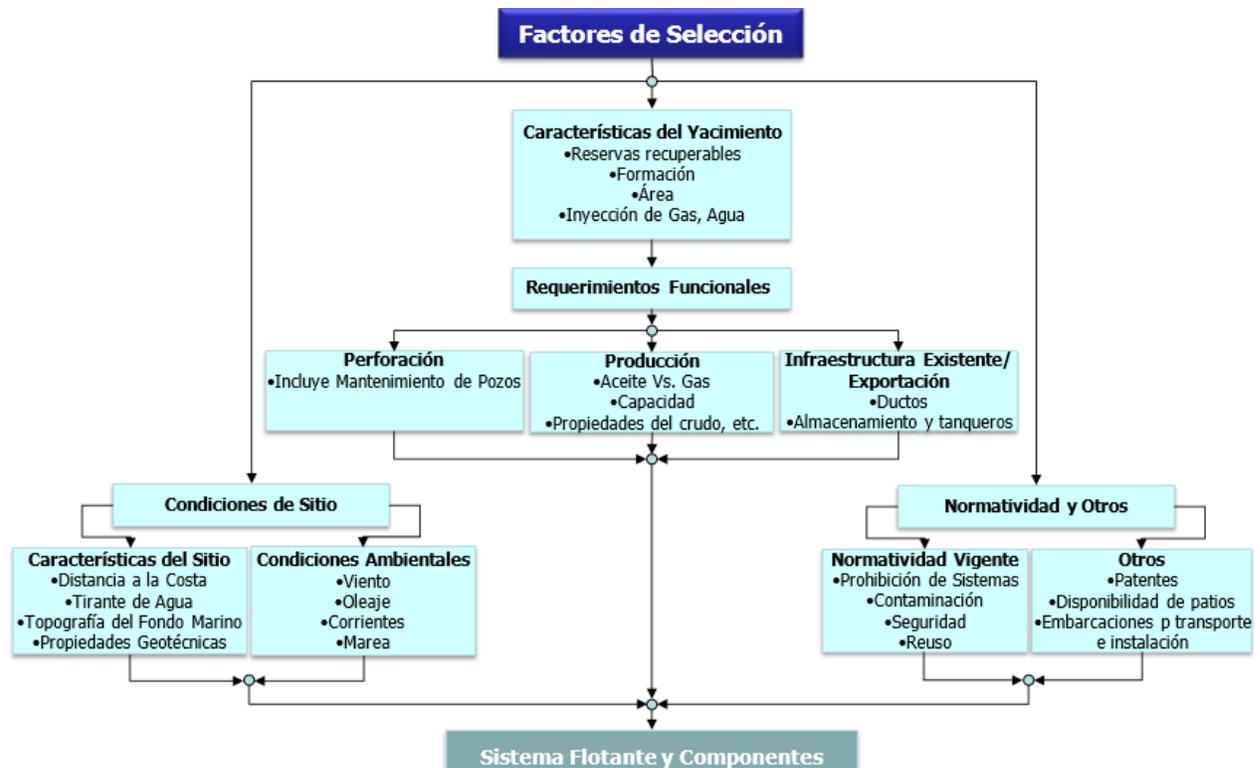


Figura 5.3. Esquema donde se indican cuáles son los principales factores para la selección y diseño de sistemas flotantes (Chakrabarty, 2011 en Barranco Cicilia, 2012).

5.2.1. Características del yacimiento

Con la elaboración del modelo del yacimiento, es posible definir aproximadamente el tamaño, la geometría, la configuración, el espesor de las rocas saturadas y por lo tanto las reservas del prospecto. Las características específicas del yacimiento, incluyendo las propiedades de los hidrocarburos, son confirmadas con la perforación de pozos exploratorios y su extensión horizontal por los pozos delimitadores. Los datos obtenidos son utilizados para definir el número de pozos que se requiere y el arreglo más adecuado para estimar el perfil de producción y los requerimientos funcionales, como el aseguramiento del flujo, la producción y al sistema de transporte de los hidrocarburos.

Si el yacimiento tiene una proyección horizontal extensa, serán necesarios varios centros de perforación con los pozos productores en el mínimo apropiado, los que estarán dispersos entre sí, por lo que comúnmente se utilizan sistemas submarinos de producción para coleccionar/Enviar los fluidos a un mismo sistema flotante. Cuando el yacimiento permite un único centro de perforación y los pozos productores son perforados en un arreglo tipo cluster (ceranos entre sí), los árboles de control se pueden colocar en la cubierta de la misma plataforma flotante, como en el caso de las plataformas fijas. Las plataformas de piernas tensionadas (TLP) y Spar son las únicas que pueden alojar en sus cubiertas árboles de control secos o superficiales, mientras que los árboles de control submarinos o mojados pueden ser combinados con cualquiera de los cuatro tipos de sistemas flotantes de producción (Barranco Cicilia, 2012).

5.2.2 Requerimientos funcionales

Las características del yacimiento y de los hidrocarburos, permiten definir los requerimientos mínimos para su desarrollo, por lo que se deben de tomar en consideración las siguientes condiciones:

a) El alcance del programa de perforación es definido con base en el número de pozos de producción y de inyección. Las plataformas de piernas tensionadas (TLP) y Spar son las únicas que pueden combinar simultáneamente la perforación/mantenimiento de pozos y la producción de hidrocarburos, por lo que son una solución atractiva para reducir los gastos de renta de una unidad flotante de perforación (Barranco Cicilia, 2012).

b) Los requerimientos de producción son definidos en términos de la capacidad del sistema para el procesamiento de los hidrocarburos (aceite y gas), así como para la inyección de agua y gas. Los sistemas flotantes tipo TLP (plataformas de piernas tensionadas), Semisumergible y los buques de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), tienen gran capacidad de producción, siendo

las plataformas tipo SPAR y las mini-TLP (plataformas de piernas con mini-tensión) las que no han podido superar una capacidad superior a los 130 Mbd, lo cual es un factor en contra para su selección como unidad de procesamiento (Barranco Cicilia, 2012).

c) Las características de la producción, tal como la presencia de hidratos y la formación de parafinas, afectan directamente los requerimientos de área disponible en la cubierta y la capacidad de carga de la plataforma, así como al sistema de exportación. Los buques de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) y las plataformas Semisumergible (PSS) poseen grandes áreas en sus cubiertas con gran capacidad de carga, además de que pueden ser ampliadas sin afectar considerablemente el diseño de su casco de flotación, risers y sistemas de anclaje; por el contrario, los tendones de las TLPs y el sistema de risers en las plataformas Spars que deben ser re-diseñados al modificarse las dimensiones o calado de operación de la unidad flotante (Barranco Cicilia, 2012).

5.2.3. Condiciones del sitio

Las características del sitio, como son el tirante de agua, las condiciones ambientales, las propiedades geotécnicas, la topografía del piso marino, los peligros geológicos, la presencia de hielo en el agua y la sismicidad de la región, tienen influencia directa en la selección y dimensionamiento de la estructura de la plataforma y por consiguiente en la inversión económica necesaria para desarrollar el yacimiento.

Las condiciones en el Golfo de México, son factores muy particulares que pueden influir en la selección de los componentes (cimentación, líneas de amarre, risers y casco de flotación) y no para el tipo de concepto de sistema flotante (Barranco Cicilia, 2012).

5.2.4. Normatividad

La normatividad aplicable al sitio de ubicación de los campos, así como los criterios de diseño de las instalaciones y la filosofía de operación de la industria, tienen un impacto crítico en la selección y en el costo del desarrollo del proyecto. La filosofía de operación de la compañía puede ser demasiado conservadora para seleccionar conceptos estructurales nuevos y su criterio de selección puede estar orientado hacia las tecnologías maduras con aplicación exitosa en campos en desarrollo. Algunas normatividades pueden restringir totalmente el uso de algún tipo de sistema de producción, como fue el caso de los buques de producción, almacenamiento y transporte (FPSO) en la parte estadounidense del Golfo de México aprobados a partir del año 2002, por el entonces Mineral Management Services (MMS). En el año 2007, el MMS (ahora denominado Bureau of Ocean

Energy Management, Regulation and Enforcement) aprobó a Petrobras el plan de desarrollo de los campos Cascade y Chinook con el uso del primer buque de producción, almacenamiento y transporte (FPSO) en el Golfo de México Norte. En México no se ha identificado legislación alguna que impida el uso de algún tipo de infraestructura para la producción de hidrocarburos en el mar, solamente existe la preferencia de la industria nacional hacia la implementación de tecnologías probadas exitosamente en campos análogos (Barranco Cicilia, 2012).

Otros factores igualmente importantes para la selección del concepto estructural son los métodos de construcción e instalación, así como el tiempo de duración de los proyectos, el que puede ir de 18 a más de 36 meses (Figura 5.4).

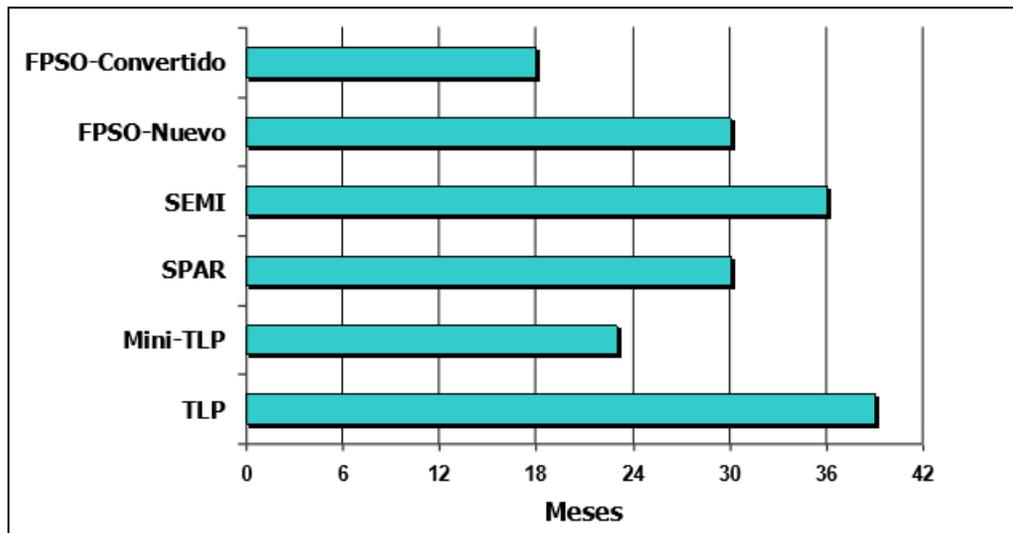


Figura 5.4. Gráfica que muestra la duración media de proyectos IPCIA de sistemas flotantes de producción (Tomada de Barranco Cicilia, 2012).

5.3 Riesgos ambientales y geológicos

Para garantizar el éxito en la explotación y desarrollo de yacimientos, las compañías operadoras y contratistas requieren satisfacer nuevos desafíos derivados de la complejidad de los ambientes en áreas de aguas profundas. Estos desafíos comprenden los altos costos de exploración y desarrollo, los costos de operación por la utilización de equipos especiales de perforación, diseño y seguridad de las herramientas y equipo de trabajo; además puede haber problemas de control de pozo o enfrentar el reto de las bajas temperaturas en el lecho marino, situaciones que se deben de resolver separando las dificultades de logística y abastecimiento (Sánchez Casas, 2012).

Los yacimientos que hasta el momento han sido descubiertos y desarrollados con éxito comercial en aguas profundas, tienen la capacidad para producir altas tasas de flujo de hidrocarburos, por lo que, el diseño de los pozos es diferente para cada

caso. Los mayores desafíos en la construcción de pozos se relacionan con las grandes profundidades y las condiciones de presión y temperatura que se encuentran en cada una de las zonas petroleras situadas en aguas profundas (Ramírez Da Silveira, 2014).

En los proyectos de aguas profundas se definen tres tipos de riesgos principales, estos son los riesgos climáticos y de operación, los riesgos geológicos y los riesgos financieros. A continuación, se explica lo más relevante de cada tipo de riesgo.

5.3.1 Riesgos climáticos y de operación

Son todas las condiciones ambientales como huracanes, tormentas, corrientes submarinas, entre otras, que son imposibles de controlar, solo existe forma de predecirlas y elaborar planes de contingencia adecuados para mitigar o minimizar los riesgos a la infraestructura y a las personas.

Los sistemas meteorológicos como los huracanes o las tormentas tropicales ocasionan daños como los que a continuación se enlistan (Ramírez Da Silveira, 2014):

- Daños en la torre y equipo de perforación.
- Daño de las embarcaciones y unidades de perforación y producción.
- Daños en las tuberías de producción.
- Pérdida de producción.
- Daños en oleoductos y equipo superficial que retrasa la reanudación de la producción.
- Afecta las unidades que utilizan posicionamiento dinámico.
- Pérdida total de instalaciones superficiales.

Asimismo, las corrientes oceánicas en el Golfo de México (Figura 5.5) generan remolinos anticiclónicos que tienen influencia directa sobre las áreas de campos en aguas profundas.

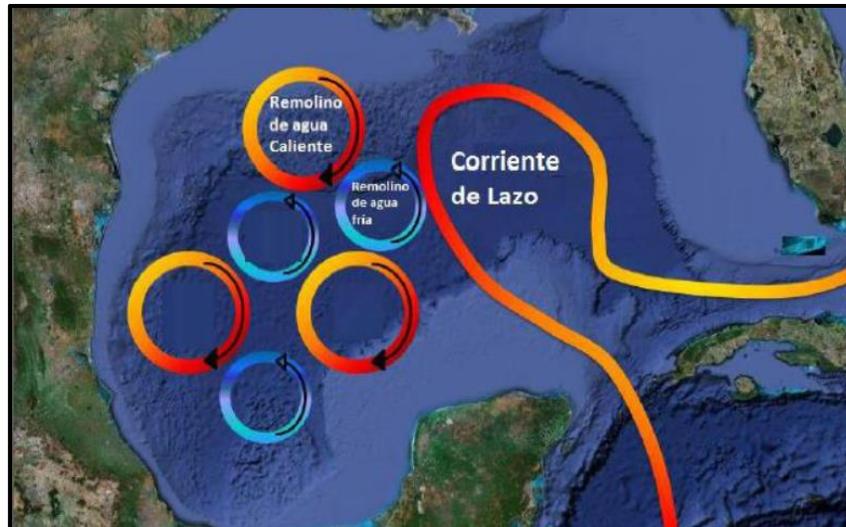


Figura 5.5. Esquemas con las principales corrientes marinas originadas en el Golfo de México (Tomada de Ramírez Da Silveira, 2014).

Es importante considerar que las corrientes superficiales también afectan a las embarcaciones y unidades flotantes; por su parte las corrientes submarinas fatigan las líneas, cadenas de anclaje y el riser. Este último es el elemento más importante en las operaciones de perforación y su funcionamiento, por lo que su desempeño y durabilidad dependerá de los esfuerzos generados por las vibraciones y desplazamientos creados por las corrientes (Ramírez Da Silveira, 2014).

5.3.2 Riesgos geológicos

Los sitios en aguas profundas donde se localizan yacimientos petroleros de interés, se encuentran normalmente localizados en el talud continental, en áreas con potentes secuencias sedimentarias. Estas áreas se caracterizan por tener una pendiente suave (típicamente menor de 4°), pero en muchas localizaciones se encuentran escarpes muy inclinados generados por deslizamientos de taludes previos. Es común que las fallas activas y el diapirismo alteren la topografía del fondo marino a escala local y regional. En estos casos, la topografía es muy irregular, lo que propicia la presencia de riesgos geológicos que se tienen que evaluar y resolver. Un riesgo geológico puede ser definido como “un rasgo geológico, el cual representa o tiene el potencial para desarrollar un daño incontrolado” a cualquier tipo de instalación (líneas de tubería, cimentaciones de plataformas, sistemas de anclaje, etc.) o para impedir el curso normal de las operaciones de perforación. Los principales georriesgos (Figura 5.6) que se presentan en aguas profundas son los siguientes:

1. Taludes potencialmente inestables.
2. Topografía rocosa irregular, la cual representa dificultad para el asentamiento de cimentaciones.
3. Fallas activas y presencia de acantilados de hasta 60 m de altura.
4. Presencia de fluidos o materiales inestables en el piso oceánico, que pueden ser agua, hidratos de gas o hidratos de metano, los que reducen la fuerza cortante del suelo y afectan a la capacidad de carga.
5. Erosión del fondo marino, producto de corrientes submarinas profundas.
6. Sismicidad que puede disparar el deslizamiento de taludes.
7. Condiciones del piso oceánico, que van desde los no consolidados, hasta rocosos.

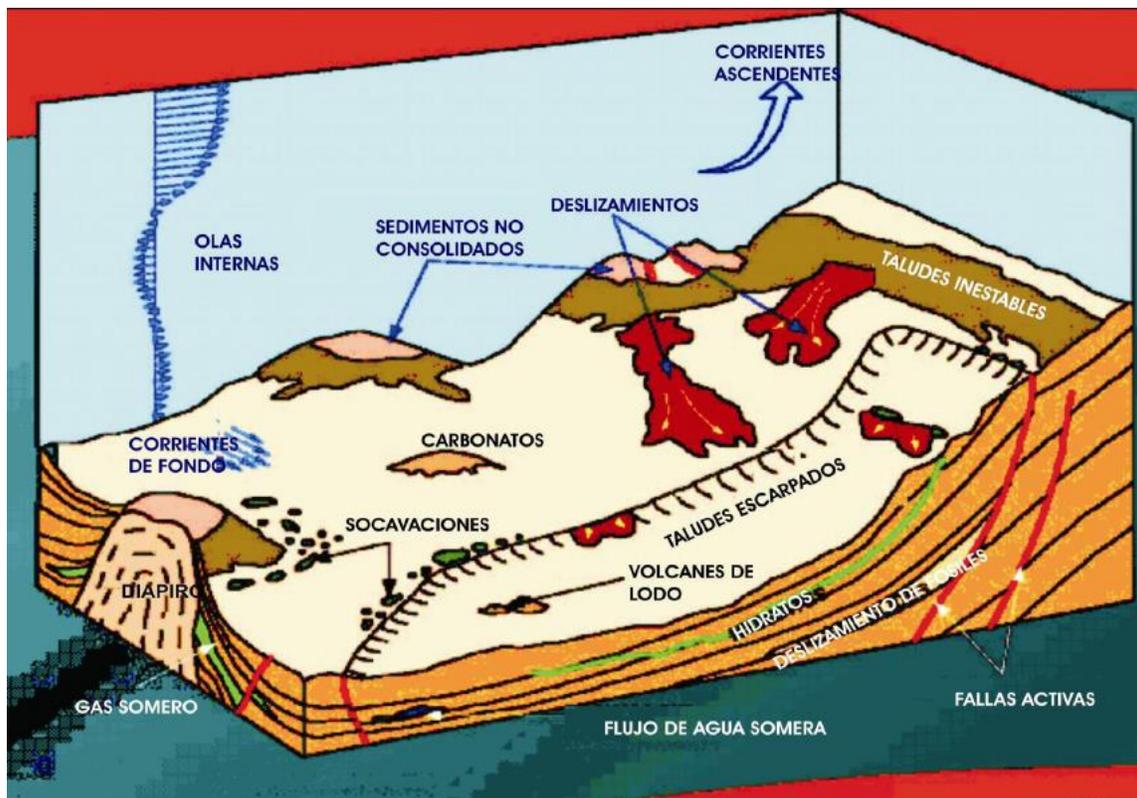


Figura 5.6. Esquema que muestra los principales georriesgos en aguas profundas (Tomado de Valle Molina, 2014).

5.3.4 Riesgos financieros

Representados por la alta exposición del capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación; lo que hace necesario el uso de modelos novedosos de financiamiento, para disponer de los recursos económicos en tiempo y forma (Sánchez Casas, 2012).

5.4 Desarrollo de yacimientos en el Golfo de México

La existencia de un sistema petrolero activo en la zona de Cordilleras Mexicanas ha sido comprobada por las operaciones de perforación de los pozos Catamat-1 y Lakach-1, realizados por PEMEX. Aunque no todos los pozos perforados en esta zona han sido exitosos (como el caso del pozo Puskon-1), la perforación del pozo Lakach-1 ha brindado un nuevo panorama de conocimiento para incursionar en la exploración y explotación de pozos en aguas profundas.

El pozo Lakach-1 descubrió al campo Lakach en el año 2006; el que se compone de dos yacimientos de gas no asociado. Se ubica en aguas territoriales del Golfo de México a 131 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz, en un tirante de agua de 988 metros de profundidad (Figura 5.7). Geológicamente se ubica en la porción sureste de la Provincia de Cordilleras Mexicanas, en las cuencas de aguas profundas del Golfo de México (PEMEX, 2007).

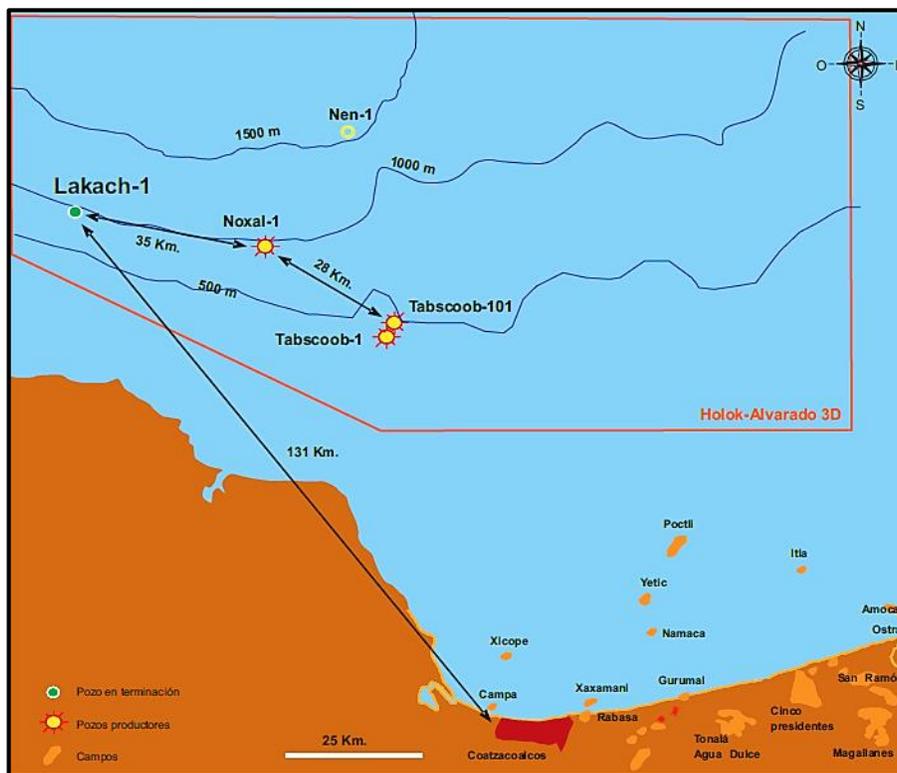


Figura 5.7. Esquema de la localización del pozo Lakach-1 (Tomado de PEMEX, 2007).

Desde el punto de vista estructural, los yacimientos del campo Lakach se encuentran en un anticlinal que se ubica al sur del alineamiento Lakach-Labay cuya dirección es Noroeste a Sureste (Figura 5.8). El volumen inicial estimado es de 1128 miles millones de pies cúbicos de gas, de los cuales se han establecido que 452 miles de millones son reserva 1P y 866 miles de millones son reserva 2P (Ramírez Da Silveira, 2014).

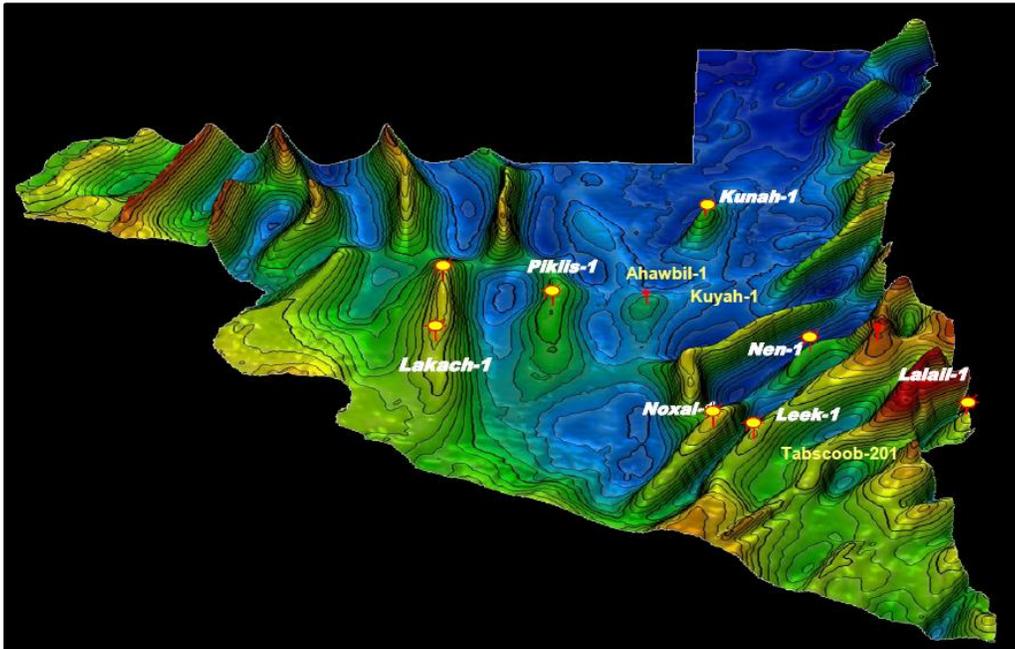


Figura 5.8. Mapa de isolíneas que muestra el lineamiento estructural correspondiente a un pliegue doblemente buzante donde se ubica el campo Lakach (Tomado de PEMEX, 2013).

El objetivo de la explotación en el campo Lakach es maximizar el valor económico de las reservas probadas (1P) y probables (2P), cuyo fin es extraer 650 mil millones de pies cúbicos de gas natural, totalizando un volumen a venta de 625 mil millones de pies cúbicos de gas y 8 millones de barriles de condensado. La inversión calculada para este proyecto es de 20,281 millones de pesos en un periodo de 2011 a 2023 aproximadamente (Ramírez Da Silveira, 2014).

5.4.1 Características de los yacimientos del campo Lakach

La columna estratigráfica atravesada por el pozo Lakach-1 lo conforman secuencias de rocas que van desde Mioceno inferior hasta el Pleistoceno-Reciente; está constituida por intercalaciones de horizontes arcillosos con limolitas y areniscas (arenitas). Las rocas que constituyen los dos yacimientos sobrepuestos son de Edad Mioceno inferior, formadas principalmente por litarenitas y limolitas. Corresponden a complejos de abanicos turbidíticos y canales

submarinos en un ambiente de talud; la roca sello de ambos yacimientos está constituida principalmente por lutitas (PEMEX, 2007).

La trampa es de tipo combinada, se encuentra confinado por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos, con dimensiones que oscilan entre los 10 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho para el yacimiento 1, y de 13 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho para el yacimiento 2, donde la estructura presenta fallamiento normal con poco desplazamiento en dirección noreste a suroeste producto de la carga litostática (Figura 5.9), (PEMEX, 2007).

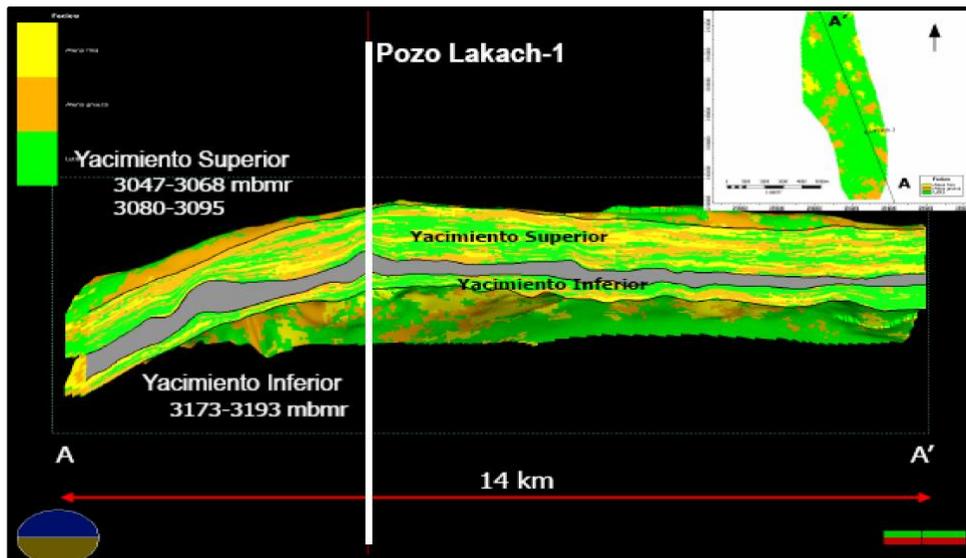


Figura 5.9. Sección que muestra el pozo Lakach-1 con dos yacimientos del campo Lakach. Las siglas mbmr significan metros bajo la mesa rotaria (Tomado de Ramírez Platón, 2010).

Algunas de las características de los yacimientos se muestran en la tabla 5.1 (Ramírez Platón, 2010):

Datos	Yacimiento superior	Yacimiento inferior
Área, km ²	32	18
Porosidad, %	23	22
Permeabilidad, mD	30	20
Saturación de agua (Swi)%	38	37
Espesor bruto, m	93	38
Espesor neto, m	44	23
Presión inicial, kg/cm ²	368	378
Tipo de fluido	Gas húmedo	Gas húmedo
Temperatura, °C	60	62

Tabla 5.1. Características petrofísicas de los yacimientos del Campo Lakach (Tomado de Ramírez Platón, 2010).

5.5 Desarrollo de yacimientos del campo Lakach

Debido a que, en México en las últimas dos décadas las reservas y la producción de hidrocarburos han comenzado a declinar y que el mercado del gas natural se ha vuelto cada vez más demandante, se ha tenido que importar gas natural para disminuir el déficit. Para tratar de resolver esta problemática, Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios se plantearon estrategias para el desarrollo del proyecto Lakach, considerando que los indicadores económicos generados mostraron una efectiva rentabilidad y además de que la infraestructura será útil para el desarrollo regional de la provincia gasífera (PEMEX, 2013).

Para el desarrollo del campo Lakach, que está formado por dos yacimientos, se ha contemplado la construcción de nueva infraestructura conformada por los pozos delimitadores, la perforación y terminación de pozos de desarrollo; la instalación de ductos de transporte, de recolección, unidades de interconexión y de terminación de una línea submarina, árboles submarinos, líneas umbilicales, estación de proceso y compresión y pozo letrina para disponer del agua producida previamente tratada. Todo lo anterior tiene la finalidad de realizar un desarrollo eficiente del campo y recuperar las reservas probadas y probables de los yacimientos presentes en el campo (Ramírez Da Silveira, 2014).

De acuerdo a la Secretaría de Energía, en su segundo Informe de Labores (SENER 2008, en Romero Mata, 2009), cuando se dio el arranque de la planificación del proyecto de desarrollo de Lakach en 2007, se tenía un presupuesto total de aproximadamente 14,575.8 millones de pesos, que serían utilizados para perforar los pozos, delimitar el yacimiento y para el desarrollo del campo, que se encuentra costa afuera en el sector central del Golfo de México Profundo.

Para el desarrollo de los yacimientos, así como la máxima producción de 400 millones de pies cúbicos diarios en 2018 y una recuperación total de 866 miles de millones de pies cúbicos en el año 2025; se plantearon las siguientes acciones (Ramírez Da Silveira, 2014):

- Perforar seis pozos de desarrollo y recuperar el pozo delimitador Lakach-2DL.
- Instalar dos ductos de transporte con un diámetro de 18 pulgadas y 60 kilómetros de largo.
- Instalar líneas submarinas de descarga para la interconexión de los equipos marinos.

- Instalar equipos y terminales de interconexión submarina para pozos y futuros desarrollos.
- Instalar 60 kilómetros de umbilicales.
- Instalar un sistema de monitoreo y control.
- Construir una estación de acondicionamiento de gas con capacidad de 400 millones de pies cúbicos diarios.

Para llevar a cabo la perforación de los pozos de desarrollo se necesitó de equipos de perforación disponibles, por lo que en la tabla 5.2 se presentan los equipos que PEMEX contrató, que son capaces de operar en las profundidades a las que se encuentra el campo Lakach, que serían destinados para las operaciones de perforación y terminación del proyecto (Romero Mata, 2009).

<i>Equipo</i>	<i>Profundidad Máxima de Operación en pies</i>	<i>Tarifa de arrendamiento acordada por día en dólares americanos (US\$/day)</i>
<i>Voyager</i>	<i>3,280</i>	<i>335,000</i>
<i>Max Smith</i>	<i>7,000</i>	<i>484,000</i>
<i>SS Petro Rig III</i>	<i>7,000</i>	<i>495,000</i>
<i>SS Dragon</i>	<i>7,000</i>	<i>503,000</i>
<i>SS Muralla</i>	<i>10,000</i>	<i>530,000</i>

Tabla 5.2. Unidades flotantes de perforación con posicionamiento marino, útiles para la perforación de pozos de desarrollo en aguas profundas (Tomado de Romero Mata, 2009).

Una vez concluida la etapa de perforación, el diseño de los pozos se llevó a cabo con un proceso multidisciplinario, sistemático y ordenado, en donde es necesaria la optimización del grado de un proyecto, considerando siempre la reducción de su incertidumbre y nivel de riesgo. La complejidad adicional de perforar pozos en aguas profundas respecto a la perforación de pozos en aguas someras principalmente debe considerar además los siguientes aspectos (PEMEX, 2013):

- Eventos de riesgo somero.
- Batimetría irregular del lecho marino.
- Condiciones climatológicas extremas.
- Efectos de baja temperatura (Formación de hidratos).
- Fuertes corrientes marinas.
- Ventana de geopresiones más estrechas por efecto de mayores tirantes de agua.

Como se tiene cuando menos la presencia de dos yacimientos sobrepuestos, se debe de considerar la utilización de terminaciones múltiples, ya que estas se diseñan para permitir la producción de más de un intervalo. La terminación de pozos en múltiples zonas, emplea dos empacadores que separan las zonas productivas, pero se permite que los fluidos provenientes de ambas zonas se mezclen durante la producción. Con frecuencia se instalan diversos accesorios por encima y debajo del empacador, tales como una válvula de seguridad para controlar el flujo del pozo o una camisa de deslizamiento para la circulación del fluido de terminación a través del espacio entre la tubería de revestimiento y la de producción (Caulfield, et al., 2007).

El diseño de las terminaciones de pozos a utilizar en estos yacimientos, tienen la configuración que se muestra en la figura 5.10.

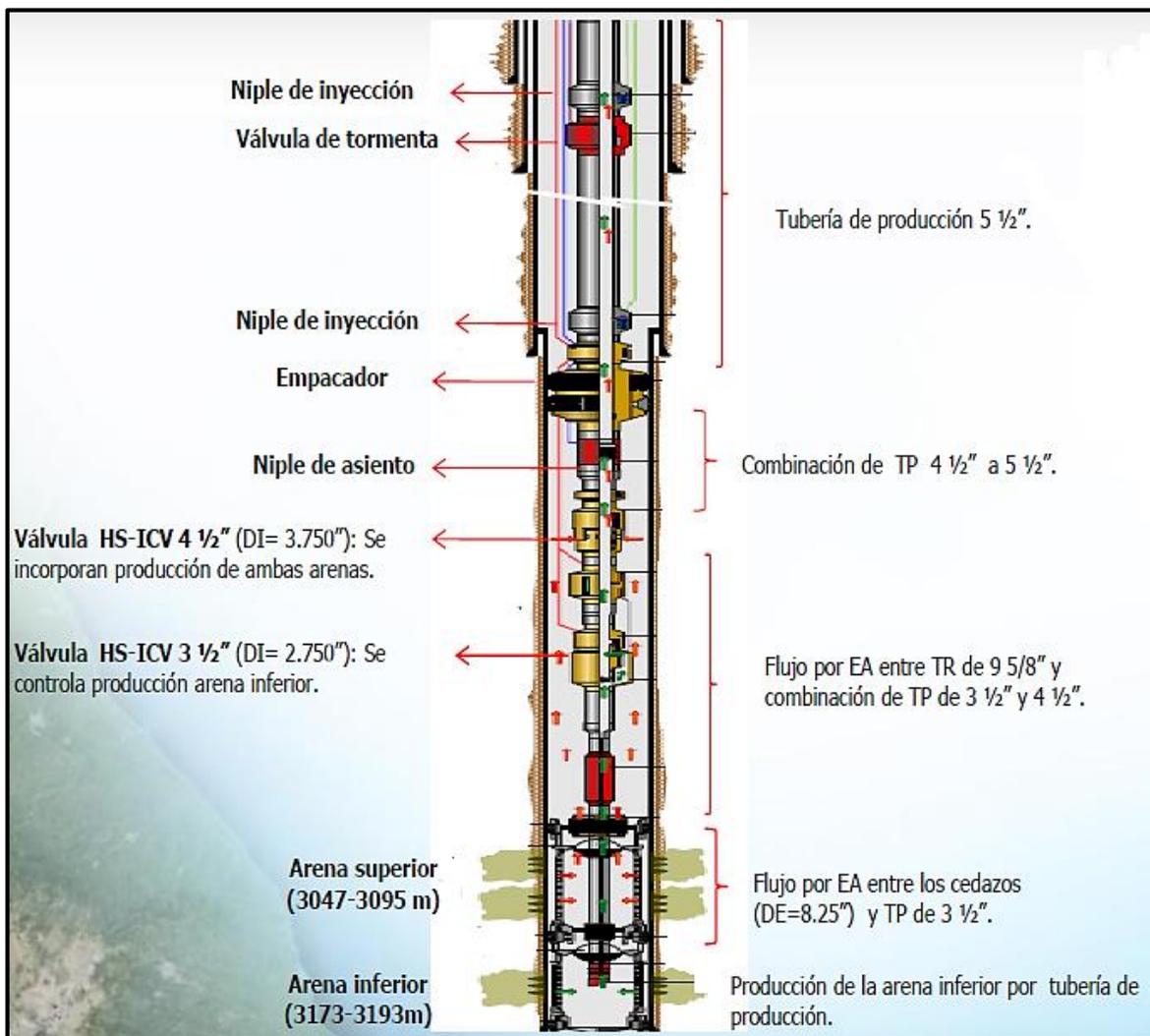


Figura 5.10. Esquema de diseño de los pozos con doble objetivo en el proyecto Lakach (Tomado de PEMEX, 2013).

Además de la perforación de un pozo delimitador (Lakach-2DL), se requieren de cuando menos siete pozos que se utilizarán para el desarrollo integral del proyecto, de estos, 4 pozos serán verticales (Lakach-21, Lakach-11 y Lakach-32 y Lakach-2DL) y 3 pozos direccionales (Lakach-2, Lakach-52 y Lakach-114). Las características del árbol de producción son un árbol Submarino de Producción de tipo horizontal, cuyo tamaño nominal oscila entre los 5" x 2" con presión de diseño de aproximadamente 10,000 lb/pg² (Figura 5.11), (PEMEX, 2013).

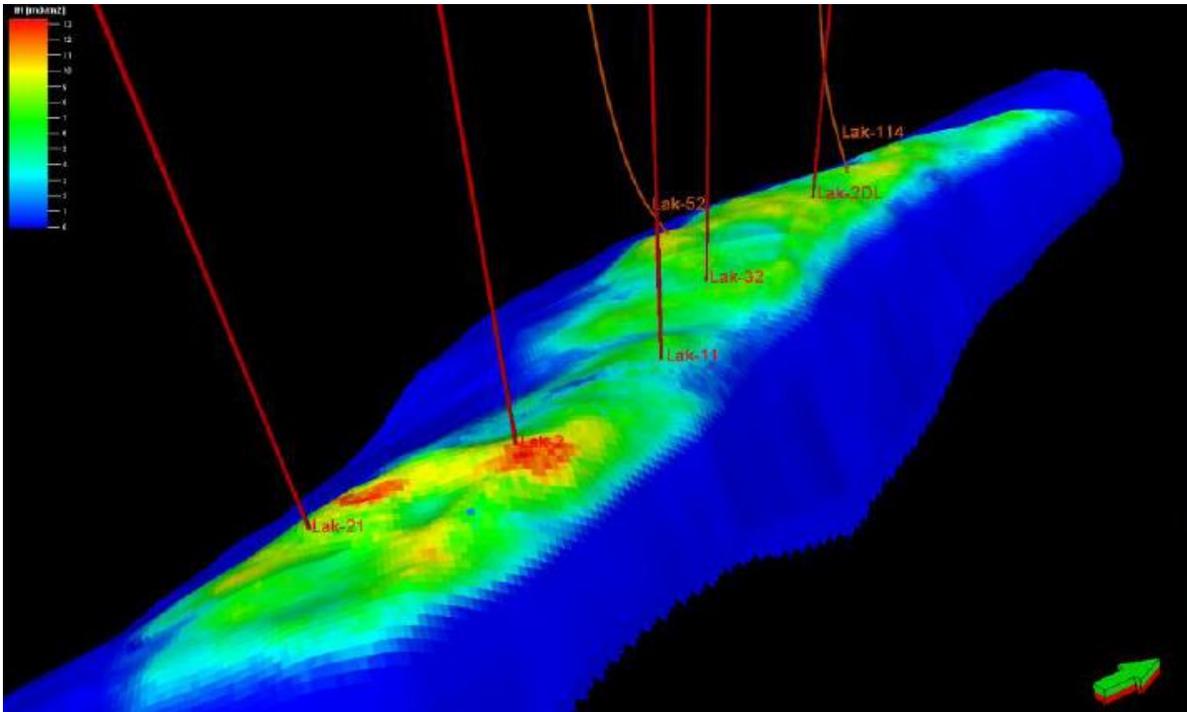


Figura 5.11. Diseño de los pozos para la explotación de los yacimientos del campo Lakach (Tomado de PEMEX, 2013).

La infraestructura a considerarse en el desarrollo del proceso de explotación debe tomar en cuenta cuando menos las siguientes dos alternativas:

- Una instalación de una estructura flotante con opción de desarrollo para conectarse con los demás campos del activo, a futuro.
- Un sistema de producción submarino hacia las instalaciones tierra adentro.

El desarrollo de los yacimientos seguirá el concepto de un sistema de producción submarino a tierra, cuyo principal beneficio es que disminuye el costo de capital de los nuevos desarrollos porque se evitan los gastos de construcción e instalación de la totalidad de plataformas o sistemas flotantes (Romero Mata, 2009).

Una evaluación de los sistemas de producción submarina desarrollada por Scott en 2004, identifica 7 desafíos que deben ser considerados cuando se selecciona un sistema de producción submarino (Romero Mata, 2009), los que corresponden con:

1. El procesamiento submarino.
2. El aseguramiento de flujo.
3. La reparación y mantenimiento de pozos.
4. El monitoreo de pozos a largo plazo.
5. Los factores que influyen en la recuperación final de los hidrocarburos.
6. Los aspectos de seguridad y medio ambiente.
7. El desarrollo y transferencia de tecnología.

El procesamiento submarino representa un potencial de ahorro de costos, se utilizan estructuras de procesamiento de fluidos en las plataformas. La separación submarina y reinyección local de agua y/o gas producidos en el yacimiento, permitirá que los ductos y los equipos de procesamiento en la superficie puedan ser utilizados de manera más eficiente. La separación de gas/líquidos y la compresión y bombeo submarino pueden aumentar la tasa de producción en yacimientos de baja energía (Romero Mata, 2009).

El aseguramiento de flujo estudia, evalúa y da solución a los fenómenos relacionados con el transporte de fluidos producidos, los que se conducen por las líneas de producción y los ductos de transporte. Estos fluidos son una combinación de gases de hidrocarburos, aceite/condensados y agua, junto con hidrocarburos sólidos, tales como hidratos, sarro, cera, parafina, asfáltenos y otros sólidos y gases. Es común que junto con el flujo venga cierto volumen de arena, CO₂, H₂S, etc. (Romero Mata, 2009).

Para obtener tasas de recuperación satisfactorias, es necesario identificar el potencial y cuantificar la magnitud del fluido producido que será manejado por el sistema. La flexibilidad del sistema es necesaria debido a que los diferentes parámetros del fluido producido cambiarán a lo largo de la vida del proyecto (presión, temperatura, proporción de los distintos fluidos producidos) (Romero Mata, 2009).

El diseño del aseguramiento de flujo considera también si el yacimiento es productor de aceite, de gas o de ambos. El aseguramiento de flujo es mucho más difícil en productores de aceite que en los productores de gas, aunque ambos serán susceptibles a la corrosión y la formación de hidratos; los que producen principalmente aceite deberán ser considerados en el diseño, adicionalmente, la presencia de ceras, asfáltenos, sarro y emulsiones esperadas. Los sistemas de gas pueden ser manejados con una estrategia de aseguramiento de flujo basada en la inyección de inhibidores de hidratos con productos químicos tales como el MEG (monoetilenglicol) (Romero Mata, 2009).

El costo de las reparaciones y mantenimientos de pozos en los sistemas de producción submarinos es superior con los mismos trabajos en las plataformas fijas o flotantes, ya que se requiere de la movilización de unidades de perforación móviles o barcos de perforación para cada pozo (Romero Mata, 2009).

Ante tal efecto es importante seleccionar técnicas adecuadas de compresión y bombeo submarino en lugar de levantamiento con gas (gas lifting) en los pozos, debido al menor costo de reparación y mantenimiento. También se ha desarrollado la Tecnología de Pozos Inteligentes (Intelligent well technology, IWT) para aumentar la flexibilidad operativa como una alternativa a la reparación y el mantenimiento (Romero Mata, 2009).

Es conveniente que los siete pozos de producción estén dispersos y con cierto arreglo lineal a lo largo del campo, los que se conectarán mediante Jumper's flexibles de 6 pulgadas de diámetro a dos manifolds en paralelo en configuración Cluster para su recolección. Estos manifolds se conectarán por jumper's rígidos de 12 pulgadas de diámetro a los dos ductos de recolección principales de 18 pulgadas de diámetro mediante estructuras submarinas instaladas en los ductos llamadas In-line Sled (ILS), o bien, por las estructuras denominadas Pipe Line End Termination (PLET) (PEMEX, 2013).

Los PLET's se instalarán en los extremos de ambos ductos principales y se interconectarán entre sí mediante un "jumper de línea de flujo" de 18 pulgadas de diámetro para formar un circuito o loop, contando con un punto de interconexión adicional libre para permitir la flexibilidad de incorporar producción proveniente de campos cercanos (Figura 5.12), (PEMEX, 2013).

Posteriormente, los dos ductos submarinos se conectarán a la Estación de Compresión de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) N ° 5, de Lerdo de Tejada, Veracruz (Figuras 5.13 y 5.14). La longitud de estos ductos que llevarán los hidrocarburos se estima que sea de 45 km con una pendiente de 1°3'5.9".

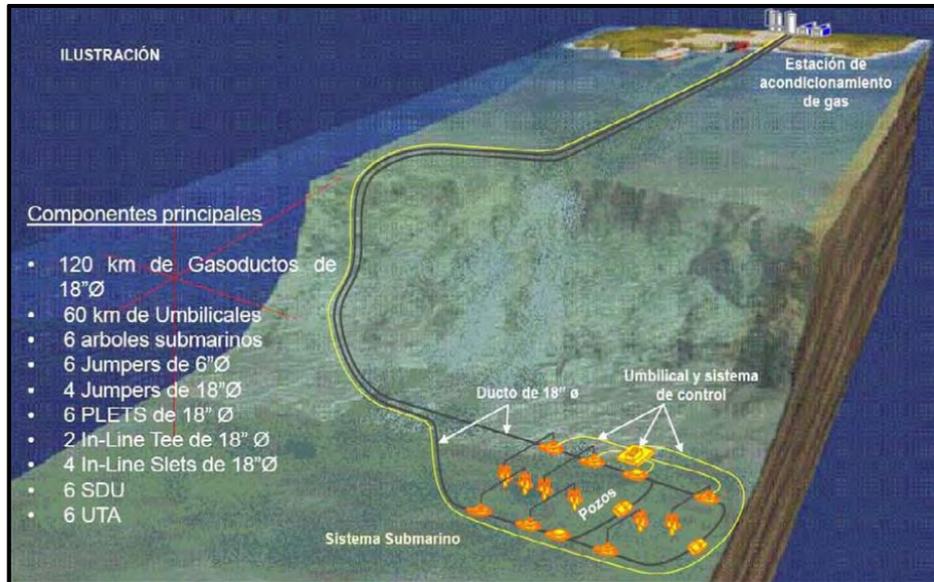


Figura 5.12. Diseño propuesto para el desarrollo del campo Lakach (PEMEX, 2009 tomado en Romero Mata, 2009).

La Estación de Compresión, ubicada en el kilómetro 69+500 de la carretera federal 180 Veracruz-Minatitlán, funcionará para la recepción y separación de las fases de producción provenientes de los pozos del Campo Lakach y para llevar a cabo un mejor control del sistema submarino. Asimismo, la Planta de Acondicionamiento instalada y operada cerca de la Estación de Compresión, se encargará de procesar y entregar gas acondicionado y nafta ligero (Ventura Ruiz, 2016).

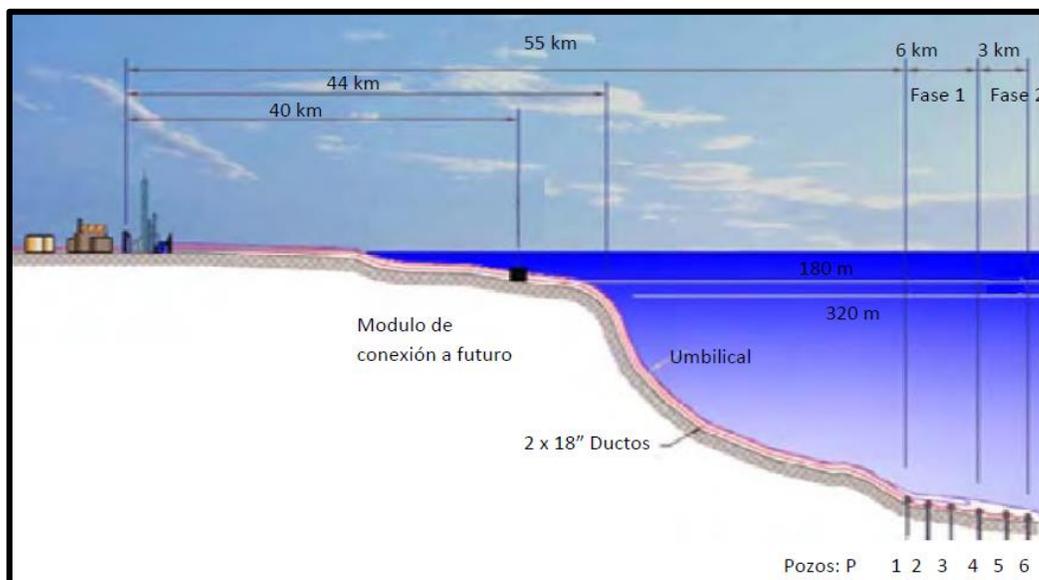


Figura 5.13. Esquema de diseño de los ductos del campo Lakach hacia la Estación Lerdo de Tejada (Tomado de Romero Mata, 2009).

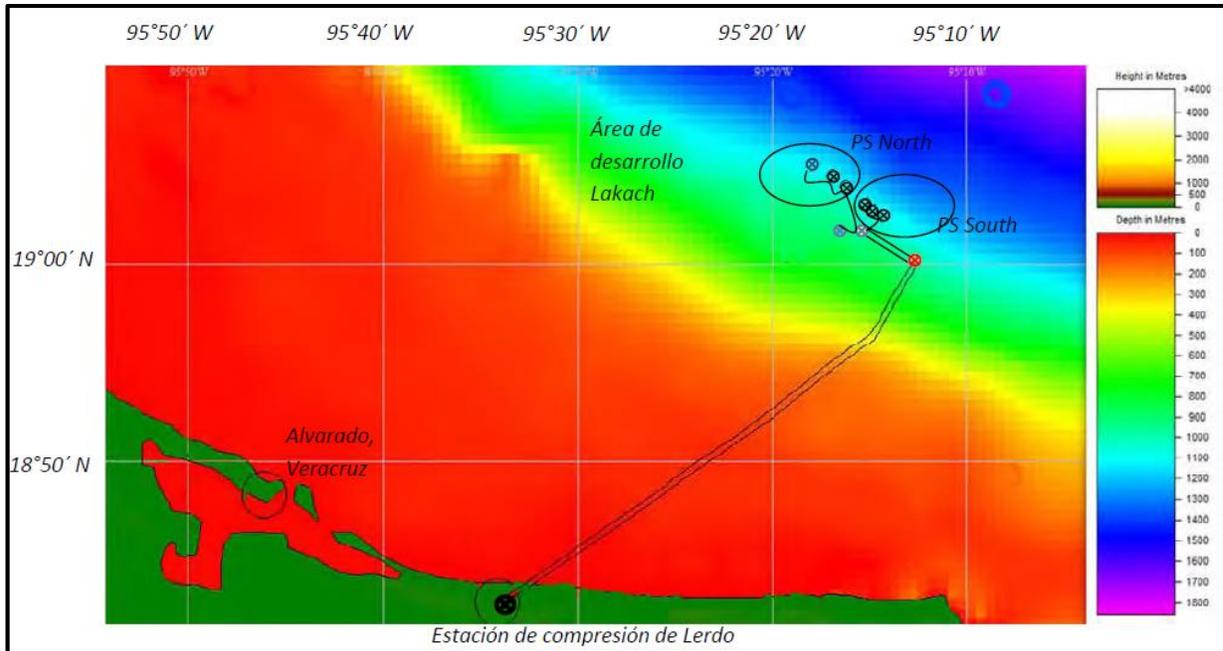


Figura 5.14. Vista en planta de la configuración de los ductos de acuerdo con la batimetría del campo Lakach (PEMEX, 2009 en Romero Mata, 2009).

La construcción del proyecto de la Estación de Compresión de gas Lakach implica diversas disciplinas de carácter ingenieril, así como la selección de diferentes equipos, sistemas, servicios, instrumentos, entre otros, de acuerdo a la normatividad aplicable para el proyecto. De los distintos equipos que se utilizarán, podemos encontrar los siguientes (Ventura Ruiz, 2016):

- Acumulador de líquidos tipo dedos (Slug Catcher).
- Separadores de gas bifásicos.
- Rectificadores de gas.
- Separadores trifásicos.
- Separador de desfogue.
- Tanque de MEG-puro.
- Tanque de mezclado.
- Tanque de agua de dilución.
- Tanque de agua contra incendio.
- Tanque de diesel.
- Tanque elevado de agua de servicios.

Del mismo modo para la generación de energía en la planta, es necesario el empleo de generadores que produzcan un fluido gaseoso que se transformará en energía mecánica para accionar a los compresores que componen las turbinas de gas. Las principales características de estos instrumentos se exponen en la tabla 5.3 (Romero Mata, 2009).

Generador de Gases Modelo	General Electric LM-2500-PB
Potencia nominal	20.5 MW (27,500 HP)
Velocidad Máxima	9,870 CFM
Cantidad	2
Compresor Centrífugo Modelo	Clark-Dresser Centrífugo-7.5
Presión de diseño	86.2 bars (1250 psia)
Temp. max. de operación	467 K (380 °F)
Capacidad nominal	18,358 CFM
Consumo específico (ft ³ /hp/hr)	6.78 14.9 MW
Potencia max. en sitio	(20,000 HP)
Cantidad	2

Tabla 5.3. Principales datos técnicos de la Estación de Compresión Lerdo de Tejada (Tomada de Romero Mata, 2009).

Los equipos antes mencionados se colocarán en los diferentes sistemas con los que contará la Estación de Compresión que, de acuerdo a Ventura Ruiz, 2016 son:

- Sistema de agua de servicios y tratamiento de agua potable.
- Sistema diesel.
- Sistema de aire de planta e instrumentos.
- Sistema de drenajes cerrados.
- Sistema de drenajes abiertos.
- Sistema de drenajes sanitarios.
- Sistema de drenaje químico.
- Sistema de desfogue y quemador elevado.
- Proceso de separación y rectificación de gas, separador trifásico y bifásico, recuperador de vapores y acumuladores de líquidos.
- Sistema de gas combustible.
- Sistema de manejo de MEG.

El funcionamiento de la Estación de Compresión inicia con el arribo de la producción de los pozos en las líneas de producción que circulan a los cabezales, los cuales dirigen el fluido hacia los separadores bifásicos en donde la fase líquida, que son los condensados/agua-MEG, es extraída de los separadores. Cierta cantidad de la fase líquida, recircula a través de las bombas de remoción de sólidos que se encuentra unida por tuberías al separador bifásico, con el fin de mantener suspendidas las arenas que puedan estar presentes en los fluidos; por otra parte, la otra cantidad de la fase líquida sale del tanque mediante los controladores de nivel y las válvulas de corte (Figura 5.15), (Ventura Ruiz, 2016).

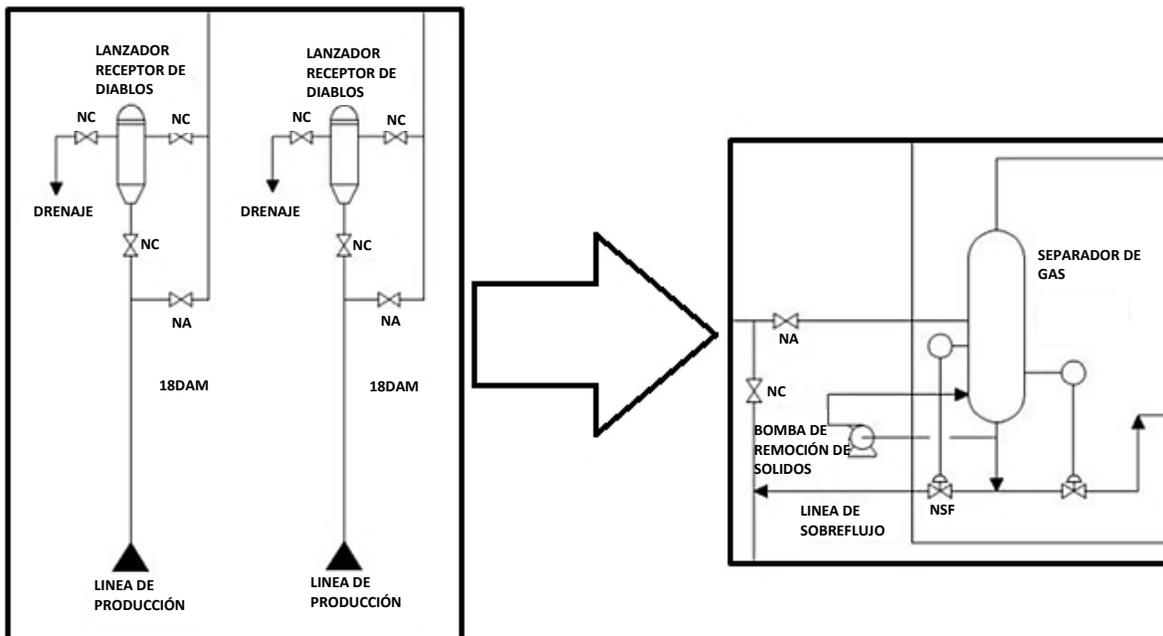


Figura 5.15. Esquema general del diseño de las Líneas de Producción y el separador bifásico de la Estación de Compresión (Tomado de Ventura Ruiz, 2016).

Se tiene planeado que la fase gaseosa obtenida de los separadores bifásicos, sea enviada al rectificador de gas para eliminar los líquidos que aun pudieran estar presentes; por consiguiente, una parte de esta fase se mandará como gas de pateo al equipo llamado Slug Catcher. El Slug Catcher es un acumulador de líquidos que ayudará a controlar los imprevistos generados en la Planta de recuperación de MEG, en la Planta de Acondicionamiento de gas y en el manejo de los Slugs; el gas se debe de quedar en los rectificadores; irá a la Planta de Acondicionamiento. Se debe de considerar que en el mismo conducto antes de la salida a la Planta de Acondicionamiento hay una salida dirigida al sistema recuperador de vapores, que actuará como gas de compensación cuando haya un flujo bajo en los separadores trifásicos (Figura 5.16), (Ventura Ruiz, 2016).

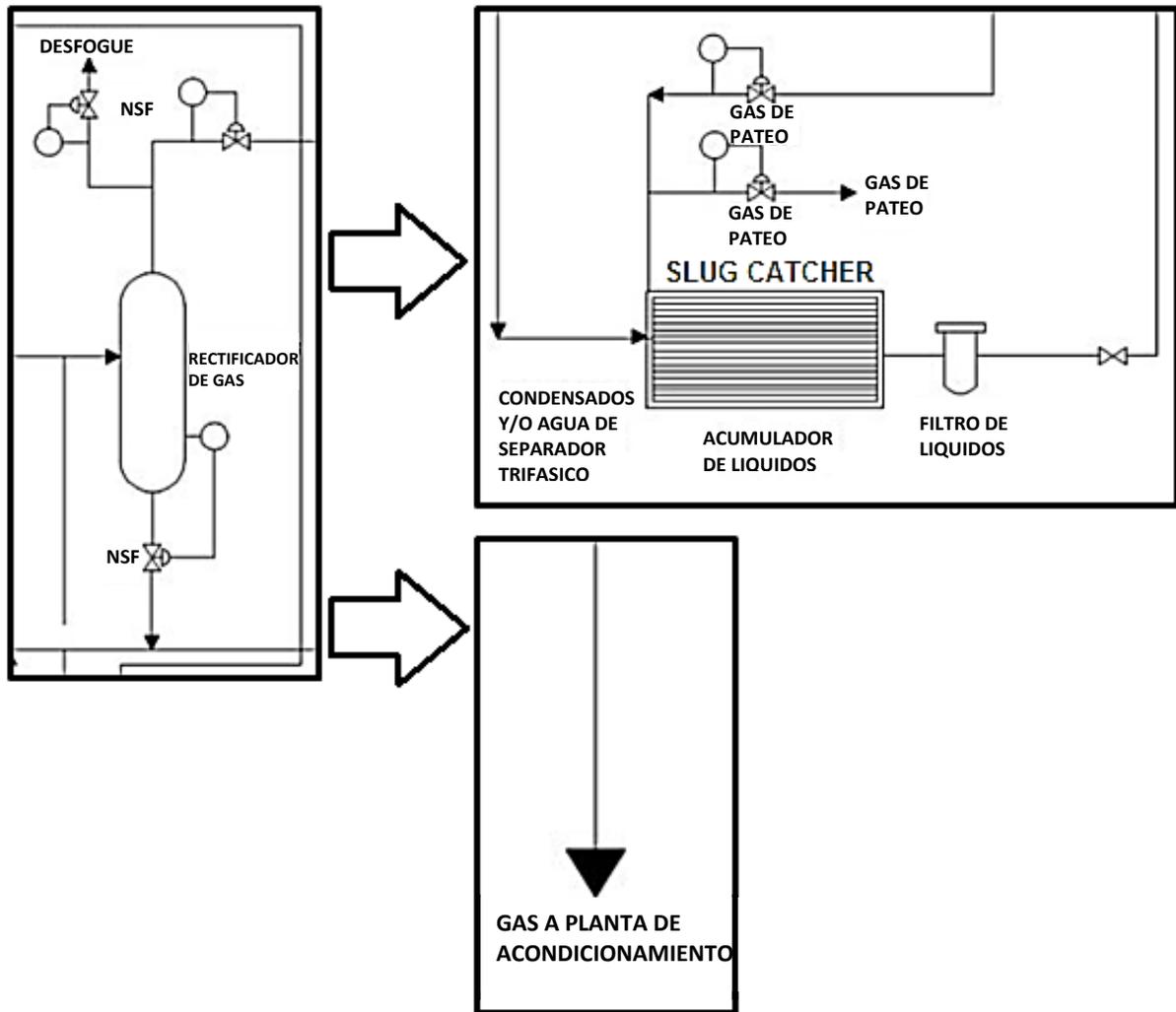


Figura 5.16. Esquema general del diseño del rectificador de gas, Slug Catcher y la dirección de gas que va hacia la Planta de Acondicionamiento (Tomado de Ventura Ruiz, 2016).

Con relación a los líquidos, estos son recuperados del fondo de los rectificadores, que posteriormente serán canalizados a los separadores trifásicos. Los separadores están conectados con líneas que provienen de los sistemas de drenaje cerrado, también con los sistemas de condensado/agua-MEG proveniente de los rectificadores, el sistema de desfogue, el quemador elevado y el sistema del Slug Catcher (Figura 5.17), (Ventura Ruiz, 2016).

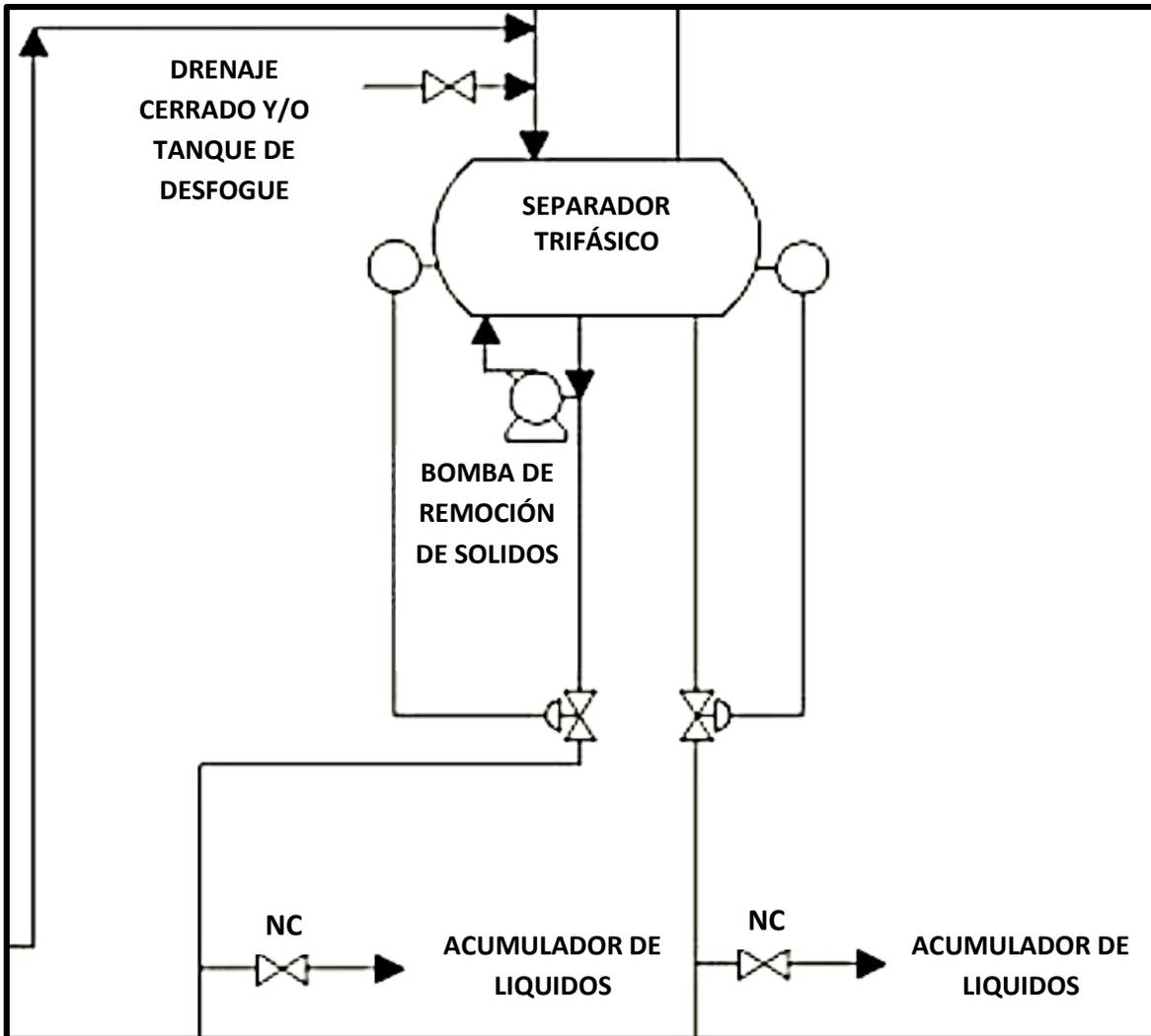


Figura 5.17. Esquema general del diseño del separador trifásico y las líneas a las que estará conectada (Tomado de Ventura Ruiz, 2016).

Posteriormente, el gas que se obtendrá de los separadores trifásicos se trasladará al Sistema de Recuperación de Vapores, donde esta fase aumentará su presión, para después incorporarse al cabezal que va hacia la Planta de Acondicionamiento; los líquidos que puedan generarse en esta etapa, serán enviados al drenaje cerrado. Los gases condensados que permanecen en los separadores trifásicos se exportarán hacia la Planta de Acondicionamiento, en tanto que, la mezcla agua-MEG, que se usará para remover las fases sólidas en los separadores, se enviará a la Planta de Recuperación de MEG (Figura 5.18), (Ventura Ruiz, 2016).

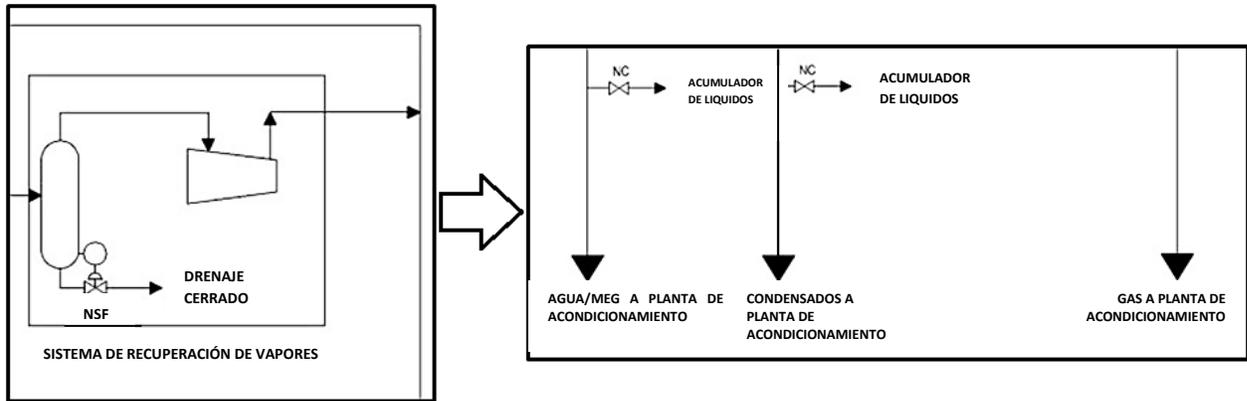


Figura 5.18. Esquema general del diseño del Sistema Recuperador de Vapores y las tres plantas a donde se envían todos los fluidos en los últimos procesos (Tomado de Ventura Ruiz, 2016).

La Estación de Acondicionamiento de Gas Lakach (EAGL), considera la planta de recolección, la planta de recuperación de MEG y la Planta de Proceso. La Planta de recolección incluye a la sección de preacondicionamiento de Gas y la interconexión con los equipos de control submarino; por su parte la planta de proceso consiste de la sección de acondicionamiento de gas/líquidos (Figura 5.19), (PEMEX, 2013).

La planta donde arribará el gas del campo Lakach, ayudará a mejorar el suministro de gas natural al país y procesará una producción aproximada de 400 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) de gas, en tirantes de agua que varían de 850 a 1300 metros. Asimismo, el gas acondicionado se incorporará al gasoducto Cactus–San Fernando, de 48 pulgadas de diámetro, perteneciente al Sistema Nacional de Transporte (IMP, 2014).

De acuerdo a las reservas de hidrocarburos, PEMEX en 2007 incorporó por los yacimientos descubiertos del campo Lakach, un volumen original de reservas 3P de aproximadamente 1,732.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (MMMpc), de las cuales las reservas 3P estimadas fueron de alrededor de 1,301.8 miles de millones de pies cúbicos de gas (MMMpc) equivalentes a 268.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Asimismo, las reservas probadas (1P) y probables (2P) se calcularon en 308.5 y 364.4 miles de millones de pies cúbicos de gas (MMMpc) respectivamente (PEMEX, 2007).

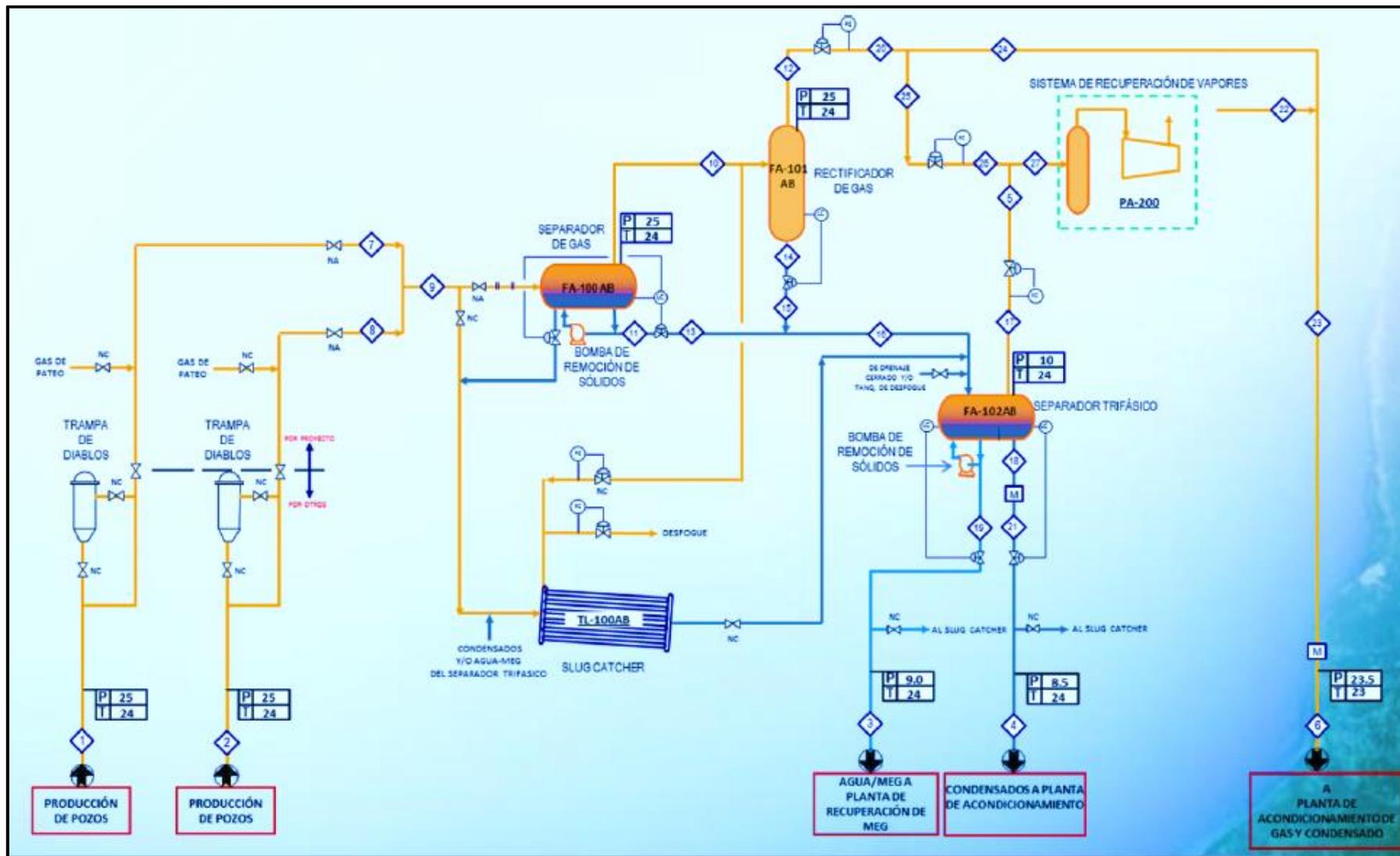


Figura 5.19. Esquema general de diseño de la Estación de Acondicionamiento de Gas Lakach (EAGL) (Tomado de PEMEX, 2013).

Dadas las pruebas de producción realizadas a los yacimientos superior e inferior del pozo Lakach-1, los datos arrojaron cantidades del orden de 25 millones de pies cúbicos por día de gas (MMpcd) para el yacimiento inferior y 30 millones de pies cúbicos por día de gas (MMpcd) para el yacimiento superior. De modo similar, el pozo delimitador del yacimiento, Lakach-2DL, dio cantidades de 29 millones de pies cúbicos por día de gas y 302 barriles por día de petróleo condensado de 45° API; de ahí que estos valores hayan servido para poder estimar las reservas con las que cuenta este campo (Figura 5.20), (PEMEX, 2012).

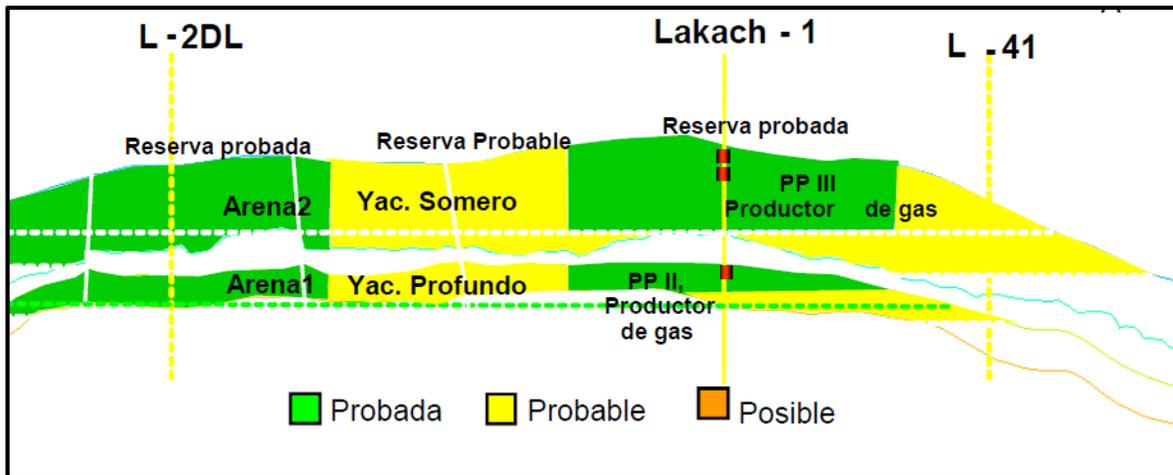


Figura 5.20. Delimitación de las reservas con las que cuenta el campo a partir de las estimaciones hechas por pruebas de producción (Tomada de PEMEX, 2012).

Los trabajos exploratorios que llevaron al descubrimiento del campo Lakach, involucran a los aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales, además del análisis de cuencas el sistema petrolero y la evolución geológica, todo con una buena interpretación geofísica, lo que dio buenos resultados al descubrir uno de los campos petroleros más importantes de México debido a que contribuirá al incremento en la oferta de gas natural y se visualiza como el primer campo productor de este tipo de hidrocarburo en aguas profundas, ya que pretende desarrollarse eficientemente para recuperar la mayor cantidad de reservas ya que se estima que tendrá una producción máxima proyectada de hasta 1,086.1 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), siempre y cuando el precio del gas en un futuro se mejore (SENER, 2014).

CONCLUSIONES

Las Provincias Petroleras Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo en el Golfo de México Profundo, son dos regiones cuyo origen y evolución están relacionadas a los eventos geológicos que han acontecido en la mega cuenca del Golfo de México, y en donde se han realizado descubrimientos de yacimientos de aceite y gas.

La columna geológica de Cordilleras Mexicanas comprende secuencias clásticas, principalmente areniscas con intercalaciones de lutitas y limolitas generadas en ambientes profundos durante el Paleógeno y Neógeno; mientras que durante todo el Cretácico y el Jurásico superior las condiciones marinas prevalecieron en la cuenca depositándose sedimentos carbonatados y calcáreo arcillosos en periodos de transgresión y regresión. Además, en el Jurásico medio se depositaron terrígenos continentales sobre un basamento ígneo-metamórfico. Esta Provincia está conformada por estructuras de pliegues anticlinales y sinclinales muy alargados cuyo mecanismo de deformación se asocia a los deslizamientos por gravedad, asociados a superficies de despegue en horizontes arcillosos, además se tiene la presencia de fallas inversas, las que constituyen las principales rutas de migración de los hidrocarburos hacia las trampas estructurales.

Por lo que se refiere al Sistema Petrolero, la roca generadora está constituida por lutitas, calizas arcillosas y margas con abundante materia orgánica; las secuencias de rocas almacenadoras son areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, así como intercalaciones de lutitas con areniscas de cuarzo, micas y líticos. La roca sello son lutitas calcáreas que en ciertas partes es limo-arenosa que se alternan con las rocas almacenadoras y cuyo espesor varía de 50 a más de 300 m.

El estilo de trampas estructurales en Cordilleras Mexicanas son anticlinales asimétricos con despegue principal en arcillas del Paleógeno, están orientados de noroeste a sureste, con presencia de fallas inversas que son la ruta principal de migración, junto con las fracturas asociadas.

La columna geológica de la Provincia Salina del Istmo está conformada por lutitas, areniscas e intercalaciones de estas rocas, producto de lo que se acumuló en aguas profundas, por lo que predominan los depósitos turbidíticos del Paleógeno al Cenozoico. Durante todo el Cretácico y parte del Jurásico tardío se depositaron rocas carbonatadas con presencia de intercalaciones de terrígenos finos; en el Jurásico medio se depositaron grandes cantidades de rocas evaporíticas sobre secuencias terrígenas continentales o sobre el basamento ígneo-metamórfico.

Estructuralmente esta provincia es una zona plegada y fallada producida por eventos tectónicos compresivos y gravitacionales, generando intrusiones salinas de diferentes dimensiones que con el tiempo se desarrollaron modificando el relieve marino y las rocas sobreyacentes las que presentan diferentes niveles y estilos de deformación.

En el Sistema Petrolero las rocas generadoras corresponden con margas y calizas arcillosas de ambiente reductor con abundante materia orgánica; las rocas almacenadoras son depósitos de brechas de carbonatos de cuenca formados por flujos de escombros, lentes brechoides y depósitos de pie del talud; las principales rocas sello están formadas por secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas.

El estilo de entrapamiento en la Provincia Salina de Istmo es muy variado y se debe a movimientos de las rocas evaporíticas del Calloviano, dando lugar a diferentes tipos de trampas que van desde anticlinales fallados, domos, cabalgaduras, canopies, diapiros, entre otros.

Considerando las evidencias geoquímicas, superficiales y a la perforación de pozos exploratorios en las Provincias Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo, se confirmó la existencia de un sistema petrolero activo en cada una de las zonas y se ha demostrado que poseen reservas que pueden ser explotadas; por lo que estas dos provincias son de interés económico, susceptibles para implementar y desarrollar una logística útil y eficiente para la extracción de sus recursos.

Dadas las condiciones geológicas particulares y los objetivos a cumplir en las Provincias Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo, donde la primera está afectada por tectónica de arcilla y la segunda por tectónica salina respectivamente, se requiere de la utilización de tecnologías de vanguardia, utilizando las más modernas herramientas de perforación, como las barrenas DPC, los ensanchadores concéntricos, los sistemas rotativos direccionales, así como plataformas cuyo alcance de perforación en el mar sea de más de 500 m de profundidad, como las plataformas de piernas tensionadas, de tipo SPAR, barcos perforadores y plataformas semisumergibles. Es importante tener un buen diseño de los fluidos de perforación para llevar a cabo una buena perforación sin correr riesgos.

Actualmente el proyecto Lakach se encuentra en las primeras etapas de desarrollo, por lo que se debe evaluar todos los posibles escenarios de infraestructura y procesamiento del petróleo, para lograr un óptimo desarrollo con el máximo beneficio económico; además de que se deben incorporar nuevas reservas petroleras después de iniciar su desarrollo.

Para el buen desarrollo de los yacimientos de gas del campo Lakach, se requiere de la construcción de la infraestructura adecuada, como seis pozos de desarrollo, la recuperación del pozo delimitador, la utilización de terminaciones múltiples para realizar la producción en más de un intervalo; asimismo se requiere de un árbol de producción submarino de tipo horizontal.

La configuración de los pozos debe considerarse con un arreglo lineal, conectados mediante jumper's flexibles a dos manifolds en configuración cluster que posteriormente se conectarán a jumper's rígidos con los ductos de recolección.

Debe de considerarse un sistema de producción submarino conectado a Tierra, con la debida instalación de dos ductos de transporte; así como la instalación de líneas submarinas de descarga con equipos y terminales de interconexión para los pozos, la instalación de umbilicales y de un sistema de monitoreo y control de los pozos. Se debe de considerar la construcción en superficie de una estación de compresión y acondicionamiento de gas con una alta capacidad que permita el manejo de 400 millones de pies cúbicos por día para el futuro desarrollo de los yacimientos, que también sea de utilidad para los campos cercanos al área.

La Estación de Compresión de gas Lakach requerirá de instrumentos como acumuladores de líquidos, separadores de gas bifásico y trifásico, rectificadores de gas, separadores de desfogue y distintos tanques que se colocarán en los diferentes sistemas en los que se dividirá la Estación de Compresión para poder separar las fases sólidas, líquidas y gaseosas de los fluidos que arribarán a la planta; posteriormente se debe de diseñar el sistema de transporte, distribución y comercialización.

El desarrollo del proyecto Lakach implica variadas disciplinas con especialistas que realicen una serie de análisis geológicos, geofísicos, de ingeniería petrolera, económicos, entre otros; que sean útiles para un eficiente aprovechamiento de los recursos ya que representa un proyecto relevante para México, ya que los yacimientos descubiertos han permitido definir una importante provincia comercial gasífera que en su desarrollo incorporará importante producción para el país.

BIBLIOGRAFÍA

Aburto-Pérez, M., Clyde, R., D'Ambrosio, P., Israel, R., Leavitt, T., Nutt, L., Johnson, C., Williamson, D., 2009, Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas, *Oilfield Review*, Schlumberger, pp. 36-51.

Academia de Ingeniería de México, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), septiembre de 2010. "Estado del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en aguas profundas", p. 23.

Ageitos-Santos, A., 2015, Sistemas de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore: (pendiente), Universidad de la Laguna, Trabajo fin de grado, 79 p.

Aguilar Pacheco J. D, 2010 "Terminación DST de un pozo exploratorio en aguas profundas", Tesis de Licenciatura, ESIA-IPN, 2010, p. 42-45.

Albarrán-Flores, D., Hernández-Sandoval, L. A., 2012, Cementación de pozos petroleros en aguas profundas, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 144 p.

Baños-Torales, F. L., Sánchez-Ramos, C. A., 2009, Yacimientos petroleros debajo de la sal, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 118 p.

Barbosa Fabio, 2008. "Tamil: nuevo pozo de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México". UNAM.

Barbosa-Cano, F., 2008, Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo: *Revista Latinoamericana de Economía*, 39, 101-125.

Barbosa-Cano, F., 2012, Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018: México, Instituto de Investigaciones Económicas UNAM, 138 p.

Barranco Cicilia F, enero 2012. "Sistemas Flotantes Para La Producción De Petróleo En Aguas Profundas Mexicanas", 2012, p. 27-38.

Bird, D.E., Burke, K., Casey, J.F., Hall, S.A., Tectonic Evolution of the Gulf of Mexico Basin, in Earle, S. A., Felder, D, L., Tunnell Jr, J, W., ed (s)., *Gulf of Mexico origin, waters and biota*: Texas, A&M University press, 3-16.

Bravo-Vallejo, I. A., 2013, Manejo del riser de perforación, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de licenciatura, 162 p.

Brewer, T., Endo, T., Kamata, M., Jeffrey-Fox, P., Goldberg, D., Myers, G., Kawamura, Y., Kuramoto, S., Kittredge, S., Mrozewski, S., Rack, F., 2005,

Perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos: Revelaciones de los secretos de la Tierra, Oilfield Review, Schlumberger, pp. 26-41.

Bryant, I., Dailly, P., Dribus, J. R., Fainstein, R., Harvey, N., Herbst, N., McCoss, A., Montaron, B., Quirk, D., Tapponnier, P., 2012, De Cuenca a Cuenca: la tectónica de placas en exploración, Oilfield Review, Schlumberger, 2013: 24, no.3 pp. 38-58.

Cárdenas Hernández D. y García Valladares V. M., 2013." Fundamentos y Operaciones De La Industria Petrolera En Aguas Profundas", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2013.

Caulfield, I., Dyer, S., Hilsman, Y. G., Dufrene, K., García, J. F., Healy, J. C., Maharaj, M., Powers, J., Staderoli, D., Stracke, M., Webb, T., 2007, Manejo de proyectos de terminación de pozos, Oilfield Review, Schlumberger, pp. 4-13.

CNH, "Síntesis Geológico Petrolera, Cinturón Plegado Perdido, Cinturón Subsalino, Cordilleras Mexicanas", Diciembre de 2015.

CNH, "Síntesis Geológico Petrolera, Cuenca Salina", Diciembre de 2015.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011, Dictamen del proyecto de Exploración Golfo de México B, 1-69.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011, Dictamen del proyecto Golfo de México Sur primera etapa, 1-67.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015, Síntesis geológica-petrolera Golfo de México-Aguas profundas norte, 2015. México, 53 pp.

Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., Mendonca, J. E., Theuveny, B., Vise, C., 2000, Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas, Oilfield Review, Schlumberger, pp. 2-19.

Dribus, J. R., Jackson M.P., Kapoor, J., Smith, M. F., 2008, La recompensa que yace bajo la sal, Oilfield Review, Schlumberger, pp. 4-19.

Duarte Arrocha J, 2015. "Plataformas Petroleras". Escuela Politécnica Superior de Ingeniería, p. 7-11.

Escalera Alcocer J. A, 2010. "Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México", Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería Especialidad: Ingeniería Geológica, p. 24

Escalera Alcocer J. A. y Hernández Romano U, 2010. "Well Evaluation Conference". Schlumberger.

Escalera-Alcocer, J.A., 2011, Explotación de yacimientos de hidrocarburos en Aguas Profundas de México, PEMEX Exploración y Producción.

Fuentes-Nucamendi, F. A., Orozco-Calderón, M., Rodríguez-Guzmán, J. J., Rosales-Flores, M, A., Ruiz-García, J, A., 2015, Entendiendo el reto de aguas profundas, un repaso rápido de conceptos críticos (resumen), en Congreso Mexicano del Petróleo: Guadalajara, Jal., México, 418-422.

Guzmán-Vega, M. A., Castro-Ortiz, L., Román-Ramos, J. R., Medrano-Morales, L., Valdés, L. C., Vázquez-Covarrubias, E., Ziga-Rodríguez, G., 2001, El Origen Del petróleo en las subprovincias mexicanas del Golfo De México: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, XLIX, 31-46.

Holguín-Quiñones, N., Brooks, J. M., Román-Ramos, J. R., Bernard, B. B., Lara-Rodríguez, J., Zumberge, J. E., Martínez-Pontvianne, Y. G., 2005, Estudio regional de manifestaciones superficiales de aceite y gas en el sur del Golfo de México, su origen e implicaciones exploratorias: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 52, 20-41.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2014, El IMP realiza ingeniería básica para Estación de Recolección de gas del campo Lakach: Ciudad de México, disponible en <http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=140508esp>, consultado 22 de agosto de 2016.

Instituto Mexicano del Petróleo, 2008, Retos tecnológicos de la Industria Petrolera, (resumen), en Encuentro tecnológico Internacional sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México: Ciudad de México, 1-28.

Martell-Andrade, J. B., 2015, Geología del Subsuelo.

Medina-Rodríguez, J. C., 2014, Criterios metoceanicos para la operación de risers en plataformas semisumergibles de perforación en aguas profundas, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 116 p.

Mendoza-Vázquez, D. E., 2011, La sarta de perforación petrolera: Xalapa Veracruz, Universidad Veracruzana, Monografía, 118 p.

Morales, C., 2008, Potencial y retos de la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas (resumen), en Encuentro tecnológico Internacional sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México: Ciudad de México, 18.

Ortiz Bautista L. E, Enero 2016. "Desarrollo De Campos Petroleros En Aguas Profundas Del Norte Del Golfo De México", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2016.

Padilla y Sánchez, R.J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, LIX, 19-42.

PEMEX Exploración y Producción, 2013, Provincia Petrolera Golfo de México Profundo, 1-26 pp

PEMEX, 2007. Las reservas de hidrocarburos de México, 2007. México. 126 pp.

PEMEX, 2010, Las reservas de hidrocarburos de México, 2010. México, 136 pp.

PEMEX, 2010, Provincias Geológicas de México, 2010. México, 18 pp.

PEMEX, 2012, Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto. México, 40 pp.

PEMEX, 2013, Perspectivas de desarrollo para campos descubiertos en aguas profundas en México (resumen), en XXVIII Jornadas técnicas de la Asociación de Ingeniero Petroleros de México: Ciudad de México, 1-60.

PEMEX, Exploración y Producción, 2009 “Recursos prospectivos al 1 de enero de 2009”, p. 20-21.

PEMEX, Exploración y Producción, 2010. “Sistemas Petroleros”, 2010, p. 5-8.

PEMEX, Exploración y Producción, 2012. “Las Reservas De Hidrocarburos de México”, Capitulo 4, p. 36-43.

PEMEX, Exploración y Producción, 2012. “Las Reservas De Hidrocarburos de México”, Capitulo 5, p. 75-76.

Pérez Drago, G., 2010, Análisis sismo-estratigráfico y estructural del área Tamil-Nab, sureste del Golfo de México Profundo: Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 145 p.

Pérez-Suárez, L.A., 2011, Desarrollo de las Aguas Profundas en México (resumen), en Semana de las Geociencias en el Instituto Politécnico Nacional: Ciudad de México, 1-41.

Pindell, J.L., 1994, Evolution of the Gulf of Mexico and the Caribbean: Caribbean Geology: an introduction, 13-39.

Pindell, J.L., 2001, Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean, 1-51.

Ramírez Da Silveira, V., 2014, Retos tecnológicos en las operaciones de perforación en aguas profundas de México, Tesis de licenciatura, 140 p.

Ramírez-Platón, O. B., 2010, Propuesta de un sistema de producción con instalaciones submarinas, Tesis de maestría, 91 p.

Romero Mata O, 2015. "Características De Unidades De Perforación Semisumergibles Contratadas Por Pemex" Anexo B, p. 10.

Romero-Mata, O., 2009, Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas, enfocada en operaciones marinas (resumen), en Retos tecnológicos en exploración y explotación de campos petroleros en aguas profundas: Ciudad de México, 1-45.

Rosales-Domínguez, M.C., Grajales-Nishimura, J.M., Carreño, A. L., 2005, Foraminíferos plantónicos en diques clásticos inyectados en la secuencia miocénica del borde occidental de la cuenca Salina del Istmo: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 22, 419-428.

Rueda-Gaxiola, J., 1998, El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de lechos rojos: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15, 78-86.

Salomón-Mora, L. E., Aranda-García, M., Román-Ramos, J. R., 2004, Plegamiento contraccional y sedimentación sintectónica en las Cordilleras Mexicanas: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 51, 5-21.

Sánchez Casas, O., 2012, Explotación de campos petroleros en aguas profundas: Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 183 p.

Santamaría-Orozco, D. M., 2008, La formación del petróleo en el sur del Golfo de México: predicción de su calidad, Academia de ingeniería, México.

Santiago-Esquitin, R., 2013, Manual de perforación direccional de pozos petroleros, Universidad Veracruzana, Trabajo practico-técnico, 127 p.

Schlumberger, 2013, Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos, Ciudad de México, disponible en < <http://es.slideshare.net/patocu93/06-barrenas-y-su-seleccin>>, consultado 1 de octubre de 2016.

Secretaria de Energía (SENER), 2014, Prospectiva de gas natural y gas LP 2014-2028, México, 159 pp.

Serrano-Alquicira, M. A., 2014, Propuesta de integración de metodologías geológico-geofísicas para la mejora de modelos de velocidad usados en la migración PSDM para zonas con tectónica compleja, Tesis de licenciatura, 118 p.

Usabiaga Santamaría J. J. y González Blanco R. 2012. “Incorporación de Tecnologías Avanzadas”. Departamento de Ciencia e Ingeniería Náutica. Facultad de Náutica de Barcelona. Universidad Politécnica de Catalunya, p. 76.

Valle-Molina, O., 2014, El ingeniero civil en la explotación de los hidrocarburos en regiones marinas de México, Grupo visión prospectiva México 2030.

Ventura-Ruiz, L. M., 2016, Tanques atmosféricos, a presión y criterios de diseño de tanques atmosféricos según API-650, Informe de actividades de trabajo profesional, 36 p.

World oil and Gas Review, 2015, OCDE/IEA.

<https://books.google.com.mx/books?id=43ldQhCGODIC&pg=PA57&dq=corteza+oceanica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwi97cyO8uPLAhUpvoMKHQBAC2oQ6AEIHzAB#v=onepage&q=corteza%20oceanica&f=false>

<http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de.html>

<https://refineering.wordpress.com/2014/05/24/petroleo-y-gas-en-agua-profundas-plataformas-spar/>

<http://www.observatoriodelaingenieria.org.mx/docs/pdf/3ra.%20Etapa/18.Aguas%20Profundas.pdf>

<http://petroleo.colmex.mx/index.php/glosarios/80>