



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ASPECTOS ESTRATÉGICOS PARA
CONSIDERAR LA EXPLORACIÓN
PETROLERA EN AGUAS PROFUNDAS DEL
GOLFO DE MÉXICO, EN EL CONTEXTO DE
LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MÉXICO,
RETOS TÉCNICOS Y RIESGOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA GEÓLOGA

P R E S E N T A :

HADASSA JUDITH SÁNCHEZ ZÚÑIGA

TUTOR

ING. JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA, Cd. Mx., 2020



*Al Dr. Enrique González Torres
y la M.I Isabel Domínguez Trejo,
por abrirme las puertas del mundo
y darme las alas para volar.*

Agradecimientos

A Dios, por su misericordia y haber iluminado mi camino al permitirme realizar este sueño y siempre guiar, junto con mis padres, cada paso que doy.

A mis padres y a mi hermano, por apoyarme infinitamente a lo largo de toda mi vida e impulsarme a mejorar cada día. Gracias por acompañarme en esta gran aventura, que definitivamente no ha sido fácil. Gracias por enseñarme a contribuir al crecimiento y progreso de la sociedad, a disfrutar de la vida y siempre sostenerme para tener la valentía de emprender nuevos proyectos. ¡Ustedes son la mayor bendición y tesoro que tengo en mi vida!

A mi mamá, quien ha sido mi mejor amiga y siempre ha confiado en mí. Gracias por haberme permitido culminar esta etapa de mi vida, por la paciencia al enseñarme y todo el amor que me das día con día.

A mis abuelos y tías paternas, por haberme apoyado incondicionalmente y quienes son también parte de este logro.

A mi director de tesis, el Ing. Javier Arellano, gracias por sus conocimientos y consejos, que han permitido la mejora de este escrito.

A mis sinodales, gracias por tomarse el tiempo de leer este trabajo y sus comentarios acertados.

Al M.C. Óscar Mancera Alejándrez, por su dirección cuando empecé este trabajo y brindarme la oportunidad de haber ido al Activo de Exploración - Aguas Profundas Norte.

Al Doctor Enrique González Torres y la Maestra Isabel Domínguez, por impulsarme a perseguir mis sueños, sin importar cuán ambiciosos hayan sido, y apoyarme incondicionalmente para realizar una estancia en el extranjero.

Gracias infinitas a mis profesores, que me enseñaron a tener una visión mucho más amplia y profunda de la Tierra y el Universo. Han tenido gran impacto en mi vida por su energía y la pasión que transmiten al compartir sus conocimientos dentro y fuera de las aulas.

A mis amigos y compañeros de carrera, Mireya e Israel, por haber sido parte del Diagrama Ternario cada semestre y haber hecho de cada clase y práctica de campo, momentos inolvidables; Ale, Kenya, Pedro, Chuvi y todos los demás geoamigos con quienes compartí tantas risas.

A mis amigos geofísicos: Jenny, por haber sido mi primera amiga y con quien compartí momentos muy divertidos; Beto, por ser un amigo incondicional y haberme abierto sus brazos cuando lo necesitaba; Memo, Leo, Andy y Alan, por haber estado a mi lado durante mi vida universitaria.

Finalmente, gracias a la UNAM, mi alma máter, por haberme abierto las puertas del mundo y enseñarme que todo es posible.

Definitivamente no cambiaría nada porque, a pesar de los retos que esta aventura ha implicado, cada paso me trajo hasta este momento y no puedo estar más agradecida. ¡Gracias por inspirarme a alcanzar mis sueños día con día!

Hadassa

Índice general

1. Introducción	3
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
1.2. Metodología	4
1.3. Antecedentes	5
1.4. Aguas profundas	6
1.4.1. Definición de aguas profundas	8
1.4.1.1. Ambientes sedimentarios de aguas profundas	8
I. Sistemas turbidíticos clásticos.	9
1.4.2. Proceso exploratorio	10
1.5. Geología de la Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo	13
1.5.1. Ubicación la Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo	13
1.5.2. Evolución geológica del Golfo de México	14
1.5.3. Exploración sísmica marina en el Golfo de México Profundo	15
1.5.3.1. Sísmica en 3D	17
1.5.4. Zona Cinturón Plegado Perdido	19
1.5.4.1. Geología estructural	20
1.5.4.2. Estratigrafía	21
1.5.4.3. Tipo de hidrocarburo esperado	24
1.5.5. Zona de Cordilleras Mexicanas	24
1.5.5.1. Geología estructural	24

1.5.5.2. Estratigrafía	25
1.5.6. Cuenca Salina	28
1.5.6.1. Geología estructural	28
1.5.6.2. Estratigrafía	28
1.5.7. Zona Provincia Salina del Bravo	30
2. Avances en la exploración en aguas profundas	31
2.1. Reservas y recursos prospectivos en aguas profundas	32
2.1.1. Clasificación de reservas	32
2.1.1.1. Reservas 1P	34
2.1.1.2. Reservas 2P	37
2.1.1.3. Reservas 3P	37
2.1.2. Incorporación de reservas	38
2.2. Áreas evaluadas en el Golfo de México Profundo	41
2.2.1. Área Perdido	42
2.2.1.1. Sistemas petroleros identificados	45
2.2.1.1.1. Rocas almacenadoras	47
2.2.1.1.2. Trampas	48
2.2.1.1.3. Roca sello	48
2.2.1.1.4. Sincronía y migración	49
2.2.1.2. Plays identificados	50
2.2.1.2.1. Play GP AP H Mesozoico	50
2.2.1.2.2. Play GP AP E Paleoceno	51
2.2.1.2.3. Play GP AP E Eoceno	52
2.2.1.2.4. Play GP AP E Oligoceno	53
2.2.1.2.5. Play GP AP E Neógeno	54
2.2.2. Zona Cordilleras Mexicanas	55
2.2.2.1. Sistemas petroleros identificados	57
2.2.2.1.1. Roca generadora	57
2.2.2.1.2. Roca almacenadora	58

2.2.2.1.3. Roca sello	58
2.2.2.1.4. Trampa	59
2.2.2.1.5. Migración y sincronía	59
2.2.2.2. Plays identificados	60
2.2.2.2.1. GP CM H Mesozoico	60
2.2.2.2.2. GP CM H Eoceno-Paleoceno	61
2.2.2.2.3. GP CM H Oligoceno	61
2.2.2.2.4. GP CM E Neógeno	61
2.2.3. Zona Cuenca Salina	61
2.2.3.1. Sistemas petroleros identificados	63
2.2.3.1.1. Roca almacenadora	63
2.2.3.1.2. Rocas sello	64
2.2.3.1.3. Trampas	64
2.2.3.1.4. Sincronía y migración	65
2.2.3.2. Plays identificados	66
3. Políticas de exploración en México	67
3.1. Sexenio 2012-2018	67
3.1.1. Reforma Energética	71
3.1.2. Rondas - Análisis para la selección de áreas en aguas profundas.	76
3.2. Sexenio 2018-2024	78
4. Aspectos estratégicos para la exploración	80
4.1. Sinergias	80
4.2. Contratos	82
4.2.1. Contratos adjudicados en las Rondas para Aguas Profundas	86
4.2.1.1. Área Contractual 1 - Cinturón Plegado Perdido	88
4.2.1.2. Área Contractual 2 - Cinturón Plegado Perdido	88
4.2.1.3. Área Contractual 3 - Cinturón Plegado Perdido	89
4.2.1.4. Área Contractual 4 - Cinturón Plegado Perdido	89
4.2.1.5. Área Contractual 1 - Cuenca Salina	89

4.2.1.6. Área Contractual Trión	90
4.3. Análisis económico	90
4.3.1. Inversión en proyectos de hidrocarburos localizados en aguas profundas	92
4.4. Estudios y permisos ambientales	96
4.4.1. Regulaciones en México	99
5. Retos técnicos y riesgos	105
5.1. Geomecánica	106
5.1.1. Esfuerzos en el subsuelo	106
5.2. Perforación	111
5.2.1. Tipos de plataformas de perforación	112
5.2.1.1. Plataformas Semisumergibles	113
5.2.2. Pozos exploratorios	115
5.2.2.1. Caso Macondo	116
5.3. Costos de capital y operación	119
5.4. Diseño de pozos para aguas profundas	120
5.4.1. IADC Deepwater Well Control guidelines	120
5.4.1.1 Capítulo IV: Respuesta ante emergencias.	121
6. Conclusiones y recomendaciones	122

Índice de figuras

1.1. Modelo convencional de sistemas marinos profundos, formado por corrientes turbidíticas con terrígenos en la plataforma. Modificado de Shanmugam (2006).	10
1.2. Etapas en el proceso exploratorio petrolero. Modificado de Escalera-Alcocer (2010).	11
1.3. Ubicación de las provincias geológicas pertenecientes a la Cuenca del Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).	14
1.4. Mapa de áreas contractuales, sísmica 2D, sísmica 3D y pozos perforados en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017).	16
1.5. Sección sísmica elaborada a partir de un volumen de datos en 3D. Ejemplo del campo Fulmar, en el Mar del Norte, Inglaterra. Fuente: Martínez-Bravo y Solís-Flores (2011).	18
1.6. Sectores y características estructurales identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).	21
1.7. Columna estratigráfica esquemática regional para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	23
1.8. Columna estratigráfica para la Zona de Cordilleras Mexicanas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	27
2.1. Reservas 1P de Petróleo Crudo Equivalente en el Golfo de México Profundo. Modificado de: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).	36

2.2. Reservas 2P de petróleo crudo equivalente en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).	37
2.3. Reservas 3P de petróleo crudo equivalente en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).	38
2.4. Principales campos marinos con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).	40
2.5. Inversión en exploración por tipo de campo, en miles de millones de pesos constantes de 2019. Fuente: PEMEX (2019).	42
2.6. Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	49
2.7. Sección sísmica orientada suroeste-noreste del sistema extensional Quetzalcóatl a las Cordilleras Mexicanas, en aguas profundas. Fuente: Yarbuh, I. y Contreras, J., (2015).	56
2.8. Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados para la Zona de Cordilleras Mexicanas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	60
2.9. Distribución de hidrocarburos esperado en la Cuenca Salina. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	63
2.10. Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados para la región de aguas profundas de la Cuenca Salina. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	65
3.1. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas de acuerdo con la evaluación 2019 del Plan Quinquenal. Fuente: Secretaría de Energía (2019).	69
4.1. Estructura del modelo de contratos para Aguas Profundas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).	83
4.2. Planes aprobados para contratos petroleros por actividad. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).	85

4.3. Pozos petroleros perforados en aguas profundas a nivel mundial. Fuente: CERA, Douglas Westwood; Analysis Arthur D. Little (2020) . . .	91
4.4. Inversiones en proyectos de aguas profundas a nivel internacional. Fuente: IHS CERA, Douglas Westwood; Analysis Arthur D. Little (2020) .	91
4.5. Proceso de gestión con los plazos para elaborar la Línea Base Ambiental. Fuente: SEMARNAT y ASEA (2016).	104
5.1. Bloque matricial en el que se pueden identificar los esfuerzos presentes a lo largo de los ejes ortogonales. Fuente: Cook, et al., (2007).	107
5.2. Diagrama P ² -Q (Distorsión y cizalla). Fuente: Scott, T., (2007)	108

Índice de tablas

1.1. Clasificación de aguas someras, profundas y ultraprofundas. Modificado de Ojeda-Bustamante (2015).	8
2.1. Definiciones de reservas probadas de acuerdo con distintas organizaciones. Modificado de: Worthington, 2011.	35
2.2. Recursos prospectivos identificados en MMbpce en el área del Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019.	39
2.3. Estimación de recursos prospectivos en aguas profundas del Golfo de México. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019.	39
2.4. Reserva de gas natural en el Golfo de México Profundo por campo al 1 de enero de 2018, en MMMpc. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).	40
2.5. Estudios sísmicos adquiridos al 2015 por Petróleos Mexicanos en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	43
2.6. Pozos perforados durante el periodo de 2012 a 2015 en el Área Perdido por Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el año de terminación del pozo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	44
2.7. Pozos perforados en el periodo correspondiente del 2016 al 2018 por PEMEX en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	45
2.8. Resumen de los sistemas petroleros identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	46

2.9. Principales características del Play GP AP H Mesozoico para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	50
2.10. Principales características del play GP AP E Paleoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	51
2.11. Principales características del Play GP AP E Eoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	52
2.12. Principales características del play GP AP E Oligoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	54
2.13. Principales características de los plays evaluados para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).	55
3.1. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas. Fuente: Secretaría de Energía (2019).	69
3.2. Características de los bloques para cada sector de aguas profundas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016).	77
4.1. Componentes y Factores ambientales, que considera los parámetros estipulados en la Guía para la Elaboración de la Línea Base Ambiental. Fuente: SEMARNAT y ASEA (2016).	103
5.1. Generaciones de plataformas agrupadas por periodo de diseño y profundidad en el tirante de agua. Modificado de: Medina-Rodríguez (2014).	114

Resumen

La disminución drástica de las reservas de hidrocarburos acumuladas en yacimientos petroleros convencionales en México y la creciente demanda nacional de recursos energéticos ha impulsado el desarrollo de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en ambientes cada vez más remotos y desafiantes, como en el Golfo de México y yacimientos no convencionales, ya que se ha estimado que se tienen recursos petroleros de gran volumen y, en consecuencia, de gran importancia para México.

La Cuenca del Golfo de México Profundo comprende una superficie de más de 570,000 km^2 . Consta de una geología compleja que se ha dividido en las siguientes subcuencas o provincias geológicas: Provincia Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cuenca Salina, Cinturón Plegado de Catemaco, Planicie Abisal del Golfo de México y Escarpe de Campeche. No obstante, aunque se estima la presencia de importantes reservas petroleras en toda la cuenca, solo se han explorado dos subcuencas con mayor detalle: la zona correspondiente al Área Perdido y la Zona de Cordilleras Mexicanas; en las dos primeras, se han definido los elementos del sistema petrolero, y se ha documentado la presencia de plays en probados e hipotéticos considerando la información obtenida en los pozos exploratorios perforados y por la interpretación sísmica.

En este trabajo se analiza y sintetiza la información sobre la exploración petrolera de la cuenca del Golfo de México Profundo, y se proponen acciones para continuar la exploración y desarrollo de los yacimientos, en el contexto de la política energética en México a partir de los cambios establecidos en la Reforma Energética, considerando los retos técnicos, y riesgos económicos, ambientales y sociales.

Además, también se analizan los fundamentos de la oferta y demanda respecto a la dinámica del precio del petróleo, la disponibilidad y accesibilidad de hidrocarburos, la innovación tecnológica y el desarrollo de infraestructura, ya que los avances tecnológicos han permitido a empresas del sector energético realizar operaciones en yacimientos localizados en tirantes de agua más profundos.

Abstract

The hydrocarbon reserves in conventional oil fields in Mexico has been decreasing drastically and the demand for energy across the country is constantly rising, which it has accelerating the developing of major petroleum exploration and production projects even if they are designed for remote and challenging locations, such as the Mexican waters of the Gulf of Mexico and unconventional fields, since it has been estimated that they may provide oil and gas prospects that can be very significant for our country.

The Deepwater portion of the Gulf of Mexico's surface is over than 570,000 km^2 . With a complex geology, the Gulf of Mexico Basin has been divided in the following sub-basins or geological provinces: they include Salina del Bravo, Perdido Fold Belt, Mexican Ridges, Saline Basin, Catemaco Fold Belt and Campeche Escarpment. Mexico has explored thoroughly two main geological provinces located in Deepwater Gulf of Mexico: Perdido Fold Belt and Mexican Ridges, where the key elements of petroleum systems have been defined. Additionally, some plays have been documented as proven and possible, according to the information provided by the interpretation of data from drilling wells and seismic studies performed in a particular geographic area.

This paper analyzes and synthesizes information that has been published related to petroleum exploration in the Deepwater Gulf of Mexico, and it proposes actions that can be taken to continue exploring, developing and producing fields, considering the energy policy in Mexico since the Energy Reform's adoption, technical challenges, and economic, environmental and social risks.

Additionally, it understands how prices create incentives that influence behavior that feeds back into supply and demand to determine the oil price. This paper also reviews the availability and accessibility of hydrocarbons, and technological innovation and infrastructure development, since technical advances have allowed energy companies to go over major exploration and production operations in deepwater areas.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Plantear estrategias para realizar proyectos de exploración petrolera en la Cuenca del Golfo de México Profundo considerando los retos técnicos que implica, además de la economía del país, la economía mundial y las políticas de exploración y explotación eficiente en aguas profundas.

1.1.2. Objetivos específicos

1. Comparar información previamente publicada en diversas fuentes para establecer el panorama que se tiene referente a la exploración de aguas profundas en México.
2. Determinar si las metodologías de exploración empleadas en exploración y desarrollo de yacimientos petroleros en aguas profundas han sido eficientes y óptimas.
3. Analizar la evolución de las políticas nacionales en materia de recursos energéticos en el ámbito de exploración y explotación petrolera en aguas profundas de acuerdo con información disponible.

4. Describir el panorama a futuro respecto a la exploración petrolera en la Cuenca del Golfo de México Profundo, considerando los avances en la exploración con que se cuentan en la actualidad.
5. Proponer estrategias de exploración para desarrollar proyectos en aguas profundas a partir de la información publicada por Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
6. Considerar la sostenibilidad de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas de acuerdo con las regulaciones ambientales para México.

1.2. Metodología

Para la elaboración de este trabajo, se realizó una investigación bibliográfica detallada de fuentes confiables sobre la exploración y explotación petrolera en aguas profundas del Golfo de México. Para ello, se seleccionó la información, se clasificó y se realizó una síntesis de los aspectos más relevantes. Posteriormente, se elaboraron textos, gráficas y figuras que constituyen el manuscrito.

Para el capítulo 1, se utilizó la información publicada en el 2019 por la CNH, en el libro titulado “Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México” para la geología estructural y estratigrafía de las zonas de interés en aguas profundas (Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina).

Para el capítulo 3 y 4, se analizó la información contenida en los contratos adjudicados en las licitaciones que se llevaron a cabo entre empresas extranjeras, PEMEX y la CNH a partir de la publicación de la Reforma Energética en México.

En el capítulo 5 se consultaron documentos publicados por instituciones como International Association of Drilling Contractors (IADC) y American Petroleum Institute (API) para el diseño de pozos en aguas profundas.

1.3. Antecedentes

La porción de aguas profundas del Golfo de México ha mostrado un notable aumento en la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. En parte, esto se debe al desarrollo de nuevas tecnologías que reducen los costos y riesgos operativos, así como al hallazgo de yacimientos de alta reserva y producción.

De acuerdo con Pallanich (2008), “seis pozos fueron perforados por PEMEX desde el 2004 hasta el 2008, en los cuales se encontró gas natural en la mayoría de los pozos, sumando un total de 2.4 miles de millones de pies cúbicos como reserva total”.

En el 2007 se aprobó el proyecto de desarrollo del campo petrolero Lakach, localizado en el Golfo de México a 93 km del sureste de Veracruz y 131 km al noroeste de Coatzacoalcos, cuya profundidad de tirante de agua ronda entre 850 m y 1,200 m.

El campo petrolero de aguas profundas fue descubierto en 2007 al perforar el pozo Lakach-1, con 3813 m de profundidad y 988 m de tirante de agua. Posteriormente se perforó el pozo delimitador Lakach-2DL con un tirante de agua de 1199 m, “para la perforación de ambos pozos se utilizaron plataformas petroleras semisumergibles” (Offshore Technology, 2020).

La primera acumulación de gas no asociado del campo se encontró en secuencias del Mioceno Inferior y se proyectaba que la producción sería para finales del 2016. Se estima que el campo contiene reservas probadas y probables (2P) de 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, para ello se requerirá una inversión de 20,281 millones de pesos, en un periodo de 2011 a 2023, de acuerdo con información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012).

En el 2019 la CNH aprobó que Shell comenzara con la perforación de su primer pozo exploratorio (Chibu-1EXP) en el Golfo de México en aguas ultraprofundas, frente a las costas de Tamaulipas. Según datos publicados por Mariano (2019), “el pozo Chibu-1EXP tiene un tirante de agua de 2,760 metros y se perforará a una profundidad total de entre 6 mil 345 y 6 mil 731 metros verticales”.

1.4. Aguas profundas

La creciente necesidad de energía que el mundo moderno requiere ha obligado al ser humano a desarrollar e innovar metodologías para la búsqueda, y obtención de mayores cantidades de hidrocarburos, ya que los combustibles fósiles continúan siendo la fuente principal de energía y una fuente muy importante de materia prima.

No obstante, dada la declinación en la producción de yacimientos convencionales en México, es necesario apostar por la exploración en yacimientos no convencionales y de aguas profundas, debido a que en ellos se encuentran prospectos con gran potencial para satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos.

Sin embargo, la historia de la exploración en cuencas situadas en aguas profundas ha implicado retos técnicos, económicos, políticos, ambientales y sociales, que han limitado los trabajos y el desarrollo de yacimientos; además, no se disponen de modelos geológicos detallados de todos los sectores de la megacuenca del Golfo de México.

Actualmente las regiones en el mundo donde se han identificado yacimientos petroleros en aguas profundas y ultraprofundas son: Golfo de México, costas de Brasil, Mar del Norte y costas de África, tales como Nigeria, Angola, Ghana, Congo, y Mauritania.

El proceso exploratorio en aguas profundas tiene como propósito la evaluación del potencial e incorporación de reservas a través de una serie de pasos que conllevan a la adquisición de información para la perforación de un pozo y la comprobación posterior de las hipótesis generadas inicialmente. Su importancia recae en las partes que lo componen, ya que permiten incrementar en conjunto la producción de hidrocarburos.

Actualmente las áreas de interés para incrementar reservas de hidrocarburos a nivel global se están centrando en las zonas de aguas profundas y ultraprofundas, así como de los hidrocarburos no convencionales. Por ejemplo, de acuerdo con BMO Capital Markets Energy Advisory (2015), se tuvo que “los proyectos de aguas profundas para África produjeron aproximadamente 3 MMboepd (million barrels per day o millones de barriles por día), con un incremento potencial de 5 MMboepd”.

La planificación exitosa del desarrollo de campos petroleros localizados en aguas profundas requiere contar con tecnologías más avanzadas y mejoradas que satisfagan las necesidades y objetivos propuestos por el sector energético. Por ello, es preciso conocer las condiciones del subsuelo para caracterizar al yacimiento de interés y establecer modelos geológicos.

No obstante, dentro de los retos que se presentan durante la exploración petrolera en aguas profundas es la incertidumbre respecto a la evaluación del yacimiento para determinar cuán viable será su rendimiento y la recuperación de hidrocarburos, así como el alto costo en las actividades exploratorias dada la profundidad del tirante de agua. Siendo así, el equipo que se dedique a la planificación del desarrollo de proyectos en estas zonas, debe cuantificar y gestionar dicha incertidumbre para mitigar el potencial de la instalación de infraestructura adecuada que permita llevar a cabo las actividades exploratorias y de explotación de hidrocarburos de manera adecuada.

La geología y la geometría de las secuencias rocosas, las propiedades de los fluidos, las características petrofísicas del yacimiento y los precios de los hidrocarburos son algunos de los parámetros que tienen el mayor impacto en el plan de desarrollo de campos petroleros.

Dentro de las características petrofísicas, la permeabilidad y la porosidad de la roca almacenadora son los principales determinantes del rendimiento de un pozo, ya que generalmente se tiene un mejor rendimiento del mismo si se cuenta con alta permeabilidad y buena porosidad en el yacimiento, “debido a que permiten el movimiento de hidrocarburos y se reduce el número de pozos requeridos, disminuye el costo, simplifica los sistemas de producción e incrementa la recuperación del crudo” (Vargas, 2005).

Con los datos obtenidos a partir de datos sísmicos y registros de pozos en actividades exploratorias, se crean modelos geológicos que permiten comprender y predecir el comportamiento del yacimiento petrolero de interés.

1.4.1. Definición de aguas profundas

Las operaciones petroleras de exploración y producción que se llevan a cabo en tirantes de agua mayores a 500 m se definen como operaciones petroleras en aguas profundas, de acuerdo con PEMEX Exploración y Producción (2012). No obstante, no existe una terminología aceptada internacionalmente respecto al rango de profundidad del tirante de agua, ya que la industria petrolera considera que los pozos de aguas profundas “son aquellos pozos perforados en profundidades de agua que van desde 300 m hasta 1,500 m y los pozos ubicados en tirantes de agua superiores a 1,500 m se clasifican como pozos de aguas ultra profundas” (Rocha, Junqueira y Roque, 2003).

La clasificación de aguas someras, profundas y ultraprofundas se considera, de acuerdo con diversas instituciones, como sigue:

Institución	Aguas someras	Aguas profundas	Aguas ultraprofundas
API (American Petroleum Institute)	≤ 610 m	610 m - 1830 m	>1830 m
MMS (Minerals Management Service)	≤ 304.8 m	304.8 m - 1524 m	>1524 m
DEA (Drilling Engineering Association)	≤ 457 m	457 m - 2100 m	>2100 m
US	≤ 900 m	900 m - 2100 m	>2100 m
PEMEX	≤ 500 m	500 m - 1500 m	>1500 m

Tabla 1.1: Clasificación de aguas someras, profundas y ultraprofundas. Modificado de Ojeda-Bustamante (2015).

1.4.1.1. Ambientes sedimentarios de aguas profundas

En la fase exploratoria de un yacimiento o campo petrolero, es de suma importancia realizar el análisis estratigráfico para predecir el comportamiento del yacimiento, identificar los ambientes sedimentarios y los procesos deposicionales e identificar sitios potenciales de acumulación de hidrocarburos para su posterior desarrollo.

De acuerdo con Shanmugam (2006), “los ambientes de depósito clásticos en aguas profundas se clasifican en: marinos profundos, y pendientes, cañones y abanicos submarinos”.

Lambiase (1990) señala que “los ambientes marinos profundos primero se forman por mecanismos gravitacionales o por corrientes marinas y en cuencas continentales de rift”.

Se considera que las pendientes o taludes submarinos son la parte inclinada del fondo marino entre el término de la plataforma y el piso de la cuenca. Este tipo de ambiente se presenta en el norte del Golfo de México profundo, perteneciente a Estados Unidos, provocado por la tectónica salina y procesos compresivos.

Los cañones submarinos han sido discutidos por varios autores, como Sheppard y Dill (1966), Sheppard y Emery (1973), Whitaker (1976), y Stanley y Kelling (1978), quienes los han definido como “escarpes que inciden en plataformas continentales y pendientes submarinas”. Se consideran conductos principales para el transporte de sedimentos desde el continente y la plataforma continental hasta el medio marino.

A su vez, los abanicos submarinos son canales y complejos de lóbulos en ambientes marinos profundos. Sin embargo, según Shanmugam (2006), “el término de abanico submarino se refiere más a la forma y no al proceso deposicional”.

Los sistemas turbidíticos se consideran los sistemas deposicionales más comunes en aguas profundas y se explican de la siguiente manera:

I. Sistemas turbidíticos clásticos.

Los sistemas turbidíticos con terrígenos en la plataforma (ver figura 1.1) son considerados las acumulaciones clásticas más importantes en los márgenes continentales y distales, ya que “representan los principales sistemas de transferencia de sedimentos desde el continente hasta el medio marino profundo” (García, M., Ercilla, G., Alonso, B., Estrada, F., Jané, G., Mena, A., Alvés, T., y Juan, C., 2015).

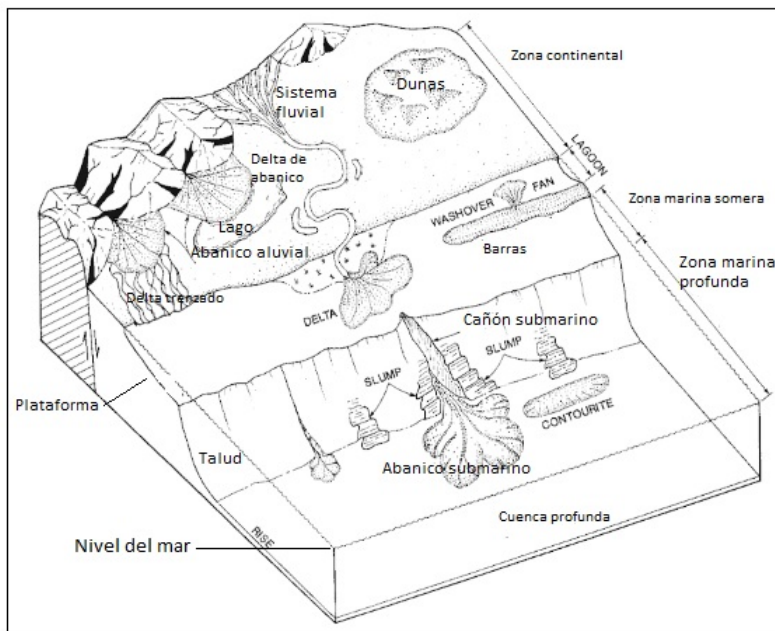


Figura 1.1: Modelo convencional de sistemas marinos profundos, formado por corrientes turbidíticas con terrígenos en la plataforma. Modificado de Shanmugam (2006).

Su interés económico radica en que constituyen acumulaciones importantes de gas y petróleo, esto se debe a que “los depósitos marinos profundos y submarinos clásticos contienen más del 15 % de las reservas mundiales de petróleo” (Richards, et al., 1998).

Los principales factores que controlan el tamaño, la geometría, configuración interna y características de las facies sedimentarias son los cambios del nivel del mar, el aporte de sedimentos, la tectónica local y regional, y las corrientes de fondo; aunque también se tienen sistemas turbidíticos carbonatados.

1.4.2. Proceso exploratorio

El propósito de las actividades de exploración petrolera en una cuenca sedimentaria es identificar los elementos y procesos geológicos de un sistema petrolero para estimar recursos prospectivos que, a su vez, pueden convertirse en reservas a través la perforación de pozos exploratorios.

En la Figura 1.2 se observa que el proceso exploratorio está conformado por las siguientes etapas: la evaluación del potencial petrolero de la cuenca o play, incorporación de reservas para determinar prospectos y delimitación de yacimientos, etapa

en la cual se requiere mayor inversión conforme el riesgo geológico e incertidumbre decrecen, ya que se tiene una mayor comprensión de la geometría interna y externa de los yacimientos mediante su caracterización geológica.

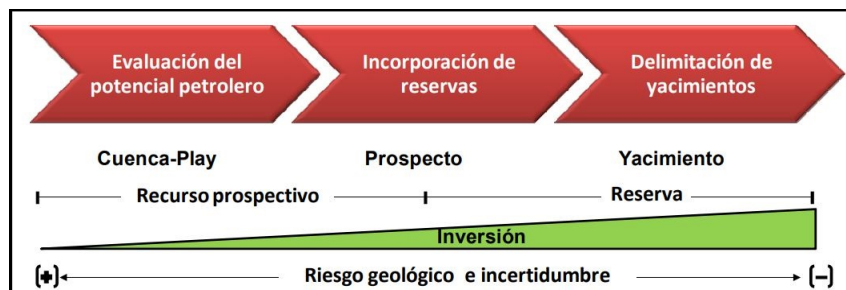


Figura 1.2: Etapas en el proceso exploratorio petrolero. Modificado de Escalera-Alcocer (2010).

La evaluación del potencial petrolero a nivel regional permite definir las características de las secuencias de rocas que conforman la cuenca sedimentaria, y su evolución en tiempo-espacio para determinar las zonas potenciales de acumulación de hidrocarburos. Se lleva a cabo mediante el análisis de trabajos geológicos previos, prospecciones sísmicas, estudios geoquímicos, entre otros, para definir la existencia de sistemas petroleros y plays hipotéticos.

De acuerdo con Escalera-Alcocer (2010), “una vez comprobada la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en un área, se evoluciona a la incorporación de reservas”. En esta etapa se identifican y jerarquizan prospectos a partir de modelos geológicos construidos con información de pozos perforados e información sísmica 3D.

La delimitación y caracterización de yacimientos petroleros se lleva a cabo mediante perforación de pozos exploratorios, análisis petrofísicos, registros geofísicos y creación de modelos geológicos. Se le considera la última fase del proceso exploratorio, ya que definirá si el yacimiento es económicamente viable para ser explotado y, de esa manera, continuar hacia el proceso de producción.

La perforación de pozos exploratorios permite corroborar la información obtenida mediante prospecciones sísmicas, ya que permite recopilar datos sobre la geología del subsuelo para entender, a través de núcleos y esquirlas, la geología local y determinar

el potencial petrolero del yacimiento. Además, dentro de cada tramo nuevo del pozo se toman registros geofísicos de la secuencia rocosa y los fluidos contenidos en sus poros.

No obstante, antes de perforar un pozo es necesario establecer la ventana operativa, que se define como “el área definida principalmente por las curvas de presión de poro y el gradiente de fractura” (Arreola-González, Oropeza-Galindo y Ortiz-Cruz, 2016), ya que definir la densidad del lodo de perforación y los asentamientos de las tuberías de revestimiento para asegurar la integridad mecánica y el gradiente de formación suficiente para llevar a cabo la planeación de cada etapa de perforación.

Los análisis petrofísicos se realizan en núcleos y láminas delgadas, con el objetivo de construir un modelo dinámico a través de resultados obtenidos a partir de pruebas de presión, análisis PVT, balances de materia, entre otros.

Los primeros datos que revelan la condición de las formaciones geológicas del subsuelo se obtienen a través del llamado registro LWD (*logging-while-drilling*, por sus siglas en inglés), el cual se refiere a “la medición de las propiedades de la formación durante la perforación del pozo” (Schlumberger, 2020). Esta técnica, aunque a veces es arriesgada y costosa, tiene la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de que los fluidos de perforación invadan profundamente el macizo rocoso. Una de las ventajas de este método es su uso en pozos desviados, en los que no se puede utilizar herramientas convencionales como *wireline logging* o registros con cable.

Posteriormente, se toman los registros con cable y se obtienen las primeras evaluaciones petrofísicas. Además, se realizan los análisis de registros para ajustar los datos obtenidos de las prospecciones sísmicas y los registros geofísicos de pozos, cuyo propósito es interpretar los atributos correspondientes para modelar las velocidades y caracterizar el comportamiento del yacimiento mediante la creación de modelos sedimentarios regionales.

Para el modelo sedimentario regional, se identifican las facies sedimentarias en los núcleos y se lleva a cabo un análisis de secuencias de núcleos mediante la extrapolación de información obtenida, registros e interpretación de facies sedimentarias. Consecuentemente, se identifican los atributos correspondientes y se comprueba el

modelo sedimentario previamente establecido.

En el caso del modelo geocelular, se tienen los datos de entrada y se construye una malla 3D para mapear las fallas en superficie y a profundidad con ayuda de registros geofísicos. De esa manera y con los resultados obtenidos de las prospecciones sísmicas, se crea un cubo sísmico.

Una vez que ya se tienen dichos modelos, se delimita el yacimiento, aunque eso implica que se perforen más pozos para determinar el potencial del mismo con una mayor certeza; se debe tomar en cuenta que los pozos pueden resultar improductivos, productores no comerciales -cuando el volumen de hidrocarburos no es suficiente- o productores, lo cual es de sumo interés, ya que será un negocio.

Es sumamente importante realizar cada una de las actividades de manera correcta, ya que de lo contrario no se obtienen resultados de laboratorio y medición de datos correctos.

1.5. Geología de la Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo

1.5.1. Ubicación la Provincia Petrolera del Golfo de México Profundo

La Cuenca del Golfo de México Profundo comprende una superficie de más de 570,000 km^2 . Con base en la geología, se ha dividido en las siguientes subcuencas o provincias geológicas: Provincia Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Salina del Bravo, Cordilleras Mexicanas, Cuenca Salina, Cinturón Plegado de Catemaco, Planicie Abisal del Golfo de México y Escarpe de Campeche, tal como se observa en la figura 1.3.

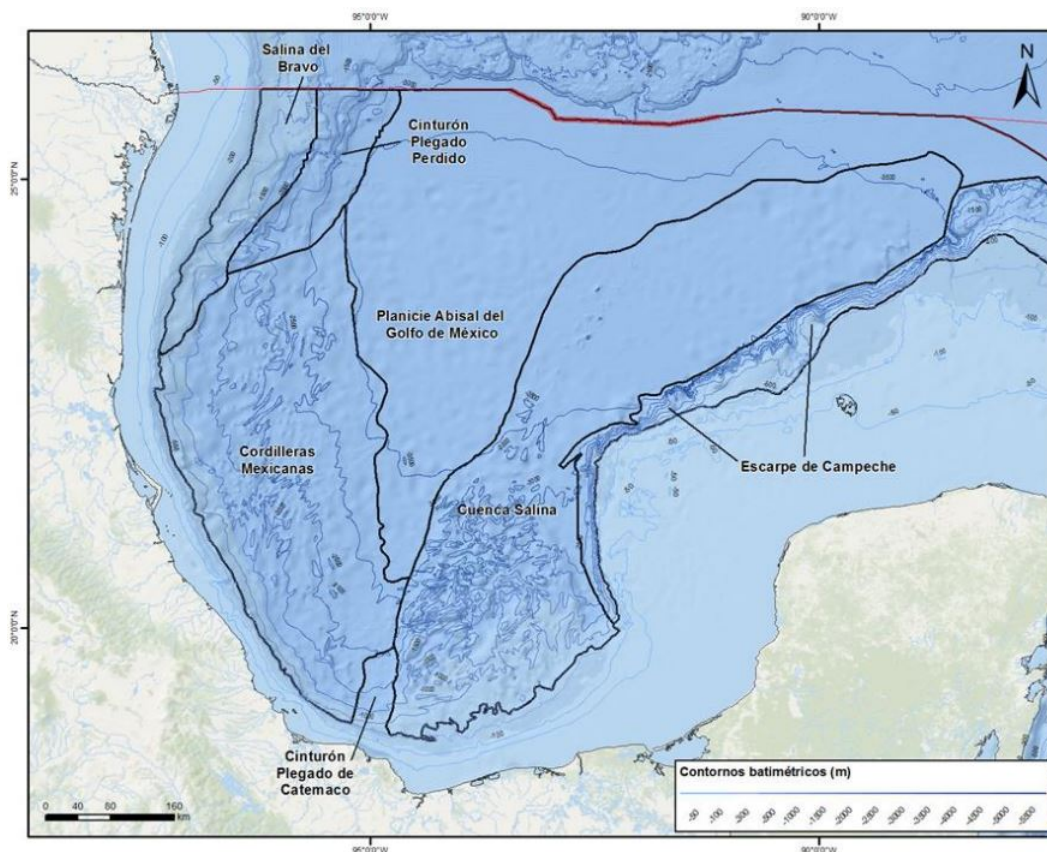


Figura 1.3: Ubicación de las provincias geológicas pertenecientes a la Cuenca del Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).

1.5.2. Evolución geológica del Golfo de México

La apertura del Golfo de México inició con la fragmentación y dispersión de Pangea, por lo que durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano la sedimentación estaba compuesta por depósitos de lechos rojos continentales. No obstante, el origen de los depósitos de sal se explica por la invasión de aguas marinas provenientes del Pacífico y las condiciones en que se encontraba la cuenca al haber poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación en el Golfo de México durante el Calloviano.

Posteriormente, de acuerdo con Padilla y Sánchez (2007), desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos durante el Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, alojándose en depocentros formados en la cuenca antepaís al frente de la Sierra Madre Oriental y en áreas del sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chia-

pas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera. La subsidencia lenta del Golfo de México inició en el Jurásico Medio y continúa hasta hoy.

1.5.3. Exploración sísmica marina en el Golfo de México Profundo

Aird (2018) expresa que “la sísmica se utiliza para identificar áreas de riesgo geológico, mediante datos sísmicos convencionales, sísmica en 2D y 3D de alta resolución, datos de velocidad sísmica, levantamientos de sitios analógicos y muestras de núcleos”.

En los plays de exploración en los que se cuenta con poca información de pozos, los datos de velocidad sísmica se utilizan y se consideran importantes para evaluar las estructuras del subsuelo de aguas profundas ya que reducen la incertidumbre respecto a la geometría del yacimiento y permite identificar zonas con presencia de hidrocarburos, así como predecir el régimen de geopresiones.

La exploración sísmica cumple las siguientes funciones principales de recolección de datos: adquisición, procesamiento, visualización e interpretación. Siendo así, la sísmica marina es utilizada para localizar estructuras geológicas que sean prospectos de yacimientos de hidrocarburos, así como realizar sismoestratigrafía.

La sísmica marina se basa en producir ondas sísmicas para que viajen a través del agua hasta llegar a las formaciones que se encuentren en el subsuelo, de tal manera que se diferencien de acuerdo con las ondas generadas considerando su litología y estructura.

Los avances de las técnicas sísmicas proporcionan a geólogos y geofísicos mejores análisis e interpretaciones para predecir riesgos durante la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, detectar los regímenes de presión y conocer las características del yacimiento petrolero.

En el Golfo de México Profundo, tal como se observa en la figura 1.4 se han realizado estudios sísmicos 2D y 3D. De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017), en el documento referente a la Ronda 2.4 en Aguas Profundas, los estudios

2D procesados corresponden a las siguientes 18 áreas: Anegada Punta Delgada, Arenque Esqualo, Catemaco, Cinturón Subsalino 2D-2008, Estudio Sísmico Interregional Litoral G. de México, Golfo de México, Golfo de México Profundo, Golfo de México Regional 2D-2009, Lamprea Norte, Marbella Frontera, Marbella Subsalt, Matamoros, Matamoros Golfo de México A, Pámpano Tuxpan, Perdido, Regional Golfo de México, Regional Sur 2D y Sísmica Golfo de México.

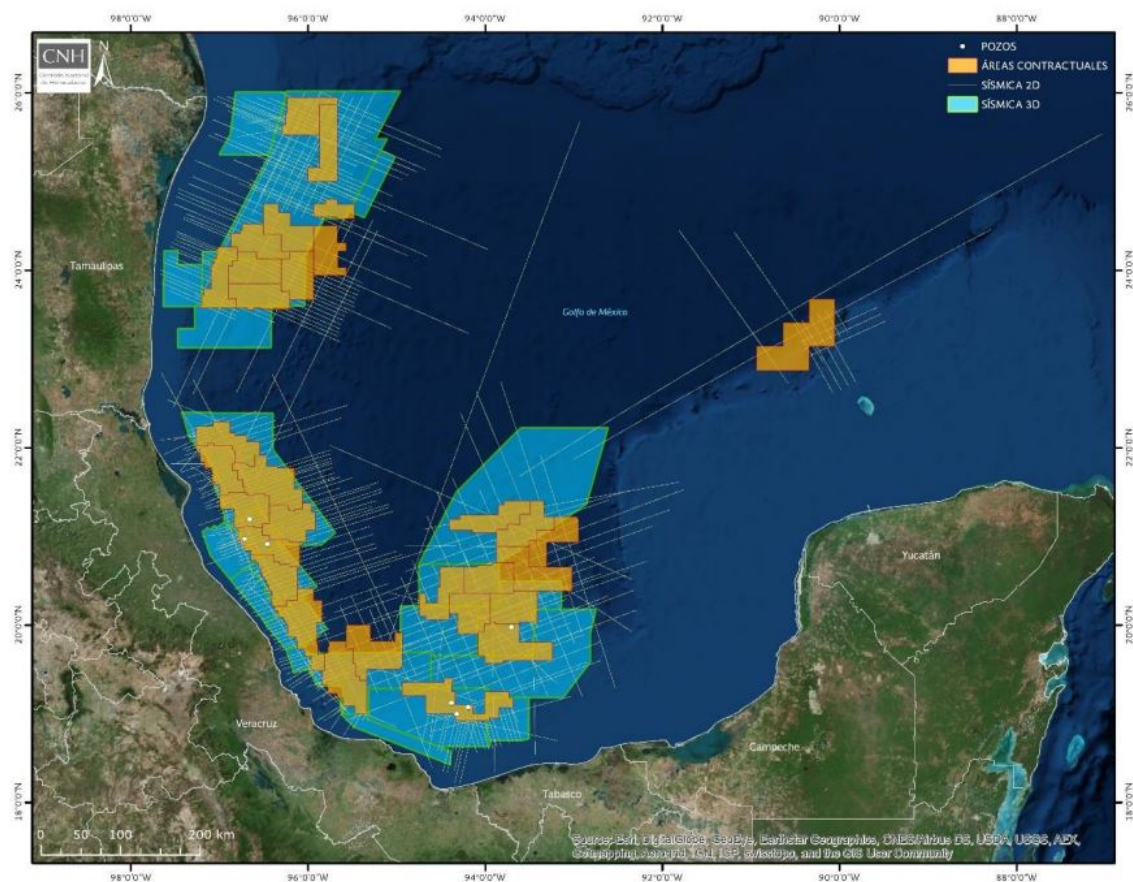


Figura 1.4: Mapa de áreas contractuales, sísmica 2D, sísmica 3D y pozos perforados en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017).

Mientras que las versiones de sísmica 3D, procesada y datos migrados corresponden a 22 estudios: Anegada-Labay, Aquila 3DQ, Cañonero, Centauro, Centauro Sur, Cequi, Chairel, Han Sur Oeste de Tamil, Holok-Alvarado, Ixic, Kama, Lankahuasa, Lankahuasa Norte, Lankahuasa Sur, Magno Etapa 1 Q, Sayab, Shanit Q, Temoa Q, Tzumat, Veracruz Marino y Yoka-Butub (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Conforme a datos publicados por PEMEX Exploración y Producción (2012), del 2000 al 2011, se tuvo “una inversión del orden de 48,000 millones de pesos al 2011, se adquirieron más de 100,000 km de sísmica 2D y 105,700 km^2 de sísmica 3D”.

1.5.3.1. Sísmica en 3D

Para la adquisición de datos sísmicos en 3D se utilizan múltiples embarcaciones de uno o más cables sísmicos, también llamados *streamers*, cuyo arreglo se da en paralelo y son sumergidos a cierta profundidad. Los hidrófonos se despliegan en intervalos regulares dentro de cada embarcación, los cuales registran las señales que son reflejadas desde las estructuras localizadas de las formaciones en el subsuelo. Una de las ventajas de los hidrófonos y buques se debe a que poseen sistemas de posicionamiento global, lo cual asegura que la adquisición de datos sea documentada con mayor precisión y resolución.

Si se utilizan arreglos de doble fuente, las fuentes se despliegan a lo largo de soportes laterales de los hidrófonos y buques, permitiendo que se realicen “disparos” alternadamente. Si se desea obtener una franja más amplia y densa de datos tridimensionales, se utilizan múltiples buques similares.

Una vez que se obtiene el volumen de datos de reflexiones pertenecientes a un área de cada reflector en el subsuelo, se pueden construir secciones sísmicas bidimensionales a lo largo de cualquier segmento vertical o a través de las líneas de disparo actual y/o de grabación. Estas secciones sísmicas permiten representar en dos dimensiones y de manera óptima cualquier característica estructural registrada durante la adquisición de datos.

Si la toma de datos fue exitosa, la imagen procesada será de calidad y permitirá distinguir el contacto agua-aceite en un depósito de hidrocarburo, mediante la identificación de reflexiones fuertes muy particulares, las cuales son causadas por el alto coeficiente de reflexión localizado en la parte superior de una formación que contenga gas, tal como se muestra en la figura 1.5, en donde se observa una reflexión horizontal producida por el contacto agua-aceite.

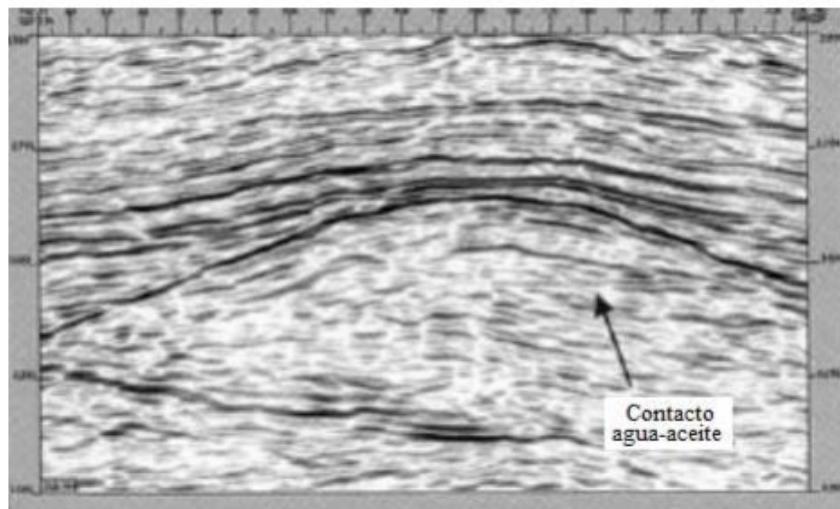


Figura 1.5: Sección sísmica elaborada a partir de un volumen de datos en 3D. Ejemplo del campo Fulmar, en el Mar del Norte, Inglaterra. Fuente: Martínez-Bravo y Solís-Flores (2011).

Dentro de las tecnologías desarrolladas para la adquisición de datos sísmicos en tres dimensiones se encuentra la metodología de azimut amplio o 3D WAZ, ya que provee imágenes más precisas por debajo de la superficie. Consiste, de acuerdo con Martínez-Bravo y Solís-Flores (2011), en “utilizar uno o más buques para remolcar bloques sísmicos que contengan navegando paralelamente fuentes sísmicas a una determinada distancia del buque de registro”. Una de las principales ventajas de recopilar información sísmica 3D de azimut amplio es permitir explorar yacimientos localizados por debajo de secuencias salinas; esta tecnología se ha utilizado para cubrir una superficie de más de 121 mil kilómetros cuadrados pertenecientes al Golfo de México Profundo.

Cuando se combina con tecnologías avanzadas de recuperación de una imagen del subsuelo y se enfoca en investigación y desarrollo para abordar retos locales, la técnica produce imágenes significativamente mejoradas con suficiente calidad y nitidez para permitir el posicionamiento confiable de pozos para prospectos subsalinos (González y Firth, 2016).

Los levantamientos sísmicos en 3D de alta resolución se toman con una fuente de alta frecuencia y con menos desplazamientos que la sísmica profunda en 3D.

La frecuencia de muestreo es mayor y la distancia entre disparos también es menor que para otros levantamientos en 3D. Una de las ventajas de este método es una mayor resolución vertical y horizontal en los primeros 1000 m de la secuencia rocosa en el área de interés. No obstante, “es aproximadamente dos o tres veces más costosa que la sísmica 2D de alta resolución” (Aird, 2018).

La mayor adquisición de datos sísmicos en 3D se llevó a cabo a partir del año 2000, debido a la implementación de tecnologías más innovadoras, cuyo objetivo es disminuir la incertidumbre de localizaciones exploratorias y desarrollo de campos petroleros en la Cuenca del Golfo de México Profundo.

1.5.4. Zona Cinturón Plegado Perdido

El Cinturón Plegado Perdido o Área Perdido es una zona ubicada en el norte del Golfo de México, en la región de aguas profundas de México y Estados Unidos. Geológicamente, “se caracteriza por franjas de pliegues simétricos gravitacionales, muy poco erosionados y orientados nor-noreste a sur-suroeste” (Patiño-Ruiz, Rodríguez-Uribe, Hernández-Flores, Lara-Rodríguez, Gómez-González, 2020), en los que se tiene presencia de cuerpos salinos alóctonos. Está compuesto por rocas que van desde el Jurásico Superior hasta el Neógeno. De acuerdo con PEMEX Exploración y Producción (2012), “abarca 27,230 km² y los tirantes de agua se encuentran dentro del rango de 2,500 a 3,500 m”.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), el Cinturón Plegado Perdido se delimita “al oeste con la isobata de 500 m, referida al límite físico considerado para aguas profundas, al este con la planicie abisal del Golfo de México y al sur con el área evaluada de Cordilleras Mexicanas Norte”. El Área Perdido comprende casi la totalidad de la Provincia geológica del Cinturón Plegado Perdido y parcialmente la Provincia de Salina del Bravo.

“Actualmente, el 22 % de la superficie del Área Perdido corresponde con asignaciones de Petróleos Mexicanos (PEMEX), 4 % con la asociación estratégica de PEMEX en el Bloque Trión, 51 % a contratos adjudicados en el marco de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno y Ronda Dos (Rondas 1.4 y 2.4, respectivamente), permaneciendo

aún el 23 % en posesión del Estado” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

La zona de minicuecas se localiza al oeste del área, representada por una franja casi paralela al borde del talud continental, con la presencia de diapiros de sal o arcilla asociados a un régimen extensivo gravitacional, con niveles de despegue someros sobre las secuencias arcillosas del Eoceno Superior y creando estructuras de relleno sinsedimentario, que datan del Neógeno, y acuñaamiento de sedimentos contra diapiros de sal o arcillas.

1.5.4.1. Geología estructural

Estructuralmente, “el Área Perdido abarca principalmente los sectores del Cinturón Plegado Perdido, el Cinturón Plegado Periférico, el Cinturón Subsalino y un sector caracterizado por la presencia de diapiros, minicuecas y pliegues” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015), cuyo desarrollo está relacionado con procesos de tectónica salina y arcillosa, generados a partir de los procesos gravitacionales hacia el borde de la plataforma continental en el área de Burgos durante el Oligoceno-Mioceno.

La formación de los pliegues gravitacionales se produjo por el colapso o deslizamiento gravitacional de la acumulación de sedimentos en la Cuenca de Burgos y la actual plataforma continental, ubicada frente a las costas de Tamaulipas, hacia el Golfo de México. Siendo así, se desarrollaron fallas lítricas en dichas secuencias. “La extensión producida en estas zonas se encuentra echado abajo con el desarrollo de un cinturón plegado, así como con la evacuación de sal jurásica, que involucra a la secuencia mesozoica” (Schlumberger, 2009).

McBride (1998) especifica que “el sector del Cinturón Plegado Perdido se asocia a la compresión y al mecanismo de inflación de la sal”, originado por la tectónica gravitacional ocurrida en el occidente del área, formando grandes estructuras anticlinales nucleadas por sal, tal como se observa en la figura 1.6. Hacia el sur, el cinturón plegado periférico corresponde a un frente de deformación a causa del avance de la masa alóctona de sal, con despegue somero en el Eoceno Superior.

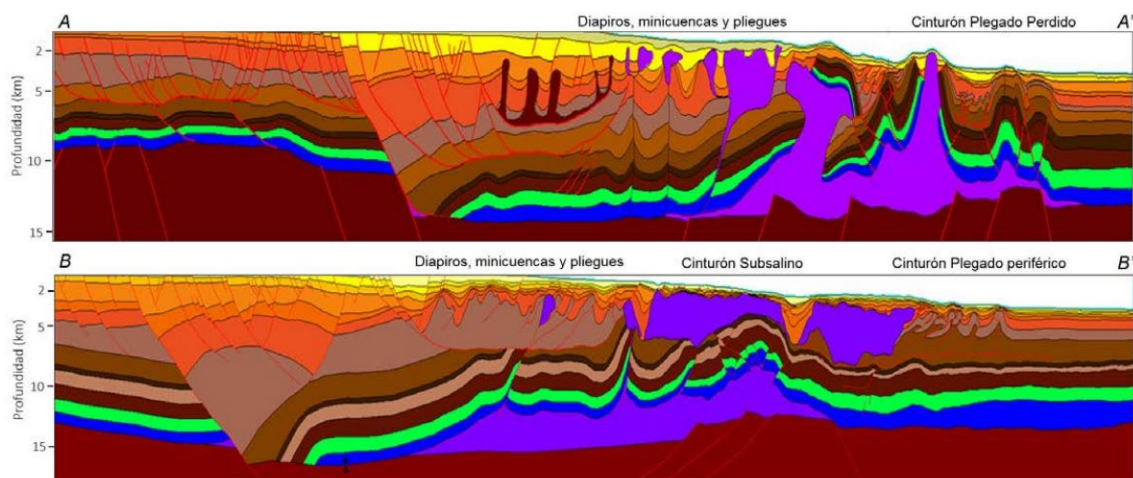


Figura 1.6: Sectores y características estructurales identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).

1.5.4.2. Estratigrafía

El Jurásico Medio está constituido por el depósito de lechos rojos, los cuales evolucionaron transicionalmente a evaporitas de gran espesor, asociadas a la fase inicial de la apertura del Golfo de México. El Jurásico Superior se compone, a su vez de carbonatos en facies de rampa interna a externa con variaciones laterales a dolomías y terrígenos. Hacia la cima del Jurásico Superior se identificó un incremento en el depósito de carbonatos de cuenca con alto contenido de materia orgánica, particularmente en el Titoniano.

El Cretácico se compone de secuencias de carbonatos, depositadas en ambientes de cuenca profunda con alta ciclicidad en fluctuaciones del nivel de mar. Hacia la parte intermedia de estas secuencias se infiere un nivel de roca generadora secundaria del Turoniano, con alto contenido de materia orgánica depositada en ambientes anóxicos. En el Cretácico Superior se identifican cuerpos de areniscas calcáreas asociadas con lóbulos turbidíticos distribuidos localmente.

El Paleoceno, según lo que especifica Rosenfeld y Pindell, (2003), “corresponde a un periodo de bajo nivel del mar en el Golfo de México” y está principalmente compuesto por cuerpos de areniscas con amplia extensión lateral (denominadas informalmente como *Whopper* y que son equivalentes a la Formación Wilcox Inferior), depositadas

en facies de canales amalgamados y lóbulos, los cuales están asociados a la formación de abanicos submarinos ocasionados por procesos de flujos turbidíticos y laminares.

De acuerdo con Galloway et al. (2000) y Galloway et al. (2011), “el aporte principal de sedimentos en el área proviene en su mayoría del sistema fluvio-deltáico de la parte sureste de Texas (delta de Houston) con una orientación noreste-suroeste, y en menor proporción del sistema del Río Grande o Río Bravo con orientación noroeste-sureste”.

“En el Eoceno Superior se depositan capas delgadas de areniscas con facies de lóbulos y desborde de canal, asociadas con un pulso de sedimentación relativamente rápido (1-2 millones de años) equivalentes a las formaciones Yegua-Jackson presentes en la Cuenca de Burgos, a través de los ejes fluvio-deltáicos del Río Bravo, Río Grande y el sistema Houston-Brazos” (Galloway et al., 2011).

Ferrari, Valencia-Moreno y Bryan (2005) establecen que “a partir del Eoceno Superior ocurrió un cambio importante en la fuente de sedimentación, por la aparición inicial de varios complejos ígneos de gran escala, incluyendo la faja ignimbrítica de la Sierra Madre Occidental”.

Para el Oligoceno Inferior, “la principal fuente de aporte de sedimentos hacia el Área Perdido, proviene de fuentes mezcladas del norte de México y suroeste de Estados Unidos, a través de los sistemas fluvio-deltáicos del Río Grande, seguido por el sistema Houston-Brazos” (Galloway et al., 2011). “Las características lítico-feldespáticas de las rocas del Oligoceno, se asocian con la instauración del vulcanismo ampliamente distribuido de la Sierra Madre Occidental y el área de Trans-Pecos de Texas” (Loucks et al., 1986).

De manera general, el Oligoceno se caracteriza por presentar litologías de intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino y lutitas, depositadas en facies de canales meándricos y lóbulos distales, contemporáneos con los principales episodios de deformación causada por el movimiento de sal alóctona.

Por lo tanto, a partir de este periodo se modifica la configuración estructural del Área Perdido por efecto de la deformación ocasionada por el movimiento de los cuerpos de sal.

En la columna estratigráfica del Área Perdido (ver figura 1.7), se indican ciertos elementos del sistema petrolero. El basamento consiste en metasedimentos y de cuerpos ígneos intrusivos con edades principalmente del Paleozoico. Sobre este basamento se tiene una columna de evaporitas y carbonatos para el Triásico al Jurásico Inferior, sobreyacidos por depósitos clásticos y carbonatos del Jurásico Medio al Cretácico Superior y secuencias terrígenas del Cenozoico, representadas por alternancias rítmicas de areniscas, limolitas y lutitas.

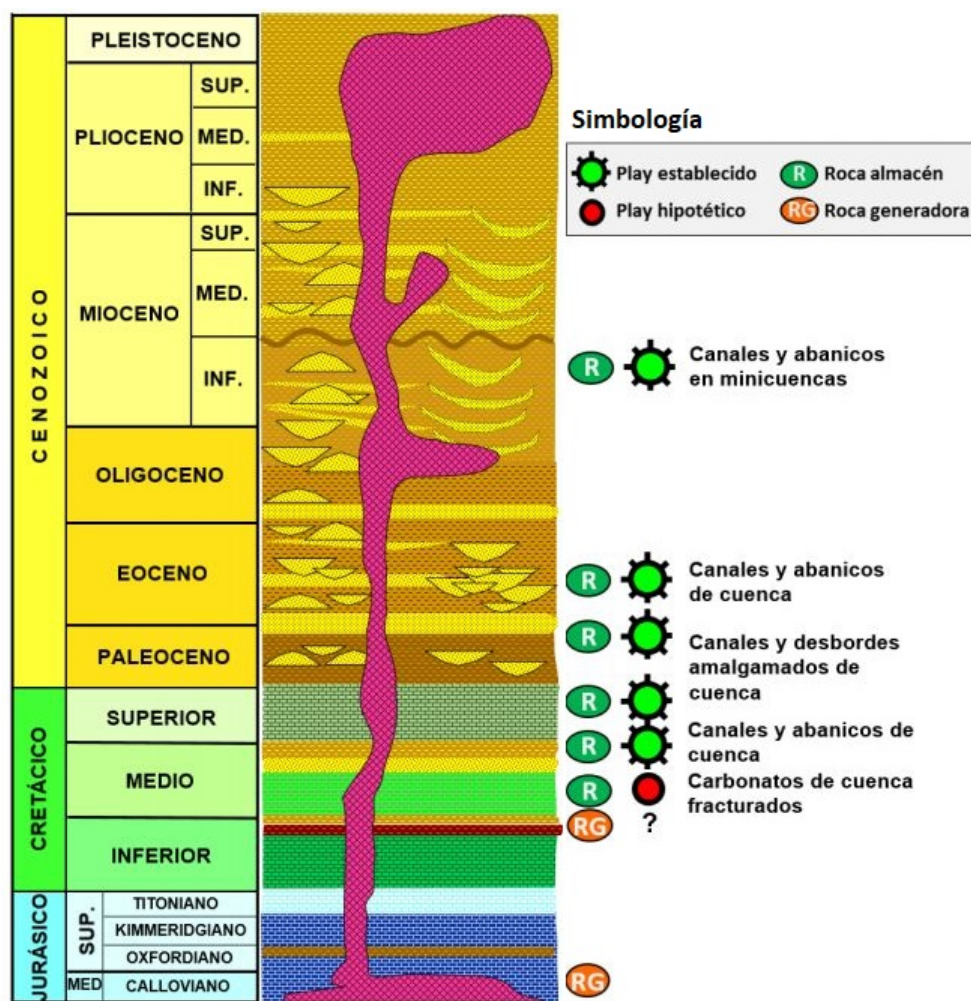


Figura 1.7: Columna estratigráfica esquemática regional para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Estados Unidos ha perforado pozos en su Zona Económica Exclusiva, ubicados en los extremos norte y sur de la subcuenca, la cual se extiende hacia la Zona Económica Exclusiva de México, en donde alcanza los niveles mayores de desarrollo con pliegues amplios y continuos, sobre los que se han presentado manifestaciones directas de hidrocarburos, tales como filtraciones de aceite o escapes de gas, originados por migración de hidrocarburos a través de discontinuidades estratigráficas y estructurales.

1.5.4.3. Tipo de hidrocarburo esperado

El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite ligero y estaría almacenado en areniscas turbidíticas en complejos de canales y abanicos submarinos.

1.5.5. Zona de Cordilleras Mexicanas

La Zona de Cordilleras Mexicanas está conformada por un amplio cinturón plegado, causado por deslizamiento gravitacional sobre un plano de despegue inclinado hacia el oriente. Se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km^2 en tirantes de agua de entre 400 y 3,500 m, aunque el área evaluada, de acuerdo con datos proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), cubre una superficie aproximada de 47,750 km^2 .

La superficie de despegue del cinturón plegado da lugar a anticlinales simétricos de gran longitud (algunos de hasta 120 km), cuya vergencia es hacia el centro de la cuenca. La deformación data del Mioceno, localizándose los pliegues más jóvenes y de mayor amplitud hacia el centro de la cuenca.

1.5.5.1. Geología estructural

Las Cordilleras Mexicanas es un cinturón plegado ubicado en la margen pasiva del occidente del Golfo de México en aguas profundas, cuya evolución está relacionada con eventos de extensión asociados con sistemas de fallas de crecimiento (fallas normales), a causa del colapso gravitacional en la plataforma y talud continental.

Las Cordilleras Mexicanas “son el sistema contraccional más extenso del Golfo de México y sus características estructurales varían a lo largo de su extensión, controladas principalmente por variaciones en los procesos gravitacionales que afectaron la margen cenozoica de la plataforma y talud continental del oeste del Golfo” (Salomón-Mora, 2013).

Estructuralmente, el área de las Cordilleras Mexicanas Norte abarca diferentes sectores, comenzando por la continuación al sur del cinturón plegado periférico; “generado por el avance de la masa alóctona de sal con despegue en el Eoceno Superior, el sistema extensional Neógeno en la plataforma o sistema extensional Quetzalcóatl” (Alzaga-Ruiz, 2009) y el sistema contraccional de las Cordilleras Mexicanas.

El sistema de pliegues profundos corresponde con fallas a nivel de basamento y anticlinales suaves en rocas principalmente del Mesozoico, generadas por inversión tectónica asociada a una zona de transpresión con movimiento lateral derecho. De acuerdo con Le Roy (2008), “esta zona se encuentra a lo largo del límite occidental de la corteza continental adelgazada, donde se reactivó el fallamiento previo del basamento durante el Neógeno”.

1.5.5.2. Estratigrafía

El desarrollo de las Cordilleras Mexicanas en aguas profundas se da en su mayoría sobre corteza oceánica, mientras que la plataforma continental (sistema extensional Neógeno), al oeste de la falla Transforme Principal Occidental, se encuentra sobre altos y bajos de basamento, correspondientes con corteza continental adelgazada, resultado de múltiples episodios de extensión o rifting.

Del Cretácico Superior al Eoceno Medio, “la exhumación de la porción continental del este de México formó la Sierra Madre Oriental y la Sierra de Zongolica”, de acuerdo con Gray et al., (2001) y Fitz-Díaz et al., (2018). La carga tectónica creada por la formación de la Sierra Madre generó subsidencia flexural, desarrollando amplias y profundas cuencas de antepaís (foreland) a lo largo de todo el frente de deformación y cambiando el régimen sedimentario de carbonatado a siliciclástico por la erosión del frente tectónico.

Durante el Paleoceno Superior con el avance del levantamiento y erosión de la orogénia, las cuencas de antepaís se rellenaron rápidamente, desarrollándose los primeros rasgos erosivos a nivel del talud continental que permitieron el flujo sedimentario hacia la zona de aguas profundas a través de sistemas de abanicos submarinos y sistemas de transporte en masa dominados por lodo y algunas turbiditas con areniscas y limolitas aisladas.

De acuerdo con Salomón-Mora (2013), “la progradación de los sistemas sedimentarios controló la evolución del margen pasivo al norte de las Cordilleras Mexicanas donde existe interacción con procesos de tectónica salina”, lo cual permitió desplazar frontalmente en dirección hacia la cuenca el primer canopie de sal, alimentado por cuerpos de sal autóctona ubicados en el extremo o terminación sur de la sal presente en el Área Perdido.

A finales del Mioceno Inferior, comenzaron a desarrollarse las primeras fallas de crecimiento al norte, relacionadas con las altas tasas de sedimentación del sistema deltaico del Río Bravo y que después se extenderían a lo largo de toda la plataforma progresivamente al sur.

En la figura 1.8 se tiene la columna estratigráfica en la cual se observan elementos del sistema petrolero, tales como la roca almacenadora, la roca generadora y los plays identificados, ya sea establecidos o hipotéticos, los cuales se explicarán en el siguiente capítulo. La evolución tectónica del Golfo de México, asociada con los procesos de adelgazamiento de la corteza continental o rifting y la generación de corteza oceánica, tienen una influencia directa en la columna sedimentaria en las Cordilleras Mexicanas, específicamente para el Jurásico. De acuerdo con Goldhammer y Johnson (2001), las sucesiones sedimentarias del pre-Calloviano del noreste de México se tipifican como sedimentos continentales (capas rojas) y rocas vulcanoclásticas, depositados en las depresiones con geometrías de graben y medio graben generadas durante la extensión de la corteza continental. Para el Bajociano-Calloviano con la incursión marina inicial proveniente de oeste, los sedimentos cambian gradualmente a lutitas, limolitas y litarenitas volcánicas en ambientes marinos marginales o someros, depositadas de manera contemporánea con evaporitas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

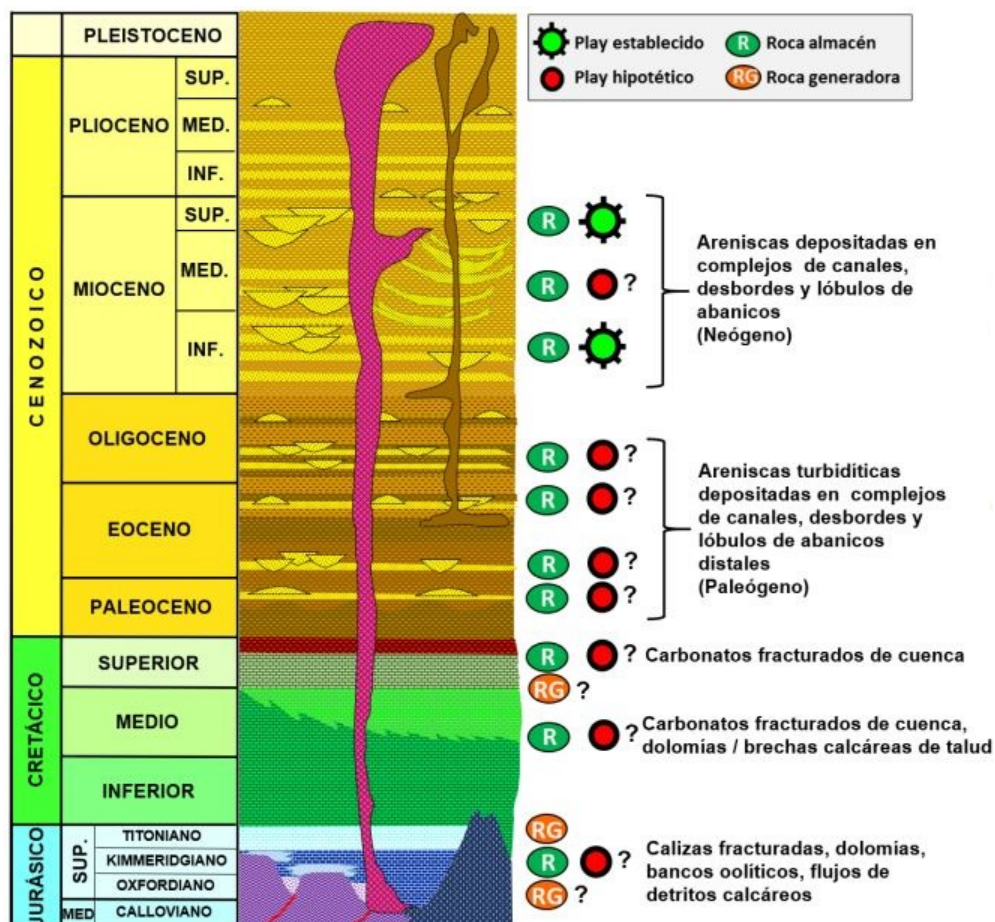


Figura 1.8: Columna estratigráfica para la Zona de Cordilleras Mexicanas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Estas condiciones prevalecen durante el Calloviano e inicios del Oxfordiano y la transgresión marina alcanza la parte central del paleo-Golfo de México, depositando gruesas capas de sal en una sola gran cuenca hipersalina somera. Con el cese del depósito de la sal y el comienzo de generación de corteza oceánica, se empieza a dividir esta gran cuenca salina en una porción norte (Louann) y sur (Campeche o Cuenca Salina); donde el extremo suroeste de la porción de sal Louann se encuentra en las Cordilleras Mexicanas Norte (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

De acuerdo con Yáñez-Silva et al. (2014), “el tipo de hidrocarburo esperado en esta provincia es de gas y, posiblemente, aceite ligero”.

1.5.6. Cuenca Salina

Corresponde a las provincias geológicas de Aguas Profundas de la zona sur del Golfo de México. Se caracteriza por presentar diversos estilos de tectónica salina, relacionados con eventos tectónicos de compresión, que evoluciona en diapiros comprimidos a partir de la dirección S-SE a N-NW. “Se tienen estructuras con deformación por extensión o compresión, resultado de la halocinesis durante el Plioceno-Pleistoceno, presente en las Provincias Petroleras del Sureste” (Pindell y Kenan, 2002).

En esta área se han perforado pozos que corroboran la presencia de hidrocarburos gaseosos y condensados. Se estima que en secuencias sedimentarias más antiguas pueden existir hidrocarburos líquidos. No obstante, la presencia de sal hace muy complejo el modelado geoquímico para poder estimar las áreas favorables para contener hidrocarburos.

1.5.6.1. Geología estructural

Los primeros eventos de deformación se asocian con procesos de apertura del Golfo de México, los cuales dieron lugar a las estructuras del basamento tipo horst-graben, que controlaron a su vez el depósito de sal durante el Calloviano debido a la invasión marina proveniente del Océano Pacífico (Galloway, 2008; Nguyen y Mann et al., 2016)

“Durante el Jurásico Superior y hasta el término de los procesos de generación de corteza oceánica por la apertura del Golfo de México a principios del Cretácico, la cuenca entró en una etapa de subsidencia térmica” (Pindell y Kennan, 2009).

El basculamiento o inclinación provocado por la subsidencia térmica, provocó que los depósitos de sal fluyeran hacia las partes más profundas de la cuenca, generando estructuras asociadas con estos movimientos, como algunas discordancias estratigráficas y cuya duración pudo extenderse hasta finales del Cretácico.

1.5.6.2. Estratigrafía

La secuencia del Paleozoico representa el basamento, constituida por lechos rojos del Paleozoico Medio y de un basamento más antiguo cristalino y metamórfico.

El Kimmeridgiano está representado por rocas carbonatadas y terrígenas que, en algunos lugares de la cuenca, gradúan a carbonatos de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados. El ambiente predominante durante el Kimmeridgiano temprano correspondía a uno marino de rampa interna y media hacia la base de la unidad, migrando a ambiente de rampa externa durante el Kimmeridgiano Tardío.

En el Oxfordiano, los sedimentos consisten en clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica cuya distribución no ha sido precisada. Se tiene un ambiente transicional de llanura costera con desarrollo de dunas en la parte oriental, mientras que hacia el oeste se desarrollaron ambientes de llanura interna y media durante el Oxfordiano Inferior. Sin embargo, el Oxfordiano superior está representado por un ambiente de rampa media-externa, con bancos de oolitas en forma de banda.

Durante el Cretácico Inferior continuó el periodo de transgresión marina que se inició desde el Jurásico Superior, cubriendo la Plataforma de Yucatán y dando lugar una diferenciación marcada de los ambientes de depósito en plataforma, talud y cuenca.

En el Cretácico Superior, se depositó una de las principales secuencias de rocas almacenadoras de la región sureste del Golfo de México, derivada de los procesos de erosión y karstificación del borde de la plataforma de Yucatán. Esta roca almacenadora se compone de brechas calcáreas dolomitizadas con exoclastos y está constituida por mudstone-wackestone dolomitizado, microdolomía y packstone de bioclastos en una matriz de dolomía.

Al inicio del Cenozoico, el cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca foreland origina un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos del Cenozoico.

Para el Eoceno y Oligoceno se esperan litologías principalmente arcillosas, intercaladas con areniscas laminares de grano fino, así como areniscas de grano medio hacia las zonas donde se interpretan canales amalgamados y lóbulos canalizados.

Hacia la porción noreste del área, se infiere la probable presencia de sistemas turbidíticos de composición carbonatada en niveles del Eoceno Inferior-Medio, los cuales pueden provenir de la plataforma de Yucatán.

1.5.7. Zona Provincia Salina del Bravo

Se localiza en el sector noroccidental del Golfo de México, en el frente del delta del Río Bravo. La parte mexicana de esta provincia está caracterizada por la presencia de “mantos tabulares de sal, canopies y diapiros, desplazados desde el poniente que se traslapan a un cinturón plegado subsalino que, hacia el oriente, emerge como el Cinturón Plegado Perdido” (Ortiz-Bautista, 2016).

Hacia el occidente, esta provincia presenta una franja, casi paralela al borde del talud continental, dominada por una tectónica salina representada por diapiros y paredes de sal con sus depresiones o minicuevas asociadas, que dieron el espacio de acomodo a la sedimentación de terrígenos durante el Neógeno. “Estos cuerpos de sal evolucionaron a partir de mantos de sal alóctona que se emplazaron a niveles más someros en diferentes tiempos en las secuencias del Paleoceno al Mioceno” (PEMEX Exploración y Producción, 2013).

Capítulo 2

Avances en la exploración en aguas profundas

La industria petrolera se ha consolidado desde el siglo XX hasta nuestros días como la principal abastecedora de energía a nivel global. Sin embargo, en los últimos años la extracción de hidrocarburos se ha tornado más complicada debido a la declinación en la producción de estos recursos energéticos en yacimientos de fácil acceso, localizados en campos terrestres o en aguas someras. Por lo cual, se ha requerido explorar lugares cada vez más remotos, como ocurre en campos petroleros en aguas profundas, o recurrir a la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Dentro de los retos tecnológicos para México se tiene el incremento de las reservas de hidrocarburos mediante el aumento de la probabilidad de éxito comercial en aguas profundas y la reclasificación e incorporación de reservas; sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para satisfacer los requerimientos energéticos del país al reactivar campos abandonados o en proceso de abandono y desarrollar eficientemente los campos recién descubiertos; y mantener niveles de eficiencia internacional en aprovechamiento de gas y costos que permitan fortalecer la rentabilidad del negocio.

2.1. Reservas y recursos prospectivos en aguas profundas

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), los recursos prospectivos se definen como “el volumen de hidrocarburos inferido que se ha estimado a una fecha determinada, dado que todavía no se descubre y se estima potencialmente recuperable”.

Se ha considerado que aproximadamente el 90 % de los recursos prospectivos del país se localizan en el Golfo de México Profundo, por lo que se han planteado estrategias de inversión a largo plazo en esta región que permitan cumplir con las metas anuales de incorporación de reservas de acuerdo con el programa estratégico de exploración y producción. Dentro de las áreas de alto interés en aguas profundas se encuentra el Área Perdido y Golfo de México Sur, con sus sectores prioritarios.

El objetivo principal de dichos proyectos, según lo establece Escalera-Alcocer (2010), es “evaluar y disminuir la incertidumbre, respecto al potencial petrolero que se ha identificado, para incorporar reservas”. Por ello, se ha buscado probar la existencia de sistemas petroleros, realizar modelos geológicos y geoquímicos para predecir el tipo de hidrocarburos que se encuentra presente en las áreas de interés, fortalecer las habilidades técnicas de exploración, perforación, desarrollo y operación de campos petroleros en aguas profundas, así como asegurar la disponibilidad de equipos de perforación que tengan la capacidad de operar en tirantes de agua cada vez más profundos.

2.1.1. Clasificación de reservas

El término *reserva*, de acuerdo con PEMEX Exploración y Producción (2014), se define como “las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas”. Además, se considera que deben ser descubiertas, recuperables y comerciales.

La estimación de las reservas se puede medir de acuerdo con diferentes criterios basados en los datos volumétricos estáticos, programas de simulación de yacimientos o balance de materia. Siendo así, se pueden generar estimaciones de reservas para un mismo campo en particular, significativamente diferentes, utilizando la misma base de datos en un momento dado.

Las reservas se clasifican, de acuerdo con PEMEX Exploración y Producción (2014), en reservas probadas originales y no probadas y se describen como sigue:

- **Reservas probadas.** Es el volumen de hidrocarburos que demuestran con certidumbre que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas (como precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización), métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.

El volumen de hidrocarburos considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Las reservas probadas se pueden clasificar a su vez como desarrolladas o no desarrolladas, explicadas a continuación:

- *Reservas desarrolladas.* Se definen como reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes.
 - *Reservas no desarrolladas.* Se refiere a las reservas que serán recuperadas a través de pozos en áreas no perforadas o donde se requiera inversión para desarrollar infraestructura.
- **Reservas no probadas.** Se definen como volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento sin una certidumbre razonable, o de predecir escenarios que no prevalecen al momento de la evaluación. Se subdividen en:

- *Reservas probables.* La información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. También se consideran como reservas probables el volumen de hidrocarburos ubicado en formaciones inferidas a través de registros geofísicos.
- *Reservas posibles.* Se consideran como aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. Se pueden incluir las reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.

Por su parte, la Comisión Nacional del Hidrocarburos es el organismo que lleva a cabo el proceso de análisis, evaluación y cuantificación de reservas petroleras de manera anual. Utiliza la metodología de clasificación de hidrocarburos por categoría 1P (reservas probadas), 2P (reservas probadas más probables) y 3P (reservas probadas más probable más posible), las cuales se explican a continuación.

2.1.1.1. Reservas 1P

Las reservas 1P se refieren a “las cantidades de petróleo que, mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería, puede estimarse con razonable certeza de que a partir de una fecha determinada” (Galp Energía, 2011). Además, se consideran comercialmente recuperables de los yacimientos conocidos y, de acuerdo con el enfoque probabilístico, debe existir una probabilidad mínima del 90 % para que las cantidades recuperadas sean iguales o superiores a la cantidad estimada inicialmente.

En la tabla 2.1 se definen las reservas probadas de acuerdo con distintas organizaciones, ya que no se cuenta con una definición aceptada internacionalmente.

Organización	Definición	Reportes permitidos
United States Securities and Exchange Commission (SEC)	Las reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y gas natural líquido, que los datos geológicos e ingenieriles demuestran con certeza razonable que serán recuperables en años futuros de depósitos conocidos, bajo las condiciones económicas y operativas existentes, es decir, precios y costos, de la fecha en que se realiza la estimación.	Solo probadas.
SPE / WPC	Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos geológicos e ingenieriles, pueden ser estimados con certeza razonable para ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha determinada, de reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, métodos operativos y regulaciones gubernamentales.	No aplica
Alberta Securities Commission for the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum (CIM)	Las reservas probadas son aquellas reservas que pueden ser estimadas con un alto grado de confianza para su recuperación. Es probable que las cantidades restantes reales recuperadas excedan las reservas probadas estimadas.	Reservas probadas, probables y posibles.
United Kingdom Financial Services Authority (FSA)	Las reservas probadas son aquellas reservas que, según la evidencia disponible y teniendo en cuenta los factores técnicos y económicos, tienen una probabilidad superior al 90 % de ser producidas.	Reservas probadas y probables.
Australian Stock Exchange (ASX)	Las reservas probadas de hidrocarburos son reservas que, con un alto grado de certeza, son claramente recuperables a tasas comerciales bajo los métodos de producción, condiciones de operación, precios y costos actualmente previstos. Hay relativamente poco riesgo con estas reservas.	Reservas probadas, probables y posibles.

Tabla 2.1: Definiciones de reservas probadas de acuerdo con distintas organizaciones. Modificado de: Worthington, 2011.

Una de las razones para estimar reservas es la elaboración del plan de desarrollo en los yacimientos y campos de hidrocarburos para determinar el valor del activo petrolero. Dicho plan se basa en los requerimientos operativos, el nivel de financiamiento del proyecto y establecimiento de contratos de venta, enfocándose principalmente en la estimación de reservas probadas y/o posibles.

La determinación del valor de un activo petrolero puede ser parte de una evaluación general del valor de la compañía, estar dirigido a una mejor definición de los objetivos de la compañía o estar en preparación para la adquisición o despojo. A pesar de que las tres categorías de Reservas pueden ser consideradas, las Reservas Posibles son vistas con un gran potencial.

Para aguas profundas, de acuerdo con información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Portal de Reservas de Hidrocarburos, del 2007 hasta el 2019, se tienen las reservas indicadas en la figura 2.1 donde se presentan las reservas 1P para petróleo crudo equivalente en el periodo de 2007 al 2019. El petróleo crudo equivalente, de acuerdo con PEMEX Exploración y Producción (2014), se define como "los volúmenes de aceite crudo, condensados, los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo".

Año	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)
2007	63,631658
2008	70,316428
2009	70,316428
2010	69,337769
2011	100,582445
2012	103,2
2013	95,4
2014	103,2
2015	93,7995
2016	93,8
2017	63,5357
2018	63,5357
2019	63,5357

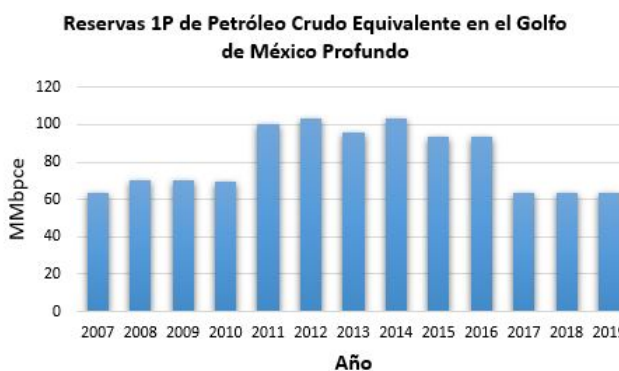


Figura 2.1: Reservas 1P de Petróleo Crudo Equivalente en el Golfo de México Profundo. Modificado de: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).

2.1.1.2. Reservas 2P

Se considera como la suma de las reservas probadas más las reservas probables y, de acuerdo con un enfoque probabilístico, “debe existir una probabilidad mínima de un 50% para que las cantidades recuperadas sean iguales a la estimación 2P o superiores” (Galp Energía, 2011).

En la figura 2.2 se observa el volumen de reservas 2P, medido en millones de barriles de petróleo equivalente, correspondiente al periodo 2007-2019 a partir de datos publicados en el Portal de Reservas de Hidrocarburos.



Figura 2.2: Reservas 2P de petróleo crudo equivalente en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).

2.1.1.3. Reservas 3P

Las reservas 3P se definen como la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Desde el enfoque probabilístico, se considera que “debe existir una probabilidad mínima de un 10% para que las cantidades recuperadas sean iguales o superiores a la estimación 3P” (Galp Energía, 2011).

En la figura 2.3 se tienen los volúmenes estimados de hidrocarburos para las reservas 3P, en millones de barriles de petróleo crudo, para el periodo 2007-2019. Se considera que el mayor volumen de reservas 3P, tanto de aceite como de gas, se tienen en el Golfo de México Profundo.

Año	Probadas	Probables	Posibles
2007	63,63	75,15	243,13
2008	70,32	130,6	348,07
2009	70,36	130,1	347,1
2010	69,34	128,99	367,215
2011	100,58	140,45	228,63
2012	103,2	140,4	492,6
2013	95,4	308,6	1273,5
2014	103,2	293,4	1595,8
2015	93,79	370,08	1693,68
2016	93,8	73,74	300,08
2017	63,54	101,21	1003,83
2018	63,54	101,21	712,01
2019	63,54	101,21	726,49



Figura 2.3: Reservas 3P de petróleo crudo equivalente en el Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).

2.1.2. Incorporación de reservas

Las primeras actividades exploratorias en el Golfo de México Profundo, se llevaron a cabo en la década de 1970, en el Área Perdido, correspondiente a la región estadounidense en el norte del Golfo de México. Se adquirieron datos sísmicos y posteriormente se realizó el análisis de dicha información, además de desarrollar el proyecto conocido como “Deep Sea Drilling Project”, en el cual se llevó a cabo la perforación de pozos someros y muestreo de rocas del fondo marino.

“Los primeros pozos exploratorios en la zona se perforaron en la década de 1990. Para 1996 se perforó el pozo Baha-1 con 2,300 m de tirante de agua, el cual no alcanzó el objetivo geológico programado del Jurásico-Cretácico debido a problemas mecánicos; sin embargo, pudo identificar el importante potencial de las areniscas del Eoceno Inferior correspondientes a la Formación Wilcox” (Meyer, D., Zarra, L. y Yun, J., 2007).

Con estos antecedentes, PEMEX inició con la exploración de la región de aguas profundas en el Golfo de México, adquiriendo sísmica 2D y 3D, y elaborando estudios exploratorios regionales y locales para evaluar el potencial de hidrocarburos en el Área Perdido. Posteriormente, con las asignaciones petroleras, se han realizado nuevos avances en la exploración en el Golfo de México Profundo, lo cual conlleva a la incorporación de reservas y recursos prospectivos de petróleo y gas.

Según el reporte publicado por la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada en el 2018, los campos de aguas profundas contribuyeron con volúmenes de gas correspondientes a 361.7 mmmpc para la categoría de reservas 1P, 937.8 mmmpc para las reservas 2P y 1,999.8 mmmpc para las reservas 3P.

En ese mismo año, la Comisión Nacional de Hidrocarburos realizó un balance de los recursos prospectivos para el Golfo de México Profundo, cuyos resultados se muestran en la tabla 2.2, correspondientes a once plays ubicados en el Área Perdido, con una superficie correspondiente a 33,000 km^2 , la porción norte de las Cordilleras Mexicanas, con 47,750 km^2 y la porción central de Cuenca Salina, con una superficie de 46,080 km^2 .

Área evaluada	P90	P50	Media	P10	Media con riesgo
Área Perdido	3,420	11,104	15,502	34,430	4,902
Cordilleras Mexicanas Norte	1,103	5,987	11,586	29,948	2,293
Cuenca Salina Centro	2,552	9,227	13,551	31,093	3,184
Total	7,075	26,368	40,639	95,471	10,379

Tabla 2.2: Recursos prospectivos identificados en MMbpce en el área del Golfo de México Profundo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019.

En el 2019 se realizó una actualización a los recursos prospectivos totales en aguas profundas del Golfo de México Profundo, tal como se muestra en la tabla 2.3, en donde se muestra la comparación entre la estimación de recursos prospectivos totales en aguas profundas del Golfo de México y su actualización en el 2019.

Parámetro	P90 (MMbpce)	P50 (MMbpce)	Media (MMbpce)	P10 (MMbpce)
Estimación al 2018	11,462	25,393	27,835	47,452
Actualización 2019	8,430	20,686	23,929	45,596
Variación	-26 %	-19 %	-14 %	-4 %

Tabla 2.3: Estimación de recursos prospectivos en aguas profundas del Golfo de México. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018), “el campo Nobilis tuvo un incremento de 155.5 mmb de petróleo crudo equivalente en las reservas 3P, derivado de la extensión del yacimiento Wilcox-100”. Dicho campo se encuentra dentro

de los diez principales campos marinos de reservas 3P, con volúmenes equivalentes a 337 MMbpce (ver figura 2.4).



Figura 2.4: Principales campos marinos con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).

En la Tabla 2.4 se muestra a detalle las reservas de gas natural en el país, destacando el campo Lakach, ya que es el de mayor reserva 3P de gas natural, siendo el único que cuenta con reservas 1P, 2P y 3P; mientras que el resto de los campos localizados en el Golfo de México Profundo solo cuentan con reservas 3P. De acuerdo con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018), “el gas natural en el Golfo de México Profundo, a diciembre de 2017, se compone por 82 % metano, 7 % etano, 5.03 propano y 2.20 % butano”.

Campo	1P	2P	3P
Lakach	362	938	938
Nobilis	0	0	426
Maximino	0	0	344
Doctus	0	0	292
Nab	0	0	3
Trión	0	0	0
Total	362	938	2,002

Tabla 2.4: Reserva de gas natural en el Golfo de México Profundo por campo al 1 de enero de 2018, en MMMpc. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018) especifica que “las cuencas de Sabinas, Burro-Picachos, Veracruz y Burgos son ricas en gas metano, mientras que las cuencas del Golfo de México Profundo, Tampico-Misantla y Sureste son ricas en etano, propano y butano”, representando un gran atractivo para el desarrollo de campos petroleros ya que son utilizados por la industria petroquímica como materia prima.

2.2. Áreas evaluadas en el Golfo de México Profundo

Como se mencionó anteriormente, las tres regiones en donde PEMEX ha llevado a cabo avances referentes a la exploración del Golfo de México Profundo, mediante asignaciones y licitaciones en los últimos años, corresponden al Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina.

En el periodo del 2000 al 2018, de acuerdo con información proporcionada por PEMEX en el Plan de Negocios 2019-2023, 258 mil millones de pesos (correspondientes al 39 % de los recursos destinados para actividades exploratorias) se orientaron a proyectos localizados en aguas someras; mientras que 213 mil millones de pesos de la inversión total disponible se destinó a proyectos ubicados en aguas profundas.

En la figura 2.5 se muestra que se ha dado un incremento en la inversión de proyectos para aguas profundas en los últimos diez años, por lo que se ha calculado que el monto acumulado para proyectos de inversión desde el 2000 hasta el 2010 corresponde al 45 % del monto total para aguas someras, 28 % para campos terrestres, 14 % para aguas profundas, 11 % para gas no asociado y 2 % para preinversión y soporte (PEMEX, 2019).

En el periodo correspondiente al 2011-2019, se incrementó notoriamente la inversión en campos petroleros localizados en aguas profundas, para lo cual se contempló el 45 % del total de la inversión, de acuerdo con datos publicados por PEMEX en el 2019. Mientras tanto, para aguas someras se destinó el 33 %, el 13 % para campos terrestres y el 6 % para gas no asociado. Además, se tuvo un incremento al 2 % de la inversión para la exploración de yacimientos no convencionales.

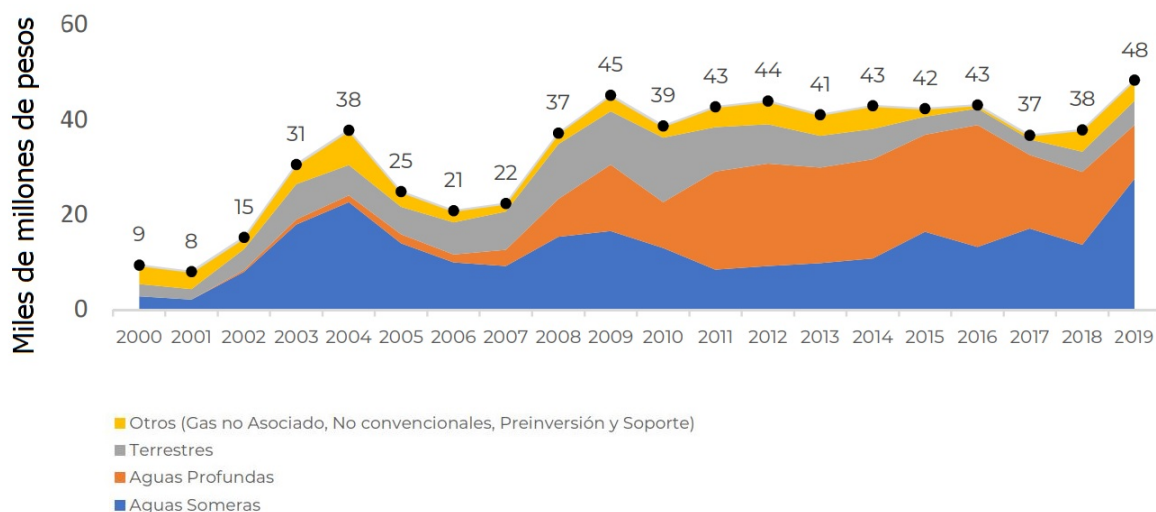


Figura 2.5: Inversión en exploración por tipo de campo, en miles de millones de pesos constantes de 2019. Fuente: PEMEX (2019).

A pesar de los esfuerzos de PEMEX por incursionar en proyectos exploratorios y de producción de hidrocarburos en aguas profundas, todavía no se tienen campos en producción en el Golfo de México Profundo. Sin embargo, dichos proyectos se consideran de mediano y largo plazo, y se ha permitido estimar las reservas y recursos prospectivos en esta área de interés. A continuación se explican con detalle cada uno de ellos, de acuerdo con información recopilada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos al 2020.

2.2.1. Área Perdido

Conforme a los datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el 2019, se tiene que “entre 2002 y 2010, se adquirieron los cuatro estudios sísmicos 3D del área, los cuales en conjunto cubren una superficie total de 28,195 km^2 ; mientras que para el caso de sísmica 2D, se realizaron 7 diferentes estudios adquiridos entre 1973 y 2013 con cobertura lineal”.

En la tabla 2.5 se tienen los estudios sísmicos, adquiridos por PEMEX desde la década de 1970 hasta el 2015, en el Área Perdido. Como se observa, a partir del 2000 se empezaron a llevar a cabo estudios sísmicos 3D, utilizándose los procesos de Migración Post-apilado en Tiempo (Post-STM).

Estudio sísmico	Adquisición	Cobertura [km ²]	Técnica de adquisición	Procesos
Matamoros	1973	-	2D	Post-STM
Matamoros Golfo de México A	1994	-	2D	Post-STM
Cinturón Perdido	1997	-	2D	Post-STM
Estudio Sísmico In- terregional Litoral G. de México	1999	-	2D	Post-STM
Regional Golfo de México	2002	-	2D	Post-STM
Máximo	2002	2,577	3D	Pre-SDM, Post- STM, Pre-STM
Máximo Amplia- ción	2003	417	3D	Pre-SDM, Post- STM, Pre-STM
Magno Etapa 1Q	2005	4,147		Pre-SDM, Post- STM
Cinturón Sub- Salino 2D-2008	2009	-	2D	Pre-STM
Centauro	2010	24,742	3D WAZ	Pre-SDM, Post- STM
Perdido	2013	-	2D	Pre-SDM Kirchoff, Pre-SDM RTM

Tabla 2.5: Estudios sísmicos adquiridos al 2015 por Petróleos Mexicanos en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Valdés Bernal (2013) especifica que “la Migración Pre-apilado en tiempo se especializa en estructuras con velocidades que no varíen de manera lateral tan abruptamente en medios con estructuras complejas”. Dentro de las ventajas del método Pre-STM se encuentra su facilidad al aplicarse y la flexibilidad al modificar las distancias máximas que las trazas pueden ser transpuestas. Mientras que el procesamiento post-apilado en tiempo permite obtener una visualización previa de la imagen sísmica.

De acuerdo con la información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), en el periodo del 2012 al 2015 PEMEX perforó trece pozos en el Área Perdido, con los cuales se establecieron principalmente los plays del Paleógeno, tal como se muestra en la tabla 2.6. En el campo Trión y Maximino se perforó un pozo delimitador en cada uno (Trión-1DL y Maximino-1DL) y se obtuvo como resultado que la mayoría de los pozos son productores de aceite.

Pozo	Año	Resultado	Play probado
Supremus-1	2012	Productor de aceite	Oligoceno
Trión-1	2012	Productor de aceite	Eoceno
Vespa-1	2013	Productor de aceite	Neógeno
Maximino-1	2013	Productor de aceite	Eoceno
Pep-1	2013	Invadido de agua	Eoceno, Paleoceno
Exploratus-1	2014	Productor de aceite	Oligoceno, Eoceno
Trión-1DL	2014	Productor de aceite	Eoceno
Maximino-1DL	2015	Productor de aceite	Eoceno, Paleoceno
Vasto-1	2015	Accidente mecánico	Eoceno
Corfu-1	2015	Productor no comercial de aceite	Eoceno, Paleoceno
Exploratus-101	2015	Invadido de agua	Oligoceno, Eoceno
Astra-1	2015	Invadido de agua	Eoceno
Cratos-1A	2015	Productor de gas húmedo	Eoceno, Paleoceno

Tabla 2.6: Pozos perforados durante el periodo de 2012 a 2015 en el Área Perdido por Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el año de terminación del pozo. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Además, durante este avance en la exploración del Área Perdido, se evaluó el recurso prospectivo agrupando el análisis en tres diferentes plays, correspondientes al Neógeno, Paleógeno y Mesozoico.

En el periodo correspondiente del 2016 al 2018, PEMEX ha realizado nuevos avances en la exploración del Área Perdido. Además, se perforaron 21 pozos en solo tres años, listados en la tabla 2.7, lo cual permitió incrementar el conocimiento del subsuelo y disminuir la incertidumbre, así como confirmar el potencial productor de los plays previamente establecidos. Así, se perforaron tres pozos delimitadores (Exploratus 1DL, Exploratus 2DL y Doctus 1DL).

Pozo	Año	Resultado	Play
Exploratus-1DL	2016	Productor de gas y condensado	Eoceno
Melanocetus-1	2016	Productor no comercial de gas húmedo	Oligoceno
Tiaras-1	2016	Productor no comercial de aceite y gas	Eoceno
Nobilis-1	2016	Productor de aceite y gas	Eoceno
Mirus-1	2016	Productor no comercial de aceite y gas	Eoceno
Alaminos-1	2016	Productor no comercial de aceite y gas	Eoceno, Paleoceno
Clipeus-1	2016	Productor no comercial de gas húmedo	Eoceno, Paleoceno
Maximino-101	2016	Invadido de agua	Eoceno
Vasto-1001	2016	Invadido de agua	Oligoceno, Eoceno
Doctus-1	2016	Productor de aceite	Eoceno
Tot-1	2017	Invadido de agua	Eoceno, Paleoceno
Nobilis-101		Productor de aceite	Oligoceno, Eoceno
Exploratus-2DL		Productor de aceite	Oligoceno
Maximino-2001		Invadido de agua	Oligoceno
Nestok-1		Productor no comercial de gas seco	Neógeno
Ambus-1	2017	Improductivo seco	Eoceno
Doctus-1DL	2018	Productor de aceite	Eoceno
Goliat-1	2018	Taponado por columna geológica imprevista	-
Ketsin-1	2018	Improductivo seco	Eoceno
Kili-1	2018	Improductivo seco	Neógeno
Kokitl-1	2018	Productor de gas y condensado	Paleoceno

Tabla 2.7: Pozos perforados en el periodo correspondiente del 2016 al 2018 por PE-MEX en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.1.1. Sistemas petroleros identificados

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015), el Área Perdido abarca “estructuralmente los sectores del Cinturón Plegado Perdido, el Cinturón Plegado Periférico, el Cinturón Subsaliño y un sector caracterizado por la presencia de diapiros, minicuecas y pliegues”.

Los análisis geoquímicos obtenidos de aceites recuperados a través de pozos perforados y muestras de emanaciones han permitido establecer cinco sistemas petroleros, los cuales se han concentrado en el sector occidental del Cinturón Plegado Perdido,

frente al Cinturón Subsalino.

El Cinturón Subsalino se define como “una zona de minicuenas en relación con el diapirismo salino y en el frente distal del sistema compresivo con despegue en arcillas del Eoceno” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015).

De acuerdo con el nivel de certidumbre establecido por Magoon y Dow (1994) y Magoon y Beaumont (1999), se considera que cuatro de esos sistemas son probados o conocidos, mientras que uno permanece como especulativo (ver tabla 2.8), postulado a partir de pozos análogos cercanos. Se incluyen ejemplos de pozos exploratorios que han probado el play, así como los pozos análogos para postular el sistema petrolero especulativo.

Roca Generadora	Roca Almacenadora	Nivel de certidumbre	Ejemplo
Jurásico Superior Titoniano	Mioceno	Conocido (!)	Vespa-1
Jurásico Superior Titoniano	Oligoceno	Conocido (!)	Supremus-1
Jurásico Superior Titoniano	Eoceno	Conocido (!)	Trión-1
Jurásico Superior Titoniano	Paleoceno	Conocido (!)	Pep-1
Jurásico Superior Titoniano	Cretácico Superior	Especulativo (?)	Tiber-1

Tabla 2.8: Resumen de los sistemas petroleros identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Dado que ningún pozo ha sido perforado hasta alcanzar los horizontes pertenecientes al Titoniano, se han realizado correlaciones estratigráficas mediante análisis geoquímicos aplicados a muestras de hidrocarburos, las cuales han sido obtenidas de los pozos perforados. De esa manera, se ha llegado a la conclusión que las rocas generadoras en los sistemas petroleros del Área Perdido presentan las mismas características geoquímicas que el aceite contenido en yacimientos del Jurásico en las Cuencas del Sureste.

“Las características geoquímicas de las rocas generadoras del Área Perdido se infieren con base en las características de las rocas generadoras del Jurásico Superior Titoniano en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla, de muestras de roca de la misma edad recuperadas en pozos perforados en los Estados Unidos de América (p. ej., pozo Norton-1), así como de la correlación de biomarcadores en muestras recuperadas por muestreo del fondo marino” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Por lo cual, se espera que las secuencias generadoras sean rocas arcillo-calcáreas con valores de carbono orgánico total del 1 % - 5 %, con mezcla de kerógenos tipo I y II, térmicamente maduros como precursores de aceite y gas. Los resultados de estudios de modelado geológico-geoquímico previos, muestran que esta roca generadora está activa y genera termogénicamente hidrocarburos.

2.2.1.1.1. Rocas almacenadoras

En lo que respecta a las secuencias sedimentarias con potencial almacenador, se han identificado los siguientes intervalos estratigráficos que, por sus características, corresponden a rocas almacenadoras potenciales:

- **Mioceno.** Se consideran las secuencias limolíticas y delgados cuerpos arenosos del Mioceno Medio, de acuerdo con datos obtenidos a través de los pozos perforados por PEMEX Vespa-1 y Nestok-1.
- **Oligoceno.** Consiste en areniscas turbidíticas siliciclásticas depositadas en canales y desbordes de canal, con patrones en traslape transgresivo hacia los bordes de pliegues.
- **Eoceno - Paleoceno.** Los depósitos del Paleoceno Superior y Eoceno Inferior de la Formación Wilcox, consisten principalmente de areniscas turbidíticas depositadas en facies de canales amalgamados, desbordes de canal y abanicos submarinos.
- **Cretácico Superior.** Este nivel de potencial roca almacenadora no se ha perforado en el área; sin embargo, con base en los pozos Baha-2 y Tiber-1 perforados en la parte estadounidense del Golfo de México, se infiere la presencia de secuencias calcáreas con intercalaciones de clásticos en el Área Perdido (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Para el pozo Baha-2 inicialmente se reportó su perforación hasta el Cretácico Inferior, identificando la discordancia regional del límite entre el Cretácico inferior y superior o Middle Cretaceous Unconformity (MCU), cortando hacia la

cima del Cretácico una secuencia terrígena-carbonatada (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Sin embargo, Winker (2004) establece que lo que en realidad se pensaba que eran las secuencias del MCU, son, en realidad, “las unidades estratigráficas del Cretácico Superior, compuestas por carbonatos y clásticos del Cenomaniano al Maastrichtiano”. No obstante, se espera que esta secuencia de rocas carbonatadas cretácicas en el Área Perdido tiendan a estar naturalmente fracturadas, especialmente en la cresta de estructuras anticlinales.

2.2.1.1.2. Trampas

Las trampas presentes en el Área Perdido son principalmente trampas combinadas, es decir, estructurales y estratigráficas. En lo que respecta a las trampas estratigráficas, se han identificado areniscas confinadas en secuencias arcillosas o acuíferos contra diapiros, presencia de facies de canales y abanicos de piso de cuenca depositados en el Paleoceno-Mioceno, paredes de sal o estructuras producidas por el depósito de turbiditas que funcionan como trampas estratigráficas con relaciones de traslape sobre los flancos de las estructuras y donde las crestas de los pliegues han sido erosionadas y sepultadas en discordancia angular (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

El componente estructural ligado al plegamiento está asociado a la tectónica salina o al acortamiento ligado con la tectónica gravitacional del borde de la plataforma. Las trampas de mayor tamaño que se han identificado son anticlinales asimétricos cuyo núcleo está compuesto por sal y presentan fallas inversas y estructuras producidas por la halocinesis, en forma de diapiros y paredes de sal.

2.2.1.1.3. Roca sello

Dentro de los sistemas petroleros identificados, el sello característico está conformado por “secuencias arcillosas de gran espesor y extensión lateral regional, mientras que en áreas con influencia salina, el sello está compuesto por sal alóctona” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019). No obstante, dado que se tienen manifestaciones

superficiales de hidrocarburos en el piso marino, se interpreta que existe reacomodo de cuerpos salinos o fallamiento en las estructuras en las áreas con influencia salina, de acuerdo con información publicada por la CNH en el 2019.

2.2.1.1.4. Sincronía y migración

Gracias a la elaboración de simulaciones, modelos de cuencas y sistemas petroleros, así como información obtenida en pozos perforados, se ha determinado que las rocas generadoras se encuentran maduras térmicamente.

De acuerdo con análisis realizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), “las rocas generadoras del Jurásico Superior Titoniano, entraron a la ventana de generación de aceite en el Eoceno Inferior-Medio, alcanzando su máxima generación durante el Oligoceno y evolucionando hacia a la ventana de gas húmedo a finales del Mioceno Superior”.

La figura 2.6 muestra el diagrama de sincronía para el Área Perdido, la cual resume los mecanismos y la relación temporal entre los elementos y procesos de los sistemas petroleros identificados, incluyendo la edad geológica de los eventos y el momento crítico, como el momento en el tiempo que mejor representa la generación, migración y acumulación de la mayoría de los hidrocarburos en los sistemas petroleros.

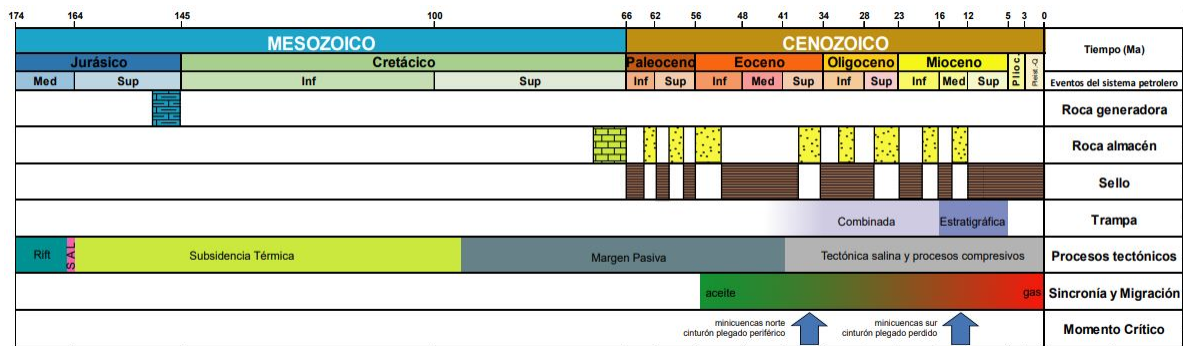


Figura 2.6: Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados en el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.1.2. Plays identificados

Los plays identificados en el Área Perdido se describen como sigue en las siguientes secciones:

2.2.1.2.1. Play GP AP H Mesozoico

El play Mesozoico se encuentra en secuencias sedimentarias del Cretácico, cuya secuencia almacenadora consiste en rocas carbonatadas con intercalaciones de clásticos, probablemente equivalentes al Cretácico Superior cortado por los pozos Baha-2 y Tiber-1, ubicados en la porción estadounidense del Golfo de México Profundo, los cuales reportaron manifestaciones de hidrocarburos.

Se considera un play hipotético debido a que en México se cuenta con información limitada para rocas de esta edad en el Área Perdido. No obstante, de acuerdo con información reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el 2019, el elemento sello principal se definió por las secuencias sedimentarias conformadas por lutitas del Paleoceno.

En la tabla 2.9 se resumen las principales características del Play GP AP H Mesozoico, en donde se tiene que la porosidad para las secuencias de areniscas, pertenecientes a las rocas almacenadoras, ronda entre el 10 y 13 %, mientras que las secuencias de calizas tienen una porosidad menor.

Play	Estilo estructural de la trampa	Litología y ambiente de depósito de la roca almacenadora	Porosidad (%)	Pozos
GP AP H Mesozoico	Anticlinales asimétricos con fallas inversas	Areniscas y limolitas de abanicos turbidíticos y carbonatos arcillosos fracturados	10 al 13% Areniscas ; 2 al 4% Calizas	Baha-2 (análogo)

Tabla 2.9: Principales características del Play GP AP H Mesozoico para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Las trampas asociadas a este play son principalmente del tipo estructural, aunque también se consideran otras posibles trampas, en donde las secuencias carbonatadas se encuentran fracturadas y acuñadas contra cuerpos salinos.

2.2.1.2.2. Play GP AP E Paleoceno

De acuerdo con la CNH en el 2019, las rocas almacenadoras del Paleoceno están representadas por areniscas turbidíticas intercaladas con estratos delgados de lutitas y limolitas, depositadas en ambientes de abanico submarino distal, donde uno de los principales objetivos geológicos de este play es de edad Paleoceno Superior.

Mediante la interpretación de facies sísmicas, información de núcleos y atributos sísmicos RMS (Root Mean Square), estas secuencias se han interpretado como canales y desbordes de canal en ambientes de sistemas de abanicos turbidíticos de piso de cuenca.

Este play se asocia con trampas combinadas, entre las que se encuentran anticlinales y trampas conformadas por cuerpos subsalinos (ver tabla 2.10). De igual manera, se tiene que la porosidad de la roca almacenadora varía entre 10 y 23 %, de acuerdo con datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Play	Estilo estructural de la trampa	Litología y ambiente de depósito de la roca almacenadora	Porosidad (%)	Pozos
GP AP E Paleoceno	Anticlinales asimétricos con fallas inversas	Areniscas y limolitas de canales amalgamados, bancos y desborde de canal	10-23% (intergranular y microporosidad secundaria)	Corfu-1, Pep-1, Tot-1, Clipeus-1, Kokitl-1

Tabla 2.10: Principales características del play GP AP E Paleoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Las principales rocas sello para el Paleoceno Superior, son lutitas con intercalaciones de limolitas y areniscas en capas laminares que sirven como límite a los cuerpos de areniscas almacenadoras, incluyendo un cuerpo arcilloso de alcance regional deno-

minado informalmente como miembro *Big Shale* que alcanza un espesor de 150 m en el pozo Trident-1 perforado en Estados Unidos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

2.2.1.2.3. Play GP AP E Eoceno

La secuencia estratigráfica de mayor importancia hasta el momento en el Área Perdido está representada por las areniscas turbidíticas intercaladas con lutitas arenosas y limolitas del Eoceno Inferior de la Formación Wilcox, asociadas con canales amalgamados, desbordes de canal y lóbulos de abanicos de piso de cuenca.

El pozo Nobilis-101 ha permitido identificar las rocas almacenadoras, pertenecientes al Eoceno Superior, las cuales son productoras de aceite ligero en areniscas y limolitas turbidíticas laminares correspondientes a ambientes sedimentarios de abanico en piso de cuenca. En la tabla 2.11 se describen las principales características del play, observándose que la porosidad de las rocas almacenadoras varía entre el 12 y 35 % (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Play	Estilo estructural de la trampa	Litología y ambiente de depósito de la roca almacenadora	Porosidad (%)	Pozos
GP AP E Eoceno	Anticlinales asimétricos con fallas inversas que despegan en sal autóctona	Areniscas y limolitas de canales amalgamados, bancos y desborde de canal	12-35% (Intergranular y microporosidad secundaria)	Doctus-1, Nobilis-1, Trión-1, Exploratus-1, Maximino-1

Tabla 2.11: Principales características del Play GP AP E Eoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

El elemento sello más efectivo identificado corresponde a “secuencias de lutitas con intercalaciones de limolitas y areniscas en capas laminares del Eoceno Medio, sobre la secuencia sedimentaria de las rocas almacenadoras del Eoceno Inferior” (Comisión

Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Las principales trampas identificadas son combinadas, con anticlinales asimétricos alargados generados por la propagación de las fallas o asociadas al confinamiento debido a la acción de cuerpos de sal alóctona y autóctona, formando cierres estructurales en cuatro direcciones o contra falla y a cambios laterales de facies.

2.2.1.2.4. Play GP AP E Oligoceno

El play Oligoceno está representado principalmente por arenitas líticas y lítico-feldespáticas turbidíticas, intercaladas con lutitas y limolitas en el Oligoceno Inferior.

Actualmente, aún no se han realizado descubrimientos en el Oligoceno Superior; sin embargo, se considera como un horizonte geológico prospectivo en objetivos donde se ha interpretado que pudieran estar presentes areniscas de grano fino depositadas en abanicos submarinos distales.

Los paquetes arcillosos del Oligoceno Superior funcionan como sello para el Oligoceno Inferior, especialmente hacia la zona este del área, mientras que los paquetes arcillosos presentes en discordancia del Mioceno y del Plioceno Inferior se consideran como la principal roca sello regional en el sector de minicuenas del área.

Las trampas identificadas en el Play Oligoceno son mayormente combinadas, con componente estratigráfica por cambio de facies, con cierre estructural en tres o cuatro direcciones y por cierre contra falla, distribuidas en grandes pliegues alargados orientados noreste-suroeste, limitados por fallas inversas en sus flancos. Hacia el sector este del área se han identificado el mayor número de trampas con objetivos geológicos del Oligoceno, asociadas al sector estructural del cinturón plegado periférico con despegue somero en el Eoceno Superior.

En la tabla 2.12 se resume el estilo estructural de las trampas, así como la porosidad de las roca almacenadoras, la cual es intergranular y varía entre el 15 % y 33 %, por lo que se considera una buena secuencia de rocas almacenadoras.

Play	Estilo estructural de la trampa	Litología y ambiente de depósito de la roca almacenadora	Porosidad (%)	Pozos
GP AP E Oligoceno	Anticlinales asimétricos con despegues someros	Areniscas de canales y de desborde de canal	15-33% (intergranular)	Exploratus-1, Supremus-1, Melanocetus-1, Nobilis-101

Tabla 2.12: Principales características del play GP AP E Oligoceno para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.1.2.5. Play GP AP E Neógeno

El principal objetivo geológico de interés para el play Neógeno corresponde al Mioceno Medio, compuesto por litarenitas con abundantes fragmentos de roca volcánica, carbonatos, plagioclasas y bajo contenido de cuarzo, asociadas con sistemas de abanicos de talud y de cuenca, con facies de canales, desbordes de canal y lóbulos distales de abanicos confinados de piso de cuenca.

Los pozos Vespa-1 y Nestok-1, ubicados en la zona de minicuenas y en el sector del Cinturón Plegado Perdido; encontraron hidrocarburos en limolitas calcáreas con escasos cuerpos de arenisca de grano muy fino, interpretados como desbordes distales de canal, por lo que en ambos sectores, se espera encontrar mejores condiciones de calidad de roca almacenadora hacia las facies canalizadas de los respectivos sistemas de depósito (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Para el Mioceno Inferior, de acuerdo con resultados obtenidos de los pozos Arietis-1 y Anoma-1, se encontraron “manifestaciones de hidrocarburos en secuencias intercaladas de areniscas, limolitas y lutitas, interpretadas como sistemas de abanicos de talud y de cuenca” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Para el Mioceno Superior, se espera también la presencia de alternancias de areniscas, limolitas y lutitas depositadas en sistemas de abanicos de talud y de cuenca.

En la tabla 2.13 se muestran las características principales del play del Neógeno, en el que la roca almacenadora está conformada por secuencias de areniscas y limolitas de cuenca, cuya porosidad varía entre el 16% y el 25%.

Play	Estilo estructural de la trampa	Litología y ambiente de depósito de la roca almacenadora	Porosidad (%)	Pozos
GP AP E Neógeno	Minicuenas y acuíferos contra diapiros salinos.	Areniscas y limolitas de canales, abanicos turbidíticos y de piso de cuenca	16-25% (intergranular).	Vespa-1, Nestok-1

Tabla 2.13: Principales características de los plays evaluados para el Área Perdido. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.2. Zona Cordilleras Mexicanas

De acuerdo con Salomón-Mora, Aranda-García, y Román-Ramos (2009), las Cordilleras Mexicanas se definen como “un sistema contraccional localizado al oeste del talud continental del Golfo de México, formado como respuesta a los procesos de deslizamiento gravitacional en secuencias sedimentarias del Cenozoico”, lo cual generó un sistema de fallas normales de crecimiento en la margen costera y plataforma conocido como el Sistema Extensional Quetzalcóatl.

El sistema extensional Quetzalcóatl se caracteriza por un sistema de fallas normales asociado con la deformación de plataforma continental durante el Cenozoico y los sedimentos de la pendiente superior causados por deslizamiento gravitacional sobre una zona de desprendimiento regional durante el Paleógeno.

Salomón-Mora (2013) sugiere que, adicional a las diferencias estructurales de la margen extensional al norte y sur, la deformación compresional en el área de Cordilleras Mexicanas Norte tuvo un mayor avance hacia la cuenca por la interacción con procesos de tectónica salina, comparada con la porción sur de la provincia.

En la figura 2.7 (a) se muestra una sección sísmica A-A' de 180 km de longitud, perteneciente a la zona de Cordilleras Mexicanas, en la cual se puede identificar la deformación estructural de la plataforma caracterizada por numerosas fallas normales de crecimiento (fallas lítricas), así como el estilo estructural plegado contraccional del cinturón plegado de las Cordilleras Mexicanas. Se encuentra orientada NE-SW,

de manera perpendicular al rumbo de las estructuras.

En la figura 2.7 (b) se tiene la estratigrafía de las Cordilleras Mexicanas de acuerdo con los datos sísmicos obtenidos a partir de los pozos perforados. Los números blancos en el lado derecho de la imagen sísmica indican los horizontes interpretados en la figura 2.7 (a). Además, también se puede ver la morfología del basamento, las secuencias pertenecientes al Mesozoico y al Cenozoico, así como los elementos principales de los sistemas de fallas extensionales y compresivos. Ambos sistemas están controlados por la subsidencia progradante de las capas sedimentarias del Neógeno a través de fallas lístricas conectadas a una zona de despegue en el Eoceno superior.

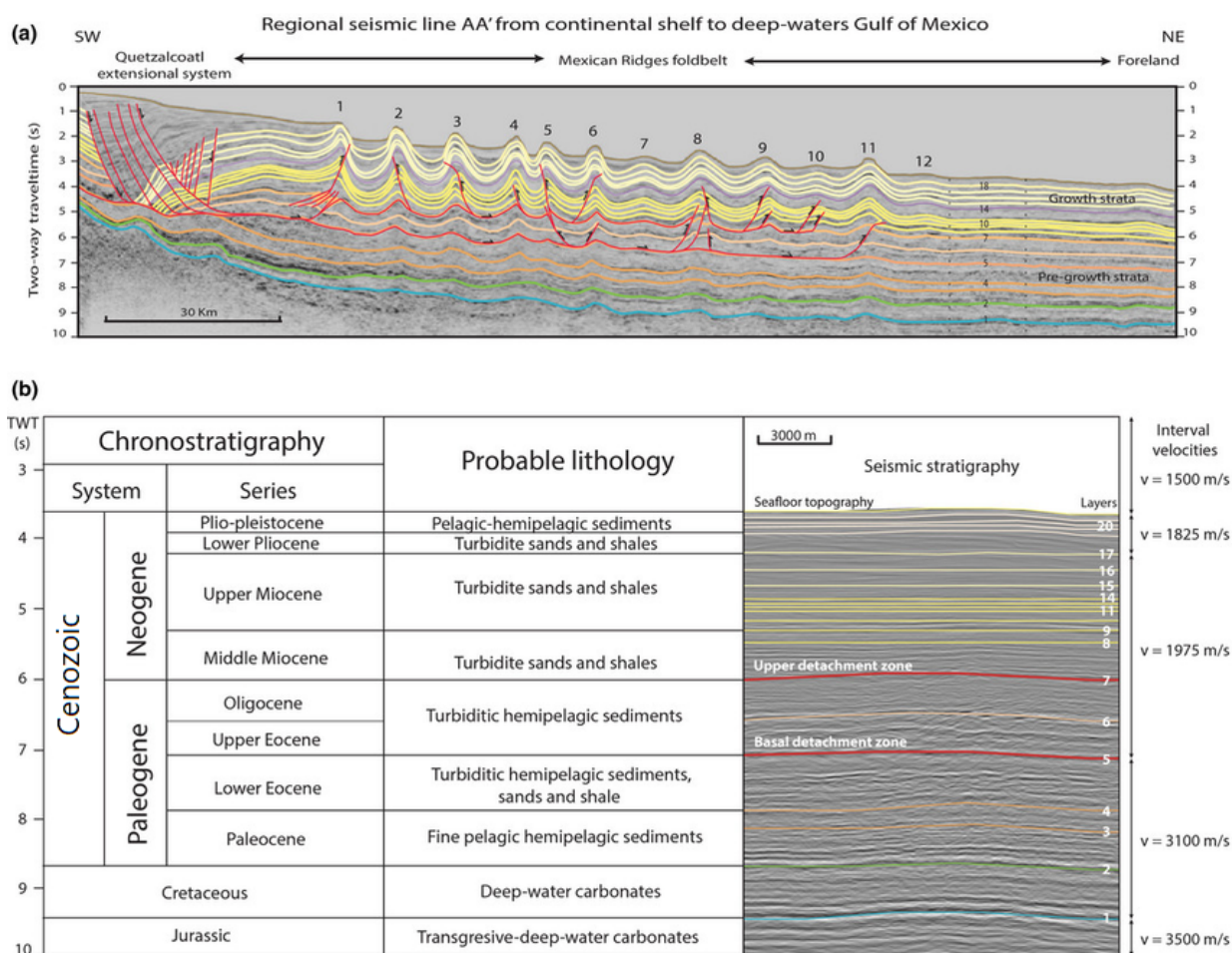


Figura 2.7: Sección sísmica orientada suroeste-noreste del sistema extensional Quetzalcoatl a las Cordilleras Mexicanas, en aguas profundas. Fuente: Yarbuh, I. y Contreras, J., (2015).

En el 2018, de acuerdo con datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se estimó un total de 2,135 MMbpce en recursos prospectivos P90, 7,419 MMbpce en recursos prospectivos P50, 28,215 MMbpce en recursos prospectivos P10 y 1,916 MMbpce en recursos prospectivos media con riesgo. Asimismo, respecto a los prospectos exploratorios identificados, el 90 % corresponde a gas seco, el 7 % a gas húmedo, el 2 % a gas superligero y el 1 % a gas ligero.

Con la adquisición de los primeros volúmenes sísmicos 3D en aguas profundas, a partir del año 2002 y el descubrimiento del campo de gas Lakach en el extremo sureste de las Cordilleras Mexicanas en 2007, se detonó la exploración en aguas profundas del occidente del Golfo de México. Para el 2013, se adquirieron los volúmenes sísmicos 3D que actualmente existen en las Cordilleras Mexicanas y se perforaron 9 pozos exploratorios más.

El principal tipo de hidrocarburo esperado es el gas seco, correspondiente al 90 % respecto a los prospectos exploratorios identificados por la CNH; el 7 % corresponde a gas húmedo, el 2 % a aceite superligero, mientras que el 1 % corresponde a aceite ligero.

2.2.2.1. Sistemas petroleros identificados

Se han identificado cuatro sistemas petroleros en la Zona de Cordilleras Mexicanas, de los cuales solo uno es conocido y los tres restantes se consideran especulativos por la información obtenida en pozos análogos cercanos en campos petroleros terrestres, de aguas someras y aguas profundas.

2.2.2.1.1. Roca generadora

Conforme a reportes publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, regionalmente el principal nivel generador de hidrocarburos corresponde a la secuencia de rocas del Jurásico Superior Titoniano, las cuales se encuentran en un estado de madurez avanzado o sobremadurez, por lo cual se espera encontrar gases secos y húmedos.

“Con base en modelados de cuencas y sistemas petroleros, la zona de Cordilleras Mexicanas se encuentra en diferentes etapas de generación de hidrocarburos asociados con las rocas del Titoniano. Las condiciones de madurez térmica y el potencial generador de hidrocarburos de las rocas generadoras, está directamente influenciado por el tipo de corteza (transicional u oceánica) y la profundidad; además de la presencia de sal alóctona al norte del área” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

2.2.2.1.2. Roca almacenadora

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al 2019 ha identificado cuatro potenciales intervalos estratigráficos almacenadores, los cuales se explican a continuación:

- Mioceno. Alternancia de secuencias sedimentarias compuestas por areniscas, limolitas y lutitas en facies turbidíticas de abanicos submarinos, canales y bordes depositados en ambientes de talud y cuenca.
- Alternancias de areniscas, limolitas y lutitas con altos contenidos de bentonita, donde el Oligoceno Inferior es el intervalo que presenta mayor proporción de intercalaciones de areniscas y por lo tanto, las mejores características como roca almacenadora.
- Eoceno-Paleoceno. En el Paleoceno Superior se han encontrado importantes cuerpos de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas, asociados con abanicos submarinos.
- Calizas depositadas en ambientes de plataforma interna y externa (bancos oolíticos), talud (brechas calcáreas) y cuenca (calizas fracturadas y/o dolomitizadas), asociadas con secuencias del Jurásico y Cretácico.

2.2.2.1.3. Roca sello

Las rocas sello del Mesozoico se encuentran conformadas por carbonatos arcillosos intercalados con las secuencias sedimentarias de las rocas almacenadoras. Asimismo,

en el Cenozoico se tienen depósitos arcillosos con espesores variables, así como cuerpos de sal alóctona ubicados al norte de la zona de Cordilleras Mexicanas.

2.2.2.1.4. Trampa

Se tienen diferentes tipos de trampa, causadas por la combinación de elementos de extensión y compresión, así como la halocinesis al norte de la zona. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019) establece que las trampas más importantes en las Cordilleras Mexicanas son “generadas por los procesos del sistema ligado extensional-compresional característico de las Cordilleras Mexicanas, que generó pliegues anticlinales de despegue y por propagación de falla”.

Asimismo, especifica que al oeste del área, en el horizonte Mesozoico, se identificaron trampas mixtas relacionadas con procesos de reactivación tectónica del basamento junto con componentes estratigráficos asociados con acuñaientos en las secuencias del Jurásico. No obstante, para el Cretácico se tienen anticlinales amplios de bajo ángulo.

Para el Neógeno, se tienen trampas mixtas con anticlinales tipo rollover y componentes estratigráficos en los estratos de crecimiento. Al norte, se cuentan con acuñaientos contra cuerpos de sal alóctona en minicuenas.

2.2.2.1.5. Migración y sincronía

La migración de hidrocarburos se ha producido a través de fallas y sistemas de fracturas verticales profundas, así como por cuerpos intrusivos salinos o arcillosos.

“Hacia el área con tectónica salina, los límites de las potenciales rutas de migración consisten en los sistemas de fallas y soldaduras asociadas con el desplazamiento lateral de los cuerpos de sal alóctona. Mientras que para la zona del sistema extensional, las fallas de crecimiento tienden a conectar los niveles Mesozoicos con las trampas estructurales y estratigráficas del Cenozoico” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

En la figura 2.8 se observan los procesos involucrados en el sistema petrolero, así como los elementos que lo conforman. De igual manera, se identifica el momento crítico para la generación, migración y acumulación de hidrocarburos para la Zona de Cordilleras Mexicanas.

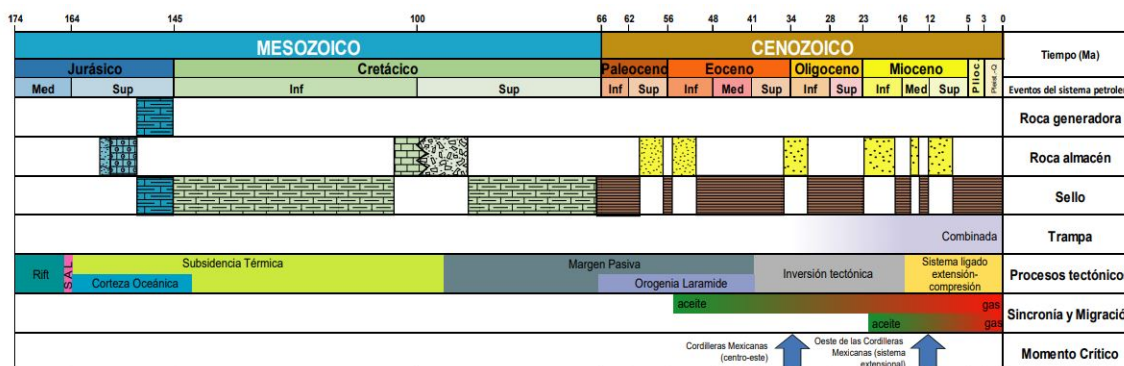


Figura 2.8: Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados para la Zona de Cordilleras Mexicanas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.2.2. Plays identificados

El play Neógeno es el único que ha sido probado en la zona, por lo que el resto de los plays aún permanecen clasificados como hipotéticos. A continuación se tratan con mayor detalle.

2.2.2.2.1. GP CM H Mesozoico

La roca almacenadora del Jurásico Superior corresponde a dolomías, calizas fracturadas y calizas oolíticas en facies de rampa y plataforma. En el Cretácico se tienen bechas de talud, flujos de detritos calcáreos y turbiditas, calizas fracturadas de cuenca, con una porosidad intergranular, intragranular y secundaria del 2-20 %.

En el Jurásico Superior se tienen trampas combinadas, asociadas con altos de basamento y reactivación tectónica de basamento; mientras que en el Cretácico, las trampas son estructurales y corresponden a anticlinales asociados con la reactivación tectónica del basamento y estratigráficas asociadas con flujos de escombros, brechas y turbiditas.

2.2.2.2.2. GP CM H Eoceno-Paleoceno

Las rocas almacenadoras se encuentran definidas por areniscas en facies de canales, desbordes y abanicos de piso de cuenca, cuya porosidad es intergranular e intragranular, con un porcentaje del 5 al 35 %.

Las trampas se caracterizan estructuralmente por pliegues anticlinales por propagación de falla, pliegues anticlinales de despegue de bajo relieve por reactivación estructural del basamento; trampas estratigráficas.

2.2.2.2.3. GP CM H Oligoceno

Las rocas almacenadoras se encuentran compuestas por areniscas, limolitas y lutitas en facies canales, desbordes, lóbulos y abanicos de piso de cuenca. Se caracterizan por tener una porosidad intergranular e intragranular del 10-15 %.

Estructuralmente, las trampas son pliegues anticlinales de despegue y por propagación de falla; trampas estratigráficas y relacionadas con tectónica salina.

2.2.2.2.4. GP CM E Neógeno

La litología de las rocas almacenadoras está conformada por areniscas y limolitas en facies turbidíticas de abanicos submarinos, canales y desbordes depositados en ambientes de talud y cuenca. La porosidad en las rocas almacenadoras varía entre el 7% y el 35 %.

Al igual que el play GP CM H Oligoceno, el estilo estructural de las trampas corresponde a pliegues anticlinales de despegue y por propagación de falla; trampas estratigráficas y relacionadas con tectónica salina.

2.2.3. Zona Cuenca Salina

Los primeros pozos exploratorios (Chuktah-201, Nab-1 y Bok-1) que se perforaron en la zona de aguas profundas de la Cuenca Salina fueron con objetivos geológicos mesozoicos, buscando encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos similares

a sus análogos de aguas someras de las Cuencas del Sureste. El conocimiento de la columna geológica del Cenozoico hacia la zona de aguas profundas se dio hasta que se perforó el pozo Noxal-1 en el 2006.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), en el periodo de 2004 a 2015 se perforaron 22 pozos exploratorios en aguas profundas de la Cuenca Salina, permitiendo establecer el play del Neógeno y el descubrimiento de gas en el área. Posteriormente, del 2016 al 2018, PEMEX ha realizado nuevos avances en la exploración de la Cuenca Salina, comprendiendo un nuevo proyecto de adquisición sísmica 3D WAZ, siete proyectos de adquisición sísmica bidimensional y un nuevo estudio geoquímico de biomarcadores en muestras de núcleos de piso del fondo marino.

Entre 1996 y 2012, “se adquirieron once estudios sísmicos 3D, los cuales en conjunto cubren una superficie total de 70,755 km^2 ” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019); mientras que para el caso de sísmica 2D, se tienen identificados seis diferentes estudios adquiridos entre 1997 y 2009 con cobertura lineal distribuida a través de toda la región de aguas profundas de la Cuenca Salina.

Dentro de las limitaciones que se presentan en esta cuenca está la tectónica salina, ya que no permite aplicar velocidades especiales a la sal con el propósito de obtener imágenes alrededor y por debajo de los cuerpos de sal. Por ello, se ha determinado que la versión sísmica más idónea para obtener imágenes adecuadas en áreas con tectónica salina, requiere de una migración en profundidad antes de apilar o mediante métodos de pre-apilado (PreSDM).

Sin embargo, gracias a la información obtenida en perfiles sísmicos, registros petrofísicos e interpretación de dicha información se generó un modelo de facies sedimentarias para los plays identificados y evaluados.

En la figura 2.9 se muestra el porcentaje de hidrocarburos esperado, por lo que el 45 % del total corresponde a aceite ligero, el 25 % a aceite pesado, el 16 % a gas húmedo, el 11 % a aceite superligero, el 2 % a gas seco y, finalmente, el 1 % restante corresponde a aceite extrapesado (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019). Esto se relaciona con las diversas etapas de madurez térmica, ya que en la parte norte y oeste se tienen condiciones de madurez alta, por lo que se espera la presencia de

gases y condensados; mientras que en la parte central, la madurez térmica disminuye, esperando encontrar hidrocarburos líquidos. Finalmente, en la región este y sur, la madurez es baja, por lo que se espera encontrar gases a aceites pesados.

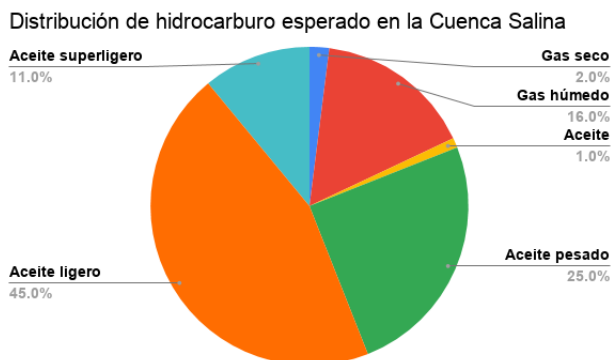


Figura 2.9: Distribución de hidrocarburos esperado en la Cuenca Salina. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

2.2.3.1. Sistemas petroleros identificados

Los elementos y procesos de los sistemas petroleros identificados en la zona se describen a continuación:

2.2.3.1.1. Roca almacenadora

Se han identificado cinco potenciales intervalos estratigráficos para rocas almacenadoras, los cuales se describen a continuación:

- Plioceno. Las rocas consideradas como almacenadoras en el Plioceno, están relacionadas con depósitos de sistemas turbidíticos, como canales amalgamados, desbordes de canal y lóbulos canalizados. No obstante, no han sido probadas aún por pozos en aguas profundas.
- Mioceno. Consideran como rocas almacenadoras a los depósitos de areniscas turbidíticas depositadas en complejos de canales, lóbulos y abanicos distales de aguas profundas en el Mioceno Inferior, Medio y Superior. El Mioceno ha sido

probado por los pozos Yoka1, Nat-1 y Hem-1 dentro del área evaluada y por los pozos Kunah-1 y Alaw-1 al suroeste del área evaluada.

- Oligoceno-Eoceno. Areniscas de sistemas turbidíticos de aguas profundas, mientras que el Eoceno consiste en areniscas de sistemas turbidíticos de aguas profundas, así como flujos de calcarenitas provenientes del borde de plataforma y depositadas en ambientes de talud.
- Cretácico. Se han identificado calizas fracturadas de cuenca, constituidas principalmente por calizas micríticas y margas, donde el fracturamiento puede estar asociado con la tectónica salina y los eventos compresionales cenozoicos, que incluyen algunos cuerpos interpretados como brechas halocinéticas con extensión local
- Jurásico Superior. se esperan rocas almacenadoras principalmente carbonatadas de ambientes mixtos de aguas someras de edad Oxfordiano, así como carbonatos de rampa interna con desarrollo de dolomías y bancos oolíticos para el nivel Kimmeridgiano.

2.2.3.1.2. Rocas sello

Para el Cenozoico, la roca sello son lutitas interestratificadas o alternada de manera vertical y lateral con areniscas que conforman las rocas almacenadoras. Mientras que para las potenciales rocas almacenadoras del Mesozoico, se consideran roca sello a las unidades dominadas por sedimentos pelágicos del Paleoceno, a los horizontes intraformacionales de calizas arcillosas del Cretácico y a los niveles de lutitas calcáreas del Titoniano.

2.2.3.1.3. Trampas

Las trampas más importantes se consideran aquellas generadas por tectónica salina, asociadas con pliegues nucleados por sal, con fallas inversas en sus flancos y otras trampas estructurales en acuñamientos contra diapiros y domos salinos.

Se han identificado trampas estratigráficas con areniscas confinadas en lutitas o acuñamientos contra diapiros de sal, asociadas con facies de canales y abanicos de piso de cuenca depositados del Eoceno al Mioceno.

Finalmente, las trampas mixtas corresponden a las facies de abanicos submarinos y canales estructurados por la tectónica salina o por la componente compresiva de la tectónica gravitacional que afectó principalmente los niveles estratigráficos del Mioceno Medio al Plioceno; proceso que continúa actualmente, deformando la superficie del fondo marino.

2.2.3.1.4. Sincronía y migración

Se ha estimado que hacia la plataforma de Yucatán, las rocas generadoras del Titoniano presentan una menor carga litostática, ya que están cubiertas por menores espesores de rocas sedimentarias; por lo que hacia esta zona, la generación de hidrocarburos se considera que inició recientemente o incluso existe la posibilidad que aún no haya iniciado.

En la figura 2.10 se muestra el diagrama de sincronía y elementos de los sistemas petroleros identificados, dentro del cual se identifica el momento crítico, en donde coinciden los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, en la Cuenca Salina sector oeste y la Cuenca Salina sector este, correspondiente al Oligoceno y Plioceno, respectivamente (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

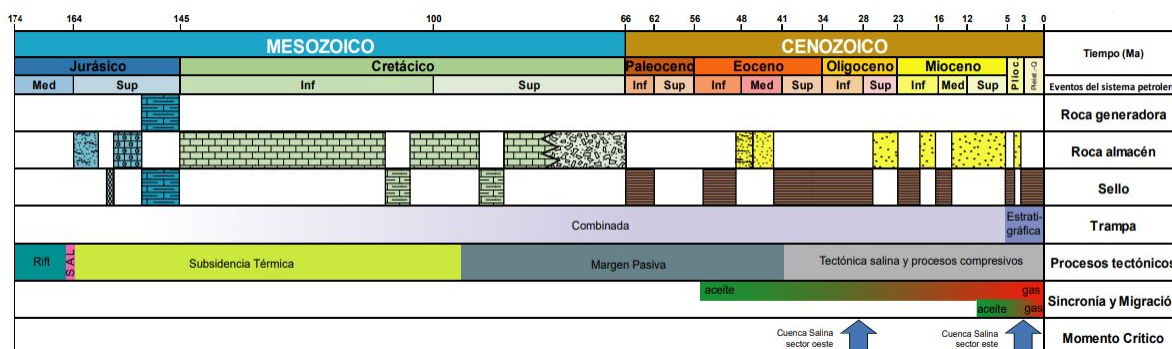


Figura 2.10: Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros identificados para la región de aguas profundas de la Cuenca Salina. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019) expresa que, de acuerdo con estudios realizados previamente, “se ha identificado una tendencia de encontrar condiciones de alta presión en niveles del Paleoceno, como resultado de las altas tasas de sedimentación y los pulsos relativamente rápidos de sedimentación ocurridos principalmente durante el Neógeno”.

2.2.3.2. Plays identificados

Se han identificado cinco plays, gracias a la integración de datos sísmicos, estudios regionales, información de pozos perforados en la zona y los pozos análogos. De estos cinco plays, cuatro son clasificados como establecidos (GP CS E Neógeno, GP CS E Paleógeno, GP CS E Cretácico Facturado y GP CS E Cretácico Superior Brecha), y uno es hipotético (GP CS H Jurásico Superior).

Capítulo 3

Políticas de exploración en México

Antes de la Reforma Energética, el marco constitucional establecía que Petróleos Mexicanos debía llevar a cabo todas las actividades relacionadas con el sector energético, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

La Reforma Energética “incluyó no solo el sector de hidrocarburos, sino también la producción y distribución de energía en todo el territorio mexicano” (Diario Oficial de la Federación, 2013).

3.1. Sexenio 2012-2018

Con la Reforma Energética promulgada en el 2013, se estableció un marco institucional para la administración de proyectos de Exploración y Extracción en el cual surgieron organismos reguladores para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ante la posibilidad de inversión privada en materia energética, tales como la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y se creó el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS).

Además, se estipuló que la Secretaría de Energía (SENER) llevaría a cabo las actividades que anteriormente eran realizadas por PEMEX, tales como otorgar permisos para el tratamiento y refinación de petróleo, procesamiento de gas natural, así como

la importación y exportación de petróleo crudo, gas natural y derivados del petróleo.

En ese sentido, la SENER ha desarrollado políticas y acciones estratégicas para asegurar el abasto de hidrocarburos mediante asignaciones para realizar trabajos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, planes quinquenales, administración técnica y supervisión de los contratos petroleros, evaluación de impacto social, entre otros.

La Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos define a las asignaciones petroleras como actos jurídico-administrativos mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente, mediante la SENER, a PEMEX el derecho de realizar actividades de exploración y explotación petrolera en un área determinada y por una duración específica.

A su vez, el plan quinquenal se define como un proyecto, plan o idea en el que se propone alcanzar los objetivos en un plazo de cinco años y se considera un método de planificación del crecimiento económico de un país.

Para la elaboración del plan quinquenal se tomaron en cuenta cuatro procesos: la nominación de áreas de licitación, comentarios específicos de los participantes de la industria, análisis de las encuestas a la industria y a los gobiernos de las entidades federativas con potencial petrolero, y la actualización de la información geológica y geofísica que administra la CNH.

En la evaluación 2017 del Plan Quinquenal, la Secretaría de Energía declaró que la superficie de los bloques se incrementó de 239 mil a más de 262 mil kilómetros cuadrados y los recursos prospectivos pasaron de 42 mil 681 a 43 mil 267 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), gracias a las adiciones en las categorías de áreas terrestres no convencionales y de aguas profundas en la zona de la Cuenca Salina y Cordilleras Mexicanas.

En el 2019 se realizó una evaluación del Plan Quinquenal, siendo la región Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas (ver figura 3.1). En dichas áreas, la Secretaría de Energía (2018) estima un recurso prospectivo de aproximadamente 5,765.4 MMbpce y una superficie de 105,093 km^2 .

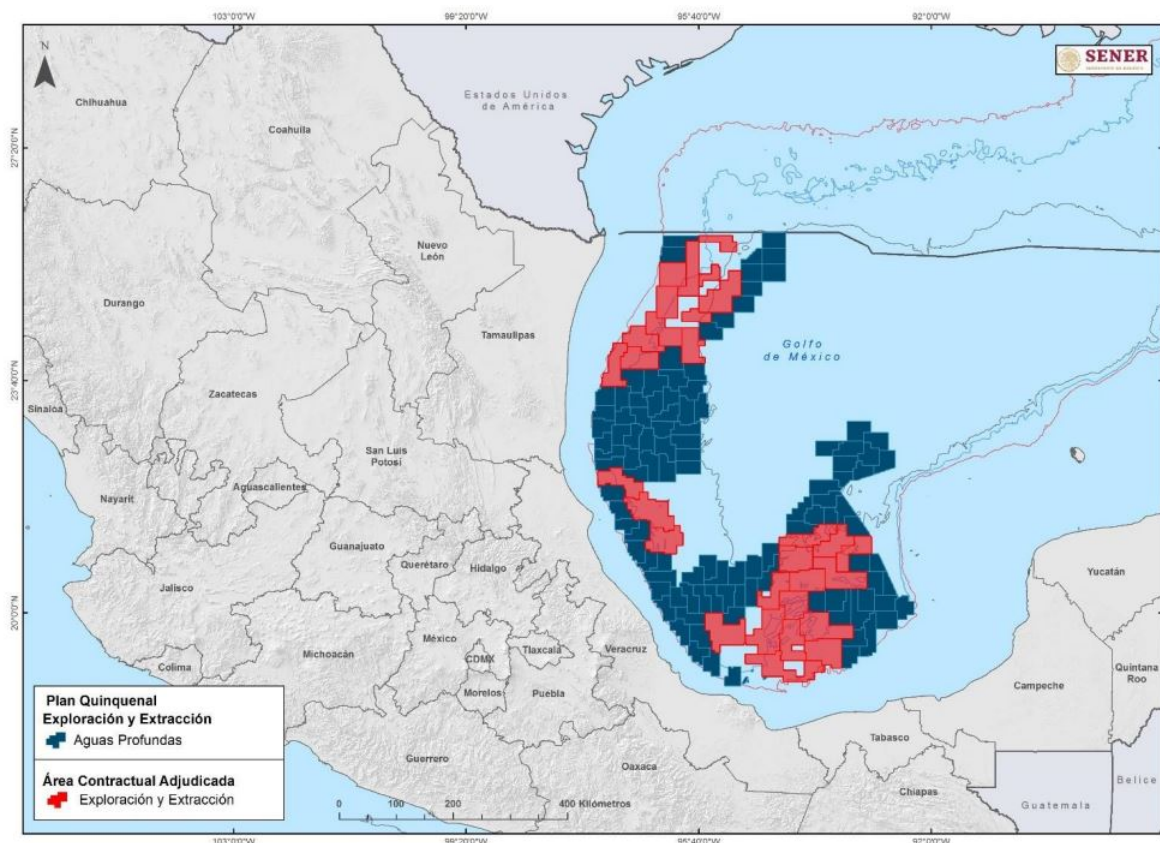


Figura 3.1: Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas de acuerdo con la evaluación 2019 del Plan Quinquenal. Fuente: Secretaría de Energía (2019).

En el 2019 se actualizaron los datos referentes al volumen prospectivo en MMbpce, la superficie en kilómetros cuadrados y el número de bloques pertenecientes a los tres sectores de interés en el Golfo de México Profundo (ver tabla 3.1).

Sector	Volumen prospectivo	Superficie	Bloques
Área Perdido	1,185.8 MMbpce	27,595 km^2	28
Cordilleras Mexicanas	2,258.2 MMbpce	41,889 km^2	44
Cuenca Salina del Istmo	2,321.3 MMbpce	35,609 km^2	36
Total	5,765.4 MMbpce	105,093 km^2	36

Tabla 3.1: Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas. Fuente: Secretaría de Energía (2019).

Con la Reforma Energética, se incluyeron cuatro tipos de contratos: licencias, contratos de producción compartida, contratos de participación en las ganancias y contratos de servicios, los cuales se explicarán más adelante.

El objetivo de la Evaluación de Impacto social (EvIS) en el sector de hidrocarburos es implementar acciones para garantizar la sostenibilidad del proyecto y respeto a los derechos humanos durante su vida útil. De acuerdo con la Evaluación de Impacto Social, deberá contener la descripción del proyecto y su área de influencia; la identificación y caracterización de comunidades y pueblos que se ubican en el área de influencia del proyecto; la identificación, caracterización, predicción y valoración de los impactos sociales positivos y negativos que podrían derivarse del proyecto, así como las medidas de prevención, mitigación y planes de gestión social.

El papel de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con la Reforma Energética es la definición y verificación del correcto cumplimiento de términos y obligaciones fiscales para los contratos y licitaciones, incluyendo las operaciones que realice el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

De igual manera, se estableció que el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será el encargado de recibir todos los ingresos, de calcular y realizar los pagos según lo establecido en cada contrato, así como administrar los recursos que corresponden al Estado. Asimismo, se deberá considerar que se mantenga el 4.7% del Producto Interno Bruto (PIB) para otorgar la viabilidad a las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros considerados en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

También se estipuló en la Reforma Energética que los ingresos petroleros adicionales que sean producto de las asignaciones y contratos se destinarán a una cuenta de ahorro a largo plazo para alcanzar recursos equivalentes al 3% del PIB del año anterior. El Fondo Mexicano del Petróleo puede recomendar que se destine el monto de los ingresos adicionales a los siguientes rubros:

- Fondo para el Sistema de Pensión Universal.
- Financiamiento de proyectos de inversión en ciencia, tecnología e innovación, y en energías renovables.
- Inversión de proyectos petroleros y en infraestructura para el desarrollo nacional.

- Becas para la formación de capital humano en universidades y posgrados; en proyectos de mejora a la conectividad, así como para el desarrollo regional de la industria.

Siendo así, se buscó fortalecer la economía nacional para contribuir a un mejor estado de productividad y bienestar social para la sociedad mexicana.

3.1.1. Reforma Energética

Fue promulgada el 20 de diciembre de 2013 como respuesta a la caída de producción de hidrocarburos y la necesidad de incrementar la inversión industrial en México. Por ello, se consideró que el futuro del sector energético provendría de los yacimientos no convencionales y de aguas profundas. Sin embargo, también es necesario tener en cuenta que, aunque México cuenta con un gran potencial de estos recursos, se requiere invertir en tecnología para que el país figure dentro de las naciones competitivas al llevar a cabo la extracción de hidrocarburos bajo dichas condiciones geológicas.

Dentro de los objetivos que buscaba cumplir, se encuentra el atraer mayor inversión al sector energético nacional para impulsar el desarrollo económico del país, fortalecer la administración de los ingresos petroleros, garantizar la seguridad energética, modernizar PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de tal manera que se fortaleciera la competitividad del país y se diera un mejor desarrollo industrial y tecnológico. Lo cual, a su vez, se vería reflejado en la disminución de las tarifas eléctricas e incremento en la producción de hidrocarburos, de tal manera que la Reforma Energética significara un gran paso hacia el progreso económico del país y beneficiara a la población mexicana en sobremanera.

En lo que se refiere a actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos, el artículo 25, en su párrafo cuarto, establece que la Nación llevará a cabo dichas actividades, de acuerdo con el marco normativo de la ley, para garantizar y reafirmar los principios de eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas en las empresas productivas del Estado.

Conforme al artículo 27, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible, por lo cual, la explotación, el uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales por particulares o sociedades constituidas de acuerdo con las leyes mexicanas, se realizará mediante concesiones otorgadas por el Ejecutivo Federal. En lo que respecta a los minerales radiactivos, no se otorgarán concesiones.

Acorde con el artículo 28, el Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración, cuyo objetivo principal será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la jurisdicción del desarrollo nacional que corresponde al Estado, por lo que ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento.

Siendo así, “el Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos” (Diario Oficial de la Federación, 2013).

De igual manera, el artículo 28 establece que el Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.

Asimismo, se promulgaron en el Diario Oficial de la Federación veintiún artículos transitorios, entre los cuales se establecieron, en cuestión de materia energética, los siguientes aspectos relevantes:

- **Quinto.** Las empresas productivas del Estado que cuenten con una asignación o suscriban un contrato para realizar actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, así como los particulares que suscriban un contrato con el Estado o alguna de sus empresas productivas del Estado, para el mismo fin, conforme a lo establecido en el presente Decreto, podrán reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato correspondiente y sus beneficios esperados, siempre y cuando se

afirme en las asignaciones o contratos que el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, que se encuentren en el subsuelo, son propiedad de la Nación.

- **Sexto.** La Secretaría del ramo en materia de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución. La Secretaría del ramo en materia de Energía revisará la solicitud, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). De acuerdo con el tipo de asignación en la actividad económica correspondiente, se tiene lo siguiente:
 - **Asignaciones de exploración de hidrocarburos:** en las áreas en las que, a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto, Petróleos Mexicanos haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración, será posible que, con base en su capacidad de inversión y sujeto a un plan claramente establecido de exploración de cada área asignada, continúe con los trabajos en un plazo de tres años, prorrogables por un período máximo de dos años en función de las características técnicas del campo de que se trate y del cumplimiento de dicho plan de exploración, y en caso de éxito, que continúe con las actividades de extracción. De no cumplirse con el plan de exploración, el área en cuestión deberá revertirse al Estado.
 - **Asignaciones de extracción de hidrocarburos:** Petróleos Mexicanos mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto. Deberá presentar un plan de desarrollo de dichos campos que incluya descripciones de los trabajos e inversiones a realizar, justificando su adecuado aprovechamiento y una producción eficiente y competitiva.
- **Octavo.** Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio

público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquellas.

- **Noveno.** Dentro del plazo previsto en el transitorio cuarto del presente Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones al marco jurídico, a fin de establecer que los contratos y las asignaciones que el Estado suscriba con empresas productivas del Estado o con particulares para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, serán otorgados a través de mecanismos que garanticen la máxima transparencia, por lo que se preverá que las bases y reglas de los procedimientos que se instauren al efecto, serán debidamente difundidas y públicamente consultables. Dentro de las regulaciones establecidas por la ley, se tienen:

1. Que los contratos cuenten con cláusulas de transparencia, que posibiliten que cualquier interesado los pueda consultar;
2. Un sistema de auditorías externas para supervisar la efectiva recuperación, en su caso, de los costos incurridos y demás contabilidad involucrada en la operación de los contratos, y
3. La divulgación de las contraprestaciones, contribuciones y pagos previstos en los contratos.

- **Décimo.** En uno de los puntos establece que la Secretaría del ramo en materia energética, con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se le atribuye la facultad de establecer, conducir y coordinar la política energética, adjudicar asignaciones y la selección de áreas que puedan ser objeto de contratos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la Constitución.

De igual manera, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos se le asignó la facultad de recopilar información geológica y operativa, autorización de servicios de

reconocimiento y exploración superficial, realización de licitaciones y asignación de ganadores, así como su administración, supervisión y regulación de los planes de exploración y extracción para que maximicen la productividad del campo en función del tiempo.

A su vez, la Comisión Reguladora de Energía tiene a su cargo la regulación, otorgamiento de permisos y acceso de terceros para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos, así como la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos.

- **Décimo Segundo.** Las modificaciones correspondientes para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía se conviertan en órganos reguladores, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión para disponer de los ingresos derivados de contribuciones y aprovechamientos establecidos por la ley, mediante los servicios en la emisión y administración de permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, así como por los servicios relacionados con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, el cual contendrá la información de estudios sísmicos y núcleos de roca obtenidos en actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos del país, que correspondan conforme a sus atribuciones, para financiar un presupuesto total que les permita cumplir con sus atribuciones.
- **Décimo Quinto.** El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo contará con un Comité Técnico integrado por tres miembros representantes del Estado y cuatro miembros independientes.

Dentro de sus facultades se encuentra la determinación de las políticas de inversión para recursos de ahorro a largo plazo, así como la recomendación de la asignación de montos correspondientes al 10 % del incremento observado del ahorro de largo plazo al Fondo para el sistema de pensión universal; hasta el 10 % a proyectos de inversión en ciencia, tecnología, innovación y energías renovables; hasta el 30 % del incremento en el año anterior para fondear un vehículo de inversión especializado en proyectos petroleros, sectorizado en la Secretaría

del ramo en materia de Energía y hasta el 10 % en becas para la formación de capital humano en universidades y posgrado.

3.1.2. Rondas - Análisis para la selección de áreas en aguas profundas.

Los criterios para la jerarquización de los bloques del Plan Quinquenal en aguas profundas para las Cordilleras Mexicanas, la Cuenca Salina y el Área Perdido, de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016), son los siguientes:

- Recurso Prospectivo total por bloque y tipo de hidrocarburo esperado.
- Disponibilidad de información geológica y geofísica del bloque, de acuerdo con la correlación de pozos exploratorios perforados y la cobertura de datos sísmicos 3D, respectivamente.
- La cercanía de áreas que cuenten con información geológica y geofísica en asignaciones previas.
- Frontera tecnológica actual en tirantes de agua no mayores a 3,000 m de profundidad.
- Estructuras geológicas completas, de acuerdo con la información analizada por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- Propuesta de rectificación de la geometría de los bloques en función del cubrimiento de estructuras geológicas completas.

El análisis de la información sísmica permitió ajustar la geometría de áreas en las cuales se observó el truncamiento de estructuras prospectivas en el subsuelo, asociado con los plays principales y tendencias estructurales características. Dicha rectificación comprendió once áreas localizadas al sur del Área Perdido, veintitrés al oeste de las Cordilleras Mexicanas y cuatro en la Cuenca Salina.

De acuerdo con la información anterior, se clasificaron los bloques con mayor puntaje en cada cuenca. Esta selección de áreas, de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), abarca 30 bloques para el Área Perdido, 17 bloques para Cordilleras Mexicanas y 21 bloques en la Cuenca Salina, dando un total de 68 áreas seleccionadas para aguas profundas (ver tabla 3.2).

Sector	Bloques	Tamaño	Superficie total	RP
Área Perdido	30	1,000 km^2	30,014	1,604
Cordilleras Mexicanas	17	1,024 km^2	17,412	1,212
Cuenca Salina	21	1,024 km^2	21,505	1,347
Total	68	1,016 km^2	68,931	4,163

Tabla 3.2: Características de los bloques para cada sector de aguas profundas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016).

Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016), “la selección de áreas corresponde con el 55 % del número total de bloques del Plan Quinquenal, el 59 % de la superficie total del Plan Quinquenal y el 65 % del recurso prospectivo estimado total del Plan Quinquenal en aguas profundas”.

Se detectó que la combinación entre el volumen de recursos prospectivos, el tipo de hidrocarburo y los costos relacionados principalmente con la operación en aguas profundas dependientes del tirante de agua, resultan en un escenario adverso que reduce la posibilidad de materializar proyectos de exploración en aguas profundas.

Dentro de los retos que enfrentan las empresas ante la Reforma Energética son:

- Competencia nacional e internacional.
- Innovación de tecnologías que permitan la explotación eficiente, segura y competitiva.
- Creación de asociaciones entre empresas o inversionistas que complementen las habilidades requeridas para lograr el éxito en operaciones exploratorias y de extracción.
- Inversión para mejorar la infraestructura y que ésta sea de calidad.

- Capacitación de talento humano para el desarrollo de habilidades y competencias acordes con expectativas de empresas nacionales e internacionales.
- Regulaciones bajo el principio de la transparencia.
- Eficiencia en procesos exploratorios y de extracción para desarrollar una mayor competitividad en el nuevo mercado.
- Seguridad industrial y sostenibilidad para satisfacer los requerimientos regulatorios para desarrollar enfoques medioambientales.

En el aspecto de actividades de exploración y extracción en aguas profundas y ultraprofundas, la Reforma Energética establece que la CNH debe autorizar la perforación de pozos explotatorios y pozos que se utilicen como modelos de diseño. Además, establece que la Secretaría de Economía establecerá el porcentaje mínimo de contenido nacional de actividades exploratorias y de producción, cumpliendo con los plazos definidos en los contratos; y de acuerdo con el impuesto sobre la renta (ISR), se prevé un periodo de amortización de pérdidas fiscales de hasta quince años.

3.2. Sexenio 2018-2024

De acuerdo con declaraciones realizadas por el director de Finanzas de PEMEX, Alberto Velázquez, “hasta el 2024, PEMEX no invertirá en proyectos de exploración y producción petrolera en aguas profundas o campos no convencionales y concentrará sus esfuerzos en recursos someros y terrestres” (García, 2019). A pesar de haber llevado a cabo la asignación de rondas petroleras dentro del Cinturón Plegado Perdido, específicamente en el campo Trión, la primera producción en la zona se llevará a cabo hasta el 2025.

No obstante, la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó el plan de exploración para el contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018 al departamento de Exploración y Producción de PEMEX, cuya inversión corresponde a 70 millones de dólares. Dicho bloque se ubica en la provincia petrolera de Cordilleras Mexicanas en aguas profundas del Golfo de México.

Con base en datos proporcionados por Staff Oil & Gas Magazine (2019), el prospecto contemplado por el operador en el plan es Lapanit-1, el cual sería perforado durante el tercer trimestre del 2021, con un tirante de agua de más de 4 mil metros. En caso de que la información obtenida no fuera la esperada, se perforaría en 2022 el pozo Taika-1.

Capítulo 4

Aspectos estratégicos para la exploración

Después de la recesión mundial en 2009, el ritmo de perforación en aguas profundas ha incrementado, propiciando que las inversiones aumenten los gastos de capital global en exploración y producción para el descubrimiento de plays petroleros, lo cual a su vez genera oportunidades y desafíos importantes que los operadores de aguas profundas y ultraprofundas deben enfrentar.

Dentro de los desafíos se encuentra el diseño y desarrollo de operaciones en instalaciones submarinas y plataformas para aguas profundas, contemplando el desarrollo de actividades de manera segura y eficiente.

Además, gracias a los avances tecnológicos, el incremento en el precio del petróleo y el éxito en actividades exploratorias petroleras, se están explorando zonas de aguas profundas y ultraprofundas en regiones de Brasil, África Oriental y, más recientemente, en el Golfo de México.

4.1. Sinergias

La Real Academia Española (2020) define una sinergia como “acción de dos o más causas cuyo efecto es superior a la suma de los efectos individuales”, lo cual puede entenderse en el sector empresarial como la unión de dos o más empresas en un

mismo proyecto con el propósito de obtener mayores ingresos y disminuir los costos operativos.

Uno de los propósitos de PEMEX al establecer asociaciones con otras empresas es incrementar la producción e inversiones en el sector energético para satisfacer la demanda de hidrocarburos en el país, además de incrementar su capacidad y seguridad operativa a través de la incorporación y mejoramiento de prácticas.

Gracias a la Reforma Energética, se permitieron diversas oportunidades de negocios entre PEMEX y otras empresas, ya sea para asociarse o para proveer servicios, dentro de las cuales se enlistan como sigue:

- **Rondas licitatorias del Estado.** La oportunidad de negocio radica en obtener mejores ofertas para las asociaciones y el gobierno.
- **Contratos de servicios a nuevos contratos de Exploración y Extracción.** Su objetivo es reevaluar las ventajas y la rentabilidad bajo un nuevo modelo contractual y el contratista tiene la prioridad de ser el socio de PEMEX.
- **Nuevos contratos de servicios.** Permiten establecer incentivos para que los contratistas obtengan una mejor remuneración al lograr un mejor desempeño.
- **Farm-in.** Los socios son seleccionados por PEMEX y la oportunidad de negocio se basa en ampliar las oportunidades de PEMEX para crecer en otras localidades.
- **Farm-outs.** A diferencia del tipo farm-in, los socios para farm-outs son seleccionados por el Estado y comparten la posibilidad de desarrollar a su máximo potencial un campo al aplicar tecnología o incrementar inversiones. La CNH dirige el proceso de licitación.

De acuerdo con datos publicados por PEMEX (2017), “el campo Trión fue la primera alianza entre BHP Billiton, con un 60% de participación, y PEMEX, con el 40% restante de participación, realizada en aguas profundas con una inversión

total esperada de 7,424 millones de dólares”. La modalidad del contrato fue mediante licencias con vigencia de treinta y cinco años, y dos prórrogas de diez y cinco años.

4.2. Contratos

Un contrato petrolero se refiere al documento en que el Estado otorga derechos a una o varias empresas para realizar actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos en una porción del territorio. Estos contratos pueden ser otorgados mediante procesos de licitación, migración de asignaciones a contratos o a empresas con concesiones mineras; sin embargo, el Estado mantiene la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo y la CNH tiene las facultades para la administración técnica de los contratos.

De acuerdo con la CNH, el área contractual se refiere a formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical de dicha superficie hasta la profundidad establecida en el contrato, en que el contratista está autorizado y obligado a llevar a cabo actividades petroleras. No obstante, el contrato no le concede al contratista ningún derecho real sobre el área contractual ni los recursos naturales en el subsuelo, quedando ésta última reducida de conformidad con los términos de los contratos firmados entre el Estado y la compañía contratista correspondiente.

Una característica de los contratos es el no otorgamiento de derechos de propiedad a la compañía contratista, es decir, se establece que los hidrocarburos en el subsuelo son y permanecerán en todo momento propiedad de la Nación. Además, si se encuentran recursos minerales distintos a hidrocarburos durante la exploración y/o explotación, la compañía contratista no tendrá derecho a explotar o utilizar dichos recursos. Siendo así, se debe notificar a la CNH dentro de los quince días consecuentes al descubrimiento.

Los contratos se pueden dividir, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, de la siguiente manera:

- **Licencia.** Es el contrato mediante el cual el Estado otorga, a través de la CNH, al Contratista el derecho de llevar a cabo actividades exploratorias y de

extracción de hidrocarburos bajo costos y riesgos exclusivos, considerando que los hidrocarburos localizados en el área contractual son propiedad del Estado.

La estructura general del modelo de contrato para la exploración y extracción en modalidad de licencia para aguas profundas se muestra en la figura 4.1.

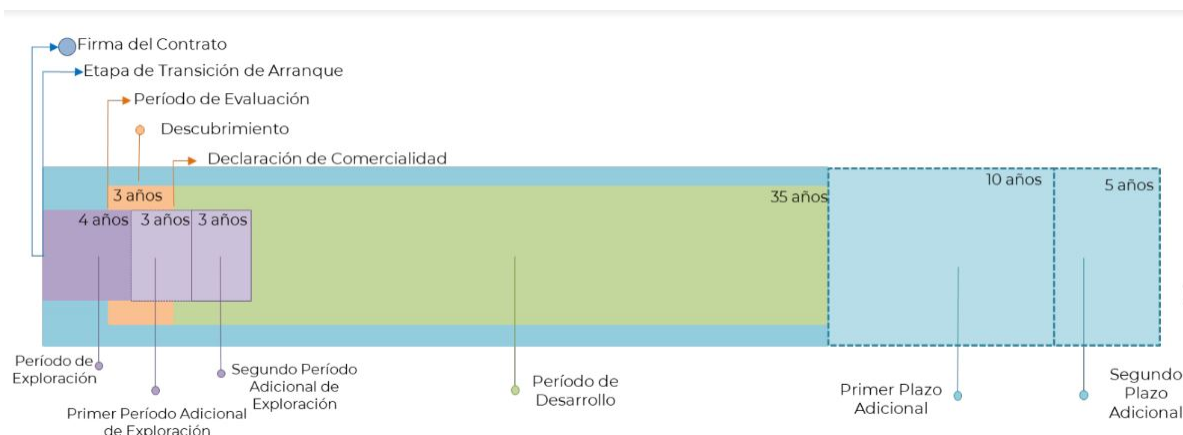


Figura 4.1: Estructura del modelo de contratos para Aguas Profundas. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).

Se caracteriza porque el contratista tiene derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos y será el único responsable en las actividades que se lleven a cabo en el área contractual, por lo que cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología y materiales de financiamiento necesarios para que se lleven a cabo las actividades petroleras de exploración y explotación. Sin embargo, el contratista no tiene derecho a explotar bajo ninguna circunstancia los recursos encontrados en el área de interés si no son hidrocarburos.

A cambio, el Estado recibirá un bono por parte del contratista, el cual lo pagará al Fondo Mexicano del Petróleo, y una regalía, calculada como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes.

- Utilidad compartida.** Se caracteriza por el éxito del proyecto, es decir, la empresa solo recibe pagos e incentivos en caso de éxito en la producción que se obtendrá; de lo contrario, al no haber utilidad, la empresa no recupera el capital invertido.

Por su parte, el gobierno se encarga de la comercialización y es quien recibe la totalidad del recurso económico de la venta de hidrocarburos. A su vez, el Estado recibirá una cuota contractual para la fase exploratoria del contrato, igual a la de los contratos de licencia; una regalía igual a la correspondiente a los contratos de licencia, y una contraprestación que se determinará por la Utilidad Operativa, la cual se calculará mensualmente de acuerdo con el valor de hidrocarburo extraído menos las regalías pagadas al Estado.

De igual manera, el contratista recibirá la recuperación de gastos, inversión y costos que hayan sido reconocidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y el remanente de la Utilidad Operativa, por la parte que no se entregó al Estado.

- **Producción compartida.** De acuerdo con el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, los contratos de producción compartida se definen como sigue:

“[...] se podrán celebrar entre el Estado y particulares o con Empresas Productivas del Estado y considerará el pago para los contratistas en especie. Para los Contratos de Utilidad Compartida el pago a los contratistas corresponderá a una parte de la utilidad obtenida”.

Las contraprestaciones se realizan en especie a favor de la recuperación de los costos y el remanente de utilidad operativa después de cubrir la contraprestación al Estado por la utilidad operativa.

A su vez, el contratista comercializa su parte de la producción y el contrato establecerá dichas contraprestaciones que se entregan en especie al comercializador.

Para los costos, se establece un límite de recuperación en el que los excedentes se pueden recuperar en periodos subsecuentes. El contratista probablemente reconocerá los recursos de la venta de los hidrocarburos que le recuperan sus costos, gastos e inversiones como ingresos por “petróleo de costo” y los recursos de la venta una vez que ha recuperado sus costos como ingresos por “petróleo de utilidad”, por la parte de la producción que le corresponde.

Es importante aclarar que las reservas no se reconocen contablemente en el estado de posición financiera (con algunas excepciones, por ejemplo, cuando se adquieren en una combinación de negocios). Sin embargo, algunas normas contables o reguladores exigen la revelación de las reservas en las notas a los estados financieros.

- **Servicios.** En estos contratos no se presenta riesgos significativos en exploración y evaluación de yacimientos, lo cual implica que no se considerará que el Contratista realice dichas actividades. Por lo consiguiente, éste reconocerá sus ingresos de acuerdo con el grado de avance basado en la confiabilidad de las transacciones que se hayan realizado.

Entre 2015 y 2018 se tuvieron 111 contratos vigentes, de los cuales 107 corresponden a licitaciones y 5, a migraciones. Además, del total de contratos, se tiene que 28 contratos corresponden a Aguas Profundas, mientras que 32 pertenecen a aguas someras y 52, a terrestres.

Según la actividad petrolera, de un total de 140 planes aprobados para contratos petroleros, el 14% pertenece a actividades de exploración; el 4% a evaluación, y el 82% al desarrollo de áreas contractuales, tal como se muestra en la figura 4.2.



Figura 4.2: Planes aprobados para contratos petroleros por actividad. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020).

4.2.1. Contratos adjudicados en las Rondas para Aguas Profundas

Los contratos adjudicados para desarrollar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México tienen puntos en común al establecer las responsabilidades de los contratistas, la vigencia del contrato, así como los periodos adicionales del mismo y para las actividades de exploración.

Asimismo, en los contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, se establece que dentro de las responsabilidades del contratista se encuentra cubrir los costos y provisión de personal, tecnología, materiales y financiamiento para llevar a cabo las actividades petroleras en el área contractual licitada independientemente de darse algún descubrimiento y que éste sea comercial o cumpla con volúmenes suficientes de hidrocarburos para cubrir los costos en que se incurran durante las actividades de exploración y extracción.

Además, debe presentar evaluaciones de impacto social conforme a lo previsto con base en la normatividad correspondiente, por ejemplo, en la Ley de Hidrocarburos; así como presentar la descripción del proyecto, el área de influencia, identificación y caracterización de los pueblos y comunidades que se encuentren dentro de esa área, entre otros aspectos.

El periodo inicial de exploración, de acuerdo con lo estipulado en el contrato, tendrá una duración de hasta cuatro años a partir de la aprobación del plan de exploración. Sin embargo, el contratista puede solicitar un periodo de ampliación para continuar con la exploración hasta tres años, aunque se encuentra sujeto a aprobación de la CNH. No obstante, para solicitar el primer periodo adicional de exploración, el contratista deberá enviar una notificación por escrito con al menos sesenta días previos a la terminación del periodo inicial de exploración.

La solicitud del periodo de aplicación será aprobada a reserva de cumplir con las siguientes condiciones por parte de la empresa contratista, de acuerdo con los contratos publicados en el Portal de la Comisión Nacional de Hidrocarburos:

- El contratista haya cumplido con las unidades de trabajo requeridas para el periodo inicial de exploración.
- El contratista se comprometa a realizar las unidades de trabajo equivalentes a un pozo durante el primer periodo adicional de exploración, en adición a cualquier número de unidades de trabajo comprometidas como incremento en el programa mínimo que no hayan sido ejecutadas previamente.

Respecto a los descubrimientos de hidrocarburos en el área contractual, el contratista deberá informar a la CNH toda la información técnica (calidad, flujo y formaciones geológicas) mediante un reporte y/o análisis de dicha información, así como criterios preliminares sobre la conveniencia de realizar actividades de evaluación de dicho descubrimiento.

Posteriormente, se lleva a cabo el proceso de evaluación del yacimiento o campo petrolero dentro del periodo de exploración mediante un programa de actividades en un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la notificación del descubrimiento.

A más tardar noventa días después de concluir cualquier periodo de evaluación, el contratista deberá informar a la CNH si considera que el descubrimiento es comercial; si es el caso, deberá presentar el plan de desarrollo para el descubrimiento comercial, por lo que se continuarán con las actividades de exploración y reconocimiento para determinar y modelar el sistema petrolero.

Antes de iniciar la perforación de cualquier pozo, el contratista debe obtener permisos y autorizaciones de acuerdo con la normatividad aplicable, siempre que cumpla con términos y condiciones establecidos, así como las especificaciones técnicas requeridas en el plan de exploración, de evaluación o desarrollo presentados previamente.

Asimismo, dentro de las responsabilidades del contratista durante las actividades de perforación es enviar a la CNH los reportes de perforación que se requieran y mantener un registro digital de buena calidad sobre toda la información geológica y geofísica relacionada con el área contractual, del cual posteriormente deberá entregar una copia a la CNH.

Con las Rondas y Licitaciones se establecieron 28 contratos para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, dentro de los que se listan los siguientes:

4.2.1.1. Área Contractual 1 - Cinturón Plegado Perdido

El Contrato N° CNH-R01-L04-A1.CPP/2016 se firmó el 10 de marzo de 2017, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la compañía China Offshore Oil Corporation EP México, S.A.P.I de C.V., con una duración de treinta y cinco años, con opción de dos prórrogas de diez y cinco años, presentando una solicitud de, al menos, dieciocho meses antes de la fecha de terminación del contrato y/o plazo adicional. Dicho contrato se llevó a cabo bajo la Modalidad de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El proyecto se encuentra en exploración, por lo que todavía no se cuenta con producción por hidrocarburos. El contratista ofreció pagar al Estado el 17.01 % de regalía adicional por un área licitada de 1,678 km^2 . Es decir, la cuota exploratoria al Estado corresponde a 59,504 miles de pesos, aún sin considerar regalías pagadas. El monto presupuestado en la inversión privada en el proyecto es de 70, 831 miles de dólares, con inversiones ejercidas de 8,846 miles de dólares.

4.2.1.2. Área Contractual 2 - Cinturón Plegado Perdido

El contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016 se firmó entre la CNH y Exxonmobil Exploración y Producción. Actualmente se tienen dos pozos comprometidos y uno terminado (Etzil-1SON), teniendo como fecha límite para concluir el Programa Mínimo de Trabajo el 23 de marzo de 2022 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

Dentro de los estudios en proceso se tiene la interpretación sísmica, y el análisis estratigráfico y sedimentológico; mientras que el reprocesamiento de sísmica 3D ha sido concluido.

4.2.1.3. Área Contractual 3 - Cinturón Plegado Perdido

En el contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016 se establece que los contratistas son Chevron Energía de México, PEMEX Exploración y Producción, e Inpex EP, cada uno teniendo una participación en el proyecto del 33.33 %.

El área del bloque licitado corresponde a 1687 km^2 y se ubica en la provincia geológica Salina del Bravo, siendo el aceite ligero el hidrocarburo principal. El play de interés corresponde al Neógeno y Paleógeno (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

El reprocesamiento de sísmica 3D WAZ y la interpretación sísmica se encuentra en proceso. No se tienen estudios concluidos ni pozos comprometidos o terminados.

4.2.1.4. Área Contractual 4 - Cinturón Plegado Perdido

El contrato CNH-R01-L04-A4.CPP/2016 se firmó el 10 de marzo de 2017 bajo el tipo de licencia, con duración de treinta y cinco años. El periodo inicial de exploración concluye cuatro años después de la aprobación del Plan de Exploración, con dos periodos adicionales de exploración correspondientes a tres años cada uno. La regalía adicional tiene un valor del 15.01 % y los contratistas son China Offshore Oil Corporation EP Mexico, S.A.P.I. de C.V., con 70 % de participación en el proyecto, y PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., con 30 % de participación.

El área del bloque licitado corresponde a 1,877 km^2 y se ubica en la provincia geológica Salina del Bravo, frente a la costa de Tamaulipas. El hidrocarburo principal es aceite superligero y el play data del Neógeno y Paleógeno (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

Dentro de los estudios en proceso se encuentra la interpretación y reprocesado de datos sísmicos, estudios estratigráficos, y estudios geológicos regionales.

4.2.1.5. Área Contractual 1 - Cuenca Salina

El contrato CNH-R01-L04-A1.CS/2016 fue firmado el 10 de marzo de 2017 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos, BP Exploration Mexico, S.A. de C.V., Equinor

Upstream México, S.A. de C.V., y Total EP México, S.A. de C.V., siendo los dos últimos socios financieros. El contrato completo se puede consultar en el portal de la Administración de Contratos por la CNH.

El área del bloque licitado corresponde a 2381 km^2 , ubicado dentro de la provincia geológica Salina del Istmo, frente a las costas de Veracruz y Tabasco. El aceite ligero el hidrocarburo principal y los plays de interés corresponden al Neógeno y Mesozoico (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

La interpretación sísmica y estudios geológicos se encuentran en proceso, ya que actualmente no se tienen pozos en perforación.

4.2.1.6. Área Contractual Trión

El contrato CNH-A1-TRION/2016 se firmó el 3 de marzo de 2017 entre PEMEX Exploración y Producción, con el 40 % de participación como socio financiero y BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V., como operador con el 60 % de participación en el proyecto.

El bloque se ubica en el Cinturón Plegado Perdido y el área del bloque corresponde a 1285 km^2 . Corresponde a aguas ultraprofundas, ya que el tirante de agua se encuentra entre 2090 y 2570 metros. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y gas asociado, en plays del Eoceno y Cretácico.

El resto de los contratos se puede encontrar en el Portal de las Rondas de México, en donde la CNH publica la información relacionada con la administración técnica y supervisión de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en el país.

4.3. Análisis económico

En los últimos años se ha invertido más en proyectos de exploración y desarrollo de campos petroleros en aguas profundas en el mundo, tal como se muestra en la figura 4.3, al incrementar un 8 % de la tasa compuesta de crecimiento anual o CAGR, por sus siglas en inglés.

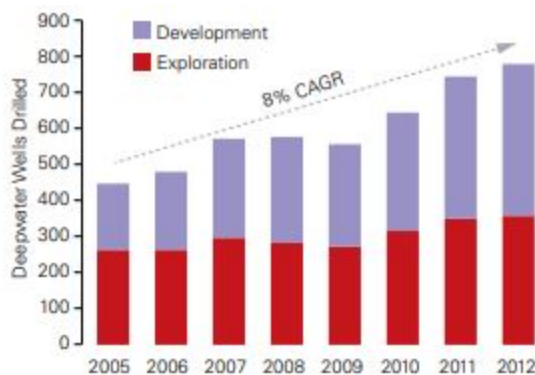


Figura 4.3: Pozos petroleros perforados en aguas profundas a nivel mundial. Fuente: CERA, Douglas Westwood; Analysis Arthur D. Little (2020)

La tasa compuesta de crecimiento anual se refiere a “la tasa de crecimiento anual promedio de una inversión durante un período específico superior a un año” (Wayman, 2019). Representa una de las formas más precisas de calcular y determinar los rendimientos de activos individuales, carteras de inversión o cualquier aspecto que pueda aumentar o disminuir su valor con el tiempo.

En la figura 4.4 se desglosan las inversiones globales en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en campos terrestres, aguas someras y aguas profundas en el periodo de 2011 a 2020. En el 2016, de acuerdo con información encontrada en el análisis presentado por Westwood, en el 2016 se tuvo casi el doble de la inversión para aguas profundas a nivel mundial que en el 2012.

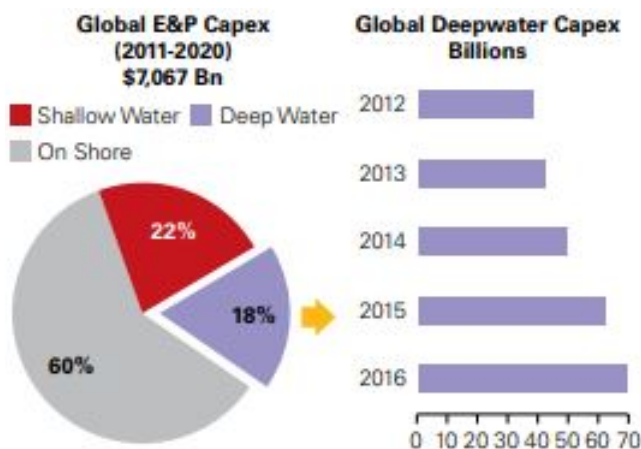


Figura 4.4: Inversiones en proyectos de aguas profundas a nivel internacional. Fuente: IHS CERA, Douglas Westwood; Analysis Arthur D. Little (2020)

Siendo así, se considera que México necesita incursionar en mayor medida en el sector de exploración y producción de aguas profundas en el Golfo de México, ya que es la región en donde se considera que se encuentra el futuro energético de hidrocarburos.

4.3.1. Inversión en proyectos de hidrocarburos localizados en aguas profundas

Dias (2004) presentó un panorama sobre modelos que permiten evaluar las inversiones en proyectos exploratorios y de producción de hidrocarburos.

Declaró que “el precio del petróleo es una variable en casi todos los modelos empíricos y reales, ya que permite que se logre ajustar la producción de acuerdo con las fluctuaciones que se presenten en el mercado”; mientras que los factores técnicos son considerados constantes, ya que pueden obtenerse antes de evaluar la viabilidad del proyecto.

Sin embargo, en el caso de la exploración de hidrocarburos en aguas profundas, se consideran más variables para determinar la flexibilidad o adaptabilidad en proyectos exploratorios. Una de las variables a tomar en cuenta es la información geológica que se ha obtenido sobre el área interés, ya que permite tomar mejores decisiones al evaluar la viabilidad del proyecto.

Considerando las características de los ambientes marinos, el valor de flexibilidad en proyectos para hidrocarburos en aguas profundas es determinado no solamente por la variabilidad en el precio del petróleo, sino también en la incertidumbre de la geología y tecnología que se requiere para llevar a cabo las operaciones de perforación de pozos. Una de las ventajas de contar con información geológica actualizada sobre el área de interés es el incremento del valor económico del proyecto debido a que se reduce la incertidumbre al evaluar el yacimiento petrolero y, con ello, se optimiza la inversión mientras las ganancias son maximizadas.

De acuerdo con Ito (2010), hay dos requisitos en la simulación de factores aleatorios. En primer lugar, el modelo debe ser lo “suficientemente conciso para su uso práctico para representar con precisión las características dinámicas de factores alea-

torios, ya que el propósito de la simulación es construir modelos financieros y realizar el cálculo necesario en lugar de hacer predicciones sobre situaciones futuras”. En segundo lugar, muchos modelos financieros se construyen sobre la base del lema de Ito (2010), el cual es “una identidad utilizada para encontrar el diferencial de una función dependiente del tiempo de un proceso estocástico” (Merton, 1992).

Para la simulación del precio del petróleo, Dixit y Pindyck (1994) establecieron diversos modelos, entre los cuales señalaban que “la geometría del movimiento Browniano debería ser un modelo fundamental”, y que “el modelo de la media inversa podía describir las características estocásticas del precio del petróleo con mayor precisión, ya que el precio de hidrocarburos fluctuaba alrededor del costo de producción, el cual era estable”; sin embargo, la dificultad y el costo en actividades petroleras durante la exploración han incrementado rápidamente con el aumento en la demanda durante las últimas décadas, con lo cual este cambio ha sido reflejado en la fluctuación del precio del petróleo.

Comparado con el modelo de la media invertida, el modelo del movimiento geométrico browniano, es el más apropiado para incorporar los cambios en el precio del petróleo, debido a que está conformado por las características estocásticas del precio del petróleo y los dos requerimientos mencionados anteriormente.

Todas las variables aleatorias en sistemas estocásticos pueden ser descritas a través de modelos estocásticos. De acuerdo con Clapp y Stibolt (1991), “los datos de ingeniería y tecnología siguen una distribución normal y pueden describirse mediante una ecuación diferencial estocástica”. La tecnología utilizada para proyectos de ingeniería cubre una amplia gama de factores con correlaciones entre algunos de ellos, por ello los factores geológicos y tecnológicos se han tomado como un factor integral en simulaciones de proyectos.

Siendo así, el modelo propuesto que permite simular el precio del petróleo queda de la siguiente manera:

$$dP_t = \mu P_t dt + \rho_p P_t dW_t \quad (4.1)$$

donde:

P_t = Precio del petróleo medido en un tiempo t .

W_t = Procedimiento Wiener.

μ y ρ_p son constantes.

Asumiendo un precio inicial P_0 y utilizando la integral estocástica propuesta por Ito (2010) para resolver la ecuación 4.1, se tiene lo siguiente:

$$P_t = P_0 e^{[(\mu - \frac{\rho_p^2}{2})t + \rho_p W_t]} \quad (4.2)$$

Por lo cual, se define un factor de tecnología, utilizada en proyectos geológicos, de una dimensión G , que sigue el movimiento browniano con deriva cero y volatilidad constante, representado en la siguiente ecuación:

$$dG = G \rho_G dW_G \quad (4.3)$$

Donde:

ρ_G = Volatilidad.

dW_G = Incremento estándar de Wiener.

El siguiente paso es realizar la integración de variables para investigar cómo separar los factores tecnológicos inciertos y proporcionar, de esta manera, resultados de evaluación precisos para activos petroleros en aguas profundas.

En la integración de variables se considera que el precio del petróleo, denominado factor P , y la tecnología utilizada en proyectos de geología, llamada factor G , impactan en el valor de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, ya que el factor P se ve afectado por la dinámica del mercado; mientras que en el factor G influyen las condiciones geológicas bajo las que se encuentra el yacimiento de interés.

Para modelar, se establece una serie de hipótesis de acuerdo con la particularidad de los problemas y los objetivos de investigación para realizar simulaciones, con el fin de describir y resolver de mejor manera los problemas que se puedan presentar al establecer un modelo matemático para el proyecto petrolero. Las hipótesis fundamentales en el modelado de opciones reales para proyectos de exploración de petróleo y gas en aguas profundas son las siguientes:

- El precio del petróleo sigue el modelo de movimiento browniano y su rendimiento conveniente es una función del precio del petróleo.
- Las variables tecnológicas geológicas siguen el movimiento browniano.
- El retorno de la inversión r es conocido y constante.
- El costo de reproducción de la cartera de inversiones es insignificante.
- El valor real de las opciones $V(Z, t)$ en forma de variable Z y tiempo t es de segundo orden diferenciable, y sigue el lema de Ito (2010).
- La opción compuesta es perpetua ya que los contratos de exploración de petróleo y gas duran muchos años.

Sin embargo, una de las desventajas que se tienen al establecer modelos matemáticos, que permitan predecir la viabilidad en materia de inversión en los proyectos petroleros de aguas profundas, es la escasa información geológica del yacimiento, por lo cual en ocasiones se utilizan valores empíricos de proyectos análogos para establecer los parámetros que se requieran.

La gestión del valor de la flexibilidad no solo se materializa en la factibilidad de elevar el valor económico de las reservas ajustando la producción a los precios del petróleo, sino también para designar esquemas de exploración de acuerdo con la incertidumbre respecto a la tecnología a utilizar y la información geológica del sitio, especialmente para proyectos de exploración de hidrocarburos en aguas profundas. Por ello, se considera que la tasa de éxito en los proyectos de exploración depende de

muchos factores, tales como la ubicación, las condiciones del yacimiento, los avances tecnológicos en el equipo empleado para la exploración, entre otros.

Por lo cual, se concluye que la aplicación de modelos multifactores reales es más adecuado que el modelo de un factor, ya que el primero proporciona más soporte teórico para tomar decisiones.

4.4. Estudios y permisos ambientales

Perforar más y más profundo significa aumento de las amenazas al medio ambiente, agotamiento de los recursos naturales y potencial negativo (consecuencias) para las actividades humanas que dependen de estos ecosistemas. Los accidentes recientes en plataformas en alta mar han demostrado que los riesgos ambientales de las actividades de perforación en alta mar afectan a todas las regiones del mundo y a todo tipo de empresas. Esta naturaleza transfronteriza de los impactos de estos accidentes ha revitalizado las discusiones sobre la idoneidad del marco regulatorio internacional actual para las actividades de petróleo y gas en alta mar.

Un tema clave que marca la diferencia entre la exploración en las zonas continentales y en aguas profundas es la tasa de producción, ya que en el continente es generalmente más lenta que en aguas profundas, dado que su tamaño suele ser menor. Esto tiene una influencia crítica cuando se trata de posibles derrames de petróleo, ya que los derrames en zonas continentales son mucho más fáciles de corregir porque la cantidad de petróleo derramado es menor.

Además, en alta mar, el agua actúa como un dispersante natural, lo cual dificulta el control de los derrames de hidrocarburos. Estas altas tasas de flujo fueron responsables del rápido aumento de la producción en aguas profundas y, al mismo tiempo, consisten en el mayor factor de riesgo debido a las situaciones de derrames descritas anteriormente. Por ello, es importante crear estrategias de gestión eficaces, dirigidas a minimizar los riesgos de daños ambientales significativos, mediante la regulación del desarrollo del sector energético y medidas temporales durante los periodos de reproducción de especies marinas protegidas.

Si bien la gestión de los recursos naturales es, indudablemente, un desafío mayor en materia de aguas profundas, la inclusión de estas herramientas, medidas y recomendaciones de conservación contribuyen a la solidificación de estrategias de gestión ambiental para la exploración y extracción de petróleo y gas en aguas profundas.

Dentro del sector mexicano de exploración y producción, se han creado medidas para fortalecer la planeación y desarrollo de la industria petrolera, las cuales permiten a las compañías exploratorias cumplir con elementos técnicos, financieros, de seguridad y de protección ambiental.

Desde la creación de la CNH en el 2008, muchas regulaciones que fueron aplicables solamente para PEMEX se empezaron a todas las operaciones de exploración y producción en México.

La CNH ha emitido regulaciones técnicas referentes a lo siguiente:

1. Disposiciones técnicas para reducir la ventilación y la quema de gas natural (ahora relacionadas con la utilización de gas natural).
2. Lineamientos técnicos que designan los proyectos exploratorios y de producción de hidrocarburos.
3. Pautas que rigen el procedimiento de reporte de reservorios de hidrocarburos.
4. Aspectos administrativos en seguridad industrial para la exploración y producción en aguas profundas.
5. Metodología para clasificar, medir y monitorear recursos prospectivos.
6. Estructura legal y procedimientos para autorizar la ejecución de asociaciones y lineamientos para supervisar cada comité financiero, operacional o cooperativo interno.
7. Requerimientos y procedimientos para utilizar información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y geoquímica obtenida de las Áreas de Reconocimiento y Exploración Superficiales (ARES) y de actividades de exploración y producción.

Todas las regulaciones emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos son creadas bajo los procedimientos en los que expertos en el tema preparan propuestas de acuerdo con las mejores prácticas llevadas a cabo en la industria. Estas propuestas se presentan posteriormente para que sean revisadas por un consejo asesor externo, compuesto por especialistas de diferentes asociaciones, universidades e instituciones relacionadas con el tema, a fin de difundir sus perspectivas y puntos de vista sobre dichas propuestas. Una vez que se tienen en cuenta las recomendaciones de la junta asesora externa, las regulaciones se ajustan y se envían a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), donde cualquier persona interesada puede proporcionar recomendaciones que sean relevantes y, de esa manera, contribuir a un proceso regulatorio más eficiente e integral.

Como cualquier actividad, se requiere un monitoreo continuo para lograr que las regulaciones sean aun más efectivas. En México, la mayoría de las regulaciones y disposiciones legales de petróleo y gas se han modificado durante la implementación de la Reforma Energética. Esto crea un mercado más eficiente y consolidado, por lo que se asegura que la inversión privada se incremente rápidamente y, siendo así, la industria experimente una pronta recuperación después de la crisis energética por el colapso internacional del precio del petróleo que tuvo lugar en el 2014.

A la inversa, los operadores del departamento de Exploración y Producción de PEMEX están buscando mejorar sus eficiencias administrativas y operativas y, por lo tanto, mejorar sus márgenes de ganancia que les permitirán continuar invirtiendo en proyectos tan intensivos en capital. No obstante, es importante reconocer que los reguladores mexicanos también están trabajando para respaldar e incentivar actividades relacionadas con el petróleo y el gas más eficientes y apropiadas, al monitorear y comparar cada proceso de cumplimiento con las mejores prácticas internacionales, principalmente con respecto a temas de seguridad y ambientales para el país, que permitirá una industria sostenible de petróleo y gas para México.

4.4.1. Regulaciones en México

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) emitió el 05 de diciembre de 2016 una serie de disposiciones administrativas con el propósito de establecer los lineamientos en materia de Protección al Medio Ambiente, Seguridad Industrial y Seguridad Operativa para llevar a cabo actividades exploratorias y extractivas de hidrocarburos en aguas profundas, y de esta manera, identificar peligros y analizar los riesgos inherentes en estas actividades, adoptando políticas de prevención de impactos y reducción de riesgos que puedan afectar la integridad del personal, el medio ambiente y las instalaciones.

Dichas disposiciones fueron construidas bajo el principio de regulación basada en riesgo, considerando como base las prácticas y estándares internacionales establecidos por países como Canadá, Noruega, Estados Unidos, Brasil, Reino Unido, entre otros. Para garantizar la protección al medio ambiente, se debe contar con un mecanismo para detectar la presencia de especies protegidas a través de un equipo observador de especies protegidas, especialmente en zonas de exclusión y ecosistemas frágiles.

La Línea Base Ambiental (LBA) son las condiciones ambientales en las que se encuentran los ecosistemas, hábitats, elementos y recursos naturales y su interacción existente previamente a la ejecución de actividades exploratorias y extracción de hidrocarburos, tomando en cuenta a la normatividad correspondiente, tales como las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, aplicación de estudios, especificaciones, entre otros.

Además, de acuerdo con la Guía para la Elaboración de la Línea Base Ambiental previo al inicio de actividades marinas de exploración y extracción de hidrocarburos, publicada por la ASEA en coordinación con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT, 2020), se deben considerar los siguientes parámetros:

- **Diseño del muestreo.** Dependerá del tamaño del área de interés, así como el alcance y objetivos avalados por la ASEA. Se basa en el tipo de muestreo que se va a realizar, asegurando la homogeneidad y representatividad del número de muestra, la red de estaciones de muestreo que permita una resolución adecuada

para las propiedades fisicoquímicas y petrofísicas del área de interés.

- **Geología y Geomorfología.** Caracterización geológica del área contractual mediante la descripción del área de estudio anexando mapas geológicos y geomorfológicos a diferentes escalas, así como la susceptibilidad de la zona a la sismicidad u otros movimientos del macizo rocoso.
- **Clima y meteorología.** Basado en datos obtenidos en estaciones meteorológicas cercanas, tales como: temperatura superficial, temperatura media anual y mensual, precipitaciones medias anuales y mensuales, humedad relativa, evaporación media anual, presión atmosférica, vientos dominantes y con velocidad y dirección, corrientes marinas, oleaje, nubosidad promedio anual y eventos meteorológicos (huracanes, tormentas y depresiones tropicales, entre otros).
- **Muestras de sedimento marino.** Mediante análisis químicos y físicos se determinan las siguientes características del sedimento:
 - Materia Orgánica Total (MOT).
 - Granulometría.
 - Textura sedimentaria
 - Carbono Orgánico Total (COT).
 - Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC).
 - Composición Isotópica de Carbono (CIC) (extracto de hidrocarburo del sedimento).
 - Composición Isotópica de Nitrógeno (CIN) (extracto de hidrocarburo del sedimento).
 - Potencial Redox.

De igual manera, si se presenta alguna anomalía y se requiere determinar que el sitio está contaminado, los análisis y pruebas a realizar son las siguientes:

- Hidrocarburos monoaromáticos (BTEX: Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)
 - Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP) no sustituidos y tampoco alquilados (mínimo los 16 analitos considerados como contaminantes prioritarios según la USEPA).
 - Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP).
 - Imágenes del perfil de sedimentos (SPI, Sediment Profile Imaging por sus siglas en inglés).
 - Indicadores y biomarcadores geoquímicos del petróleo, tales como C17:Pristano, C18:Fitano, Índice de Carbono Preferencial, entre otros.
 - Metales como Arsénico, Hierro, Zinc total, Cadmio, Plomo, Cobre, Cromo Total, Mercurio, Cobalto, Vanadio, Níquel, Bario, Manganeso, Selenio, Estaño y Aluminio.
- **Monitoreo de la calidad del aire en la zona marina.** Para este apartado se requiere identificar las actividades y/o infraestructura emisoras de contaminantes dentro del Área de Estudio, presentando un inventario de emisiones de contaminantes. Los más comunes son:
- Dióxido de azufre (SO_2)
 - Óxido nitroso (NO)
 - Dióxido de nitrógeno (NO_2)
 - Óxidos de nitrógeno (NO_x)
 - Ozono (O_3)
 - Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP)
 - Hidrocarburos aromáticos policíclicos o polinucleares (HAP)

- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO_2)
- Carbono negro
- Partículas Suspendidas Totales menores a 10 micrómetros (PM_{10})
- Partículas Suspendidas Totales menores a 2.5 micrómetros ($PM_{2.5}$)

En caso de que existan fuentes emisoras de contaminantes, es necesario realizar el monitoreo en sitio, así como modelos de dispersión de contaminantes.

- **Medio biótico marino.** Caracterización de la biota marina de acuerdo con la identificación, distribución, diversidad y abundancia de las especies de las comunidades biológicas que componen el ecosistema marino del Área de Estudio, destacando aquellas especies que se encuentren en alguna categoría de riesgo, de acuerdo con la norma NOM-059-SEMARNAT-2010.
- **Luz y Ruido.** Identificación de actividades en el área de interés que puedan generar ruido, así como fuentes artificiales de iluminación intensa que afecten la fauna de los ecosistemas.
- **Áreas sensibles.** Localización y descripción de áreas sensibles, tales como arrecifes, Áreas Naturales Protegidas, zonas de reserva ecológica, entre otras.

La identificación del daño ambiental se lleva a cabo mediante metodologías que analizan el área de estudio, los componentes y factores (ver tabla 4.1) que resulten con una afectación significativa por parte de alguna actividad relacionada con el sector energético que haya sido desarrollada anteriormente.

Componentes	Factores	Conclusión del diagnóstico
Columna de agua	Calidad del agua	Modificación de los valores que determinan calidad del agua. Presencia de contaminación por metales que rebasen los Límites Máximos Permisibles (LMP).
Sedimento	Calidad y perfil de sedimento	LMP rebasados para metales relacionados con la actividad petrolera. Presencia de compuestos de hidrocarburos en sedimento derivados de actividades antropogénicas. Modificación del perfil del sedimento por depósitos de materiales y deterioro de la estructura sedimentaria de sus procesos biológicos.
Biota marina	Especies protegidas	Afectación a especies protegidas por modificación de las condiciones naturales de su hábitat. Deterioro de los índices de abundancia, riqueza, equitatividad de especies de infauna macro bentónica. Presencia de metales pesados o HAP en peces bentónicos en cantidades anormales.
Ruido	Actividades generadoras	Actividades que emiten ruido por arriba de los niveles de exposición aceptable para organismos.
Aire	Calidad del aire	Presencia de contaminantes por arriba de los LMP.

Tabla 4.1: Componentes y Factores ambientales, que considera los parámetros estipulados en la Guía para la Elaboración de la Línea Base Ambiental. Fuente: SEMARNAT y ASEA (2016).

La CNH identificará la infraestructura existente del Sector Hidrocarburos que pudiera encontrarse dentro del Área de Estudio, determinando las condiciones físicas y de operación en las que se encuentra, realizando la investigación y análisis bajo técnicas o métodos debidamente documentados y justificados para determinar daños existentes en dicha infraestructura.

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente emitirá la procedencia de ejecución de la Línea Base Ambiental en un plazo de quince días naturales a partir de la presentación de la propuesta de Línea Base Ambiental (ver figura 4.5), siempre y cuando la misma no hubiese requerido información complementaria.

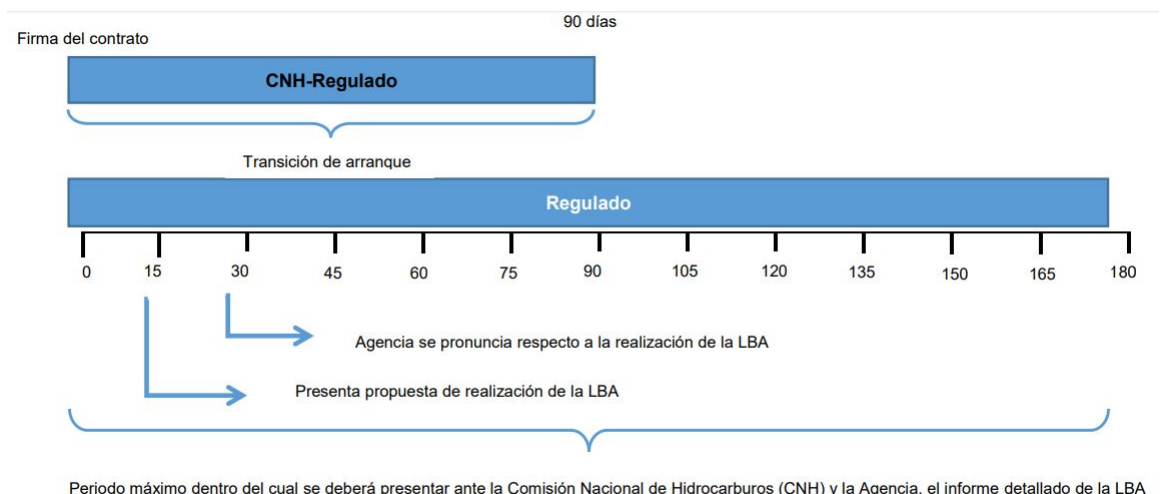


Figura 4.5: Proceso de gestión con los plazos para elaborar la Línea Base Ambiental. Fuente: SEMARNAT y ASEA (2016).

Capítulo 5

Retos técnicos y riesgos

Durante los últimos años la industria petrolera está impulsando las actividades exploratorias en tirantes de agua cada vez mayores, debido al incremento de la demanda mundial, lo cual implica un mayor reto en materia de seguridad y riesgos operativos.

Dada la complejidad de la exploración en aguas profundas y los retos que implica dicha actividad por las condiciones ambientales y geológicas que se deben enfrentar, es necesario tener en consideración regulaciones y protocolos para llevar a cabo las actividades de exploración. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado tecnologías que permitan la perforación de pozos de manera segura; sin embargo, tal como ocurrió con Macondo, también se debe considerar la toma de decisiones por parte de los operadores y personal a cargo de las actividades de perforación.

La transición en la exploración de aguas someras hacia aguas profundas se ha dado por el descubrimiento de numerosas reservas localizadas en tirantes de agua mayores a 500 m, gracias a los avances tecnológicos que permiten que la producción de hidrocarburos se lleve a cabo en esas zonas. No obstante, las técnicas de exploración de hidrocarburos para aguas profundas se encuentra en continua evolución, ya que el nivel de incertidumbre es mucho mayor a diferencia de las operaciones realizadas en campos petroleros terrestres o de aguas someras.

5.1. Geomecánica

Los estudios geomecánicos tienen como propósito caracterizar las propiedades mecánicas de las rocas, así como calcular la presión de poro y los esfuerzos in situ, basados en los resultados obtenidos por los pozos de exploración, dado que las actividades de perforación modifican las condiciones de presión y esfuerzos en las que se encuentra el yacimiento. Además, con los resultados obtenidos de dichos estudios se pueden elaborar modelos que permitan ser utilizados como una fuente de datos de los esfuerzos para las etapas de planeación del pozo, cuyo objetivo es mantener la estabilidad del pozo y el rumbo de perforación óptimo; terminación de pozos y tratamiento de estimulación de formaciones para fracturamiento hidráulico; mantenimiento de la presión y inyección de fluidos; y la integridad del pozo para el diseño de pozos que den cabida a la compactación, y a la subsidencia a medida que se hace producir el pozo (Cook et al., 2007).

El hecho de no considerar la importancia de estudios geomecánicos en proyectos de exploración petrolera puede implicar graves consecuencias ante cambios en los esfuerzos, tales como la inestabilidad del pozo, pérdidas excesivas en el lodo de perforación, compactación del yacimiento, reactivación de fallas y pérdida del pozo por derrumbe.

5.1.1. Esfuerzos en el subsuelo

Los esfuerzos que actúan en una formación pueden variar dependiendo de la magnitud, dirección y origen de estos. Naturalmente, los esfuerzos verticales se consideran como los principales dada la presión de sobrecarga de los paquetes de roca que sobreyacen al yacimiento; mientras que los esfuerzos horizontales también cuentan con un componente vertical dictado por la gravedad, el cual puede ser influenciado por la tectónica, efectos térmicos y la geometría del yacimiento. No obstante, de acuerdo con Cook et al., (2007), factores como la litología, presión de poro y temperatura pueden modificar la magnitud y orientación de esfuerzos ejercidos en el macizo rocoso.

Los esfuerzos, que son una medida de las fuerzas que actúan en un área determinada, tiene una componente normal y cortante. El esfuerzo normal es aquel que se aplica de manera perpendicular a un plano o a una superficie rocosa; mientras que el esfuerzo cortante es aplicado a lo largo de la cara del plano. Matemáticamente, hay una orientación de los ejes ortogonales que definen la dirección por la cual el esfuerzo cortante es cero, la cual define los principales ejes del esfuerzo.

Los ejes ortogonales principales con frecuencia se asumen que se encuentran vertical y horizontalmente orientados en un bloque matricial (ver figura 5.1), en la cual σ_V corresponde al esfuerzo vertical o principal, y σ_H es el esfuerzo horizontal; sin embargo, no siempre sucede de esta manera. La magnitud y orientación de los esfuerzos en la corteza terrestre pueden cambiar dependiendo del echado estructural, con la presencia de fallas o diapiros, o con otras estructuras complejas presentes en la formación.

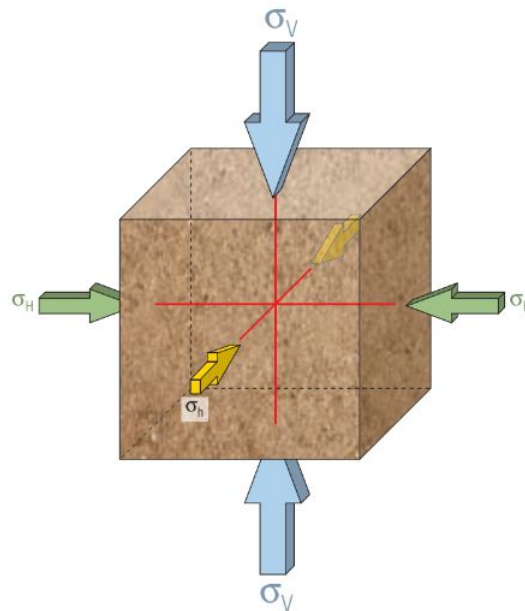


Figura 5.1: Bloque matricial en el que se pueden identificar los esfuerzos presentes a lo largo de los ejes ortogonales. Fuente: Cook, et al., (2007).

En el planeta los tres componentes de los esfuerzos se encuentran en interacción, por lo que cualquier cambio en la dirección de alguno de ellos estará acompañado por modificaciones en los demás componentes del esfuerzo.

Por ejemplo, cuando se produce el depósito continuo en cuencas sedimentarias, se tienen esfuerzos verticales de sobrecarga que pueden cambiar a los esfuerzos horizontales, dependiendo del grado de deformación lateral de los macizos rocosos.

La respuesta ante los esfuerzos es generalmente gobernada por la presencia de formaciones adyacentes que permitan el confinamiento de estas, así como las propiedades geomecánicas de las rocas, tales como la litología, porosidad, compactación, profundidad de sepultamiento o la anisotropía presente en las formaciones. Asimismo, también se pueden producir cambios en el volumen y forma del macizo rocoso, dependiendo si la deformación es reversible, permanente o plástica.

De acuerdo con Scott (2007), el tipo de deformación se encuentra dominado por la relación producida de los cambios entre el esfuerzo máximo y mínimo, tal como se observa en la figura 5.2, denominada trayectoria de esfuerzos (K).

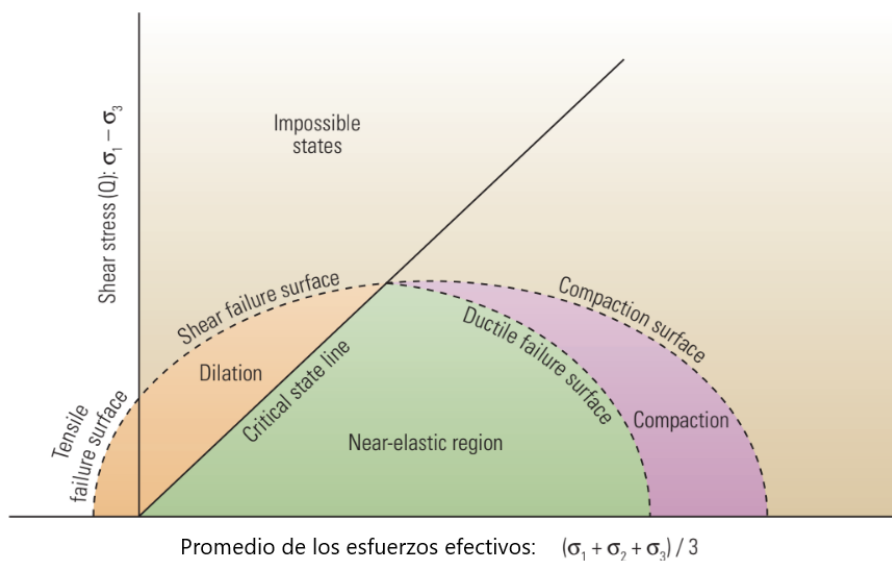


Figura 5.2: Diagrama P'-Q (Distorsión y cizalla). Fuente: Scott, T., (2007)

El tipo de distorsión y/o falla pueden ser representados por esfuerzos de cizalla (Q) y el promedio de los esfuerzos efectivos (P'); por lo que, de acuerdo con dicha relación, mientras menor sea el valor de P' y mayor el valor de Q, las fallas en el macizo rocoso se localizan a lo largo del plano orientado de acuerdo con el ángulo de los principales ejes de los esfuerzos. De igual manera, a mayor P' y menor Q, las rocas pueden tender a la compactación o reducción de porosidad.

La trayectoria de esfuerzos se define como el radio de cambio en el esfuerzo efectivo mínimo horizontal al cambio en el esfuerzo efectivo vertical o de sobrecarga, siendo el esfuerzo de condiciones iniciales en el yacimiento durante la reducción de la presión del fluido. Matemáticamente, se expresa de la siguiente manera:

$$K = \Delta\sigma_3/\Delta\sigma_1 \quad (5.1)$$

La temperatura también es considerada un factor que puede afectar el régimen de esfuerzos debido al gradiente de temperatura, lo cual ocasionará la transferencia de calor entre el fluido de perforación y las secuencias rocosas del yacimiento al perforar un pozo; no obstante, dependerá de la conductividad termal de las rocas. La variación de la temperatura genera grandes gradientes de tensión que pueden causar fracturas, fallas y/o realineamiento de esfuerzos en el macizo rocoso. Debido a que la expansión térmica del agua en el espacio de los poros es mucho mayor que en la matriz de roca, tal como lo expresan Choi y Tan (1998), “el calor transferido a una formación por el fluido de perforación generará mayor expansión en el volumen del fluido localizado en los poros y, por consecuencia, la presión de poro incrementará”.

Se considera importante mantener la densidad de los fluidos de perforación para permitir la estabilidad del agujero, ya que la reducción del soporte efectivo del lodo se encuentra asociada con el incremento en la presión de poro.

Los esfuerzos y la presión de poro también pueden ser afectados por la interacción roca – fluido de perforación. Por ejemplo, las lutitas tienden a hidratarse al estar en contacto con fluidos acuosos, por lo que se utilizan fluidos de perforación base aceite con el propósito de evitar la saturación e interacción química con cierto tipo de rocas, lo cual conllevaría a la inestabilidad del pozo perforado.

Los problemas más comunes que se pueden dar durante la perforación relacionados con la geomecánica incluyen la inestabilidad del pozo y el fracturamiento de la formación. Para evitar reventones en el pozo a causa de sobrepresiones, los operadores de perforación calculan la densidad del pozo de acuerdo con las geopresiones en el agujero.

Con la extracción de fluidos del yacimiento durante la producción de hidrocarburos, la presión de sobrecarga soportada por la presión de poro de los fluidos debe transferirse a la estructura de roca, rodeando el espacio de los poros, lo cual puede tener como resultado un cambio en la presión de poro o diversos grados de deformación o fallamiento, “evidenciado por el deslizamiento y la rotación de los granos, la deformación plástica, el fracturamiento del cementante en los contactos entre granos o la reactivación de fracturas existentes” (Sayers y Schutjens, 2007).

Como resultado, los operadores han tenido que lidiar con problemas de hundimiento de la superficie, deformación o cizallamiento en el pozo u ondulación de los componentes de terminación de pozos. Otros efectos van desde la reducción de la porosidad y la permeabilidad hasta la reactivación de fallas, fracturamiento de la formación o la pérdida de la roca sello en el yacimiento.

Los efectos de la geomecánica son especialmente pronunciados en las operaciones de almacenamiento de gas, donde el proceso cíclico de inyección y extracción de gas desde o hacia un depósito provoca cambios en la presión de los fluidos dentro de los espacios porosos del yacimiento. Estas presiones amortiguan las tensiones que actúan sobre la masa rocosa, pero pueden incrementar o disminuir con la inyección y la extracción de hidrocarburos o fluidos.

Los cambios en el esfuerzo impuestos en un horizonte de producción pueden desequilibrar la roca con su entorno. El resultado es una transferencia de tensión correspondiente entre el depósito de agotamiento o el intervalo de inyección y la roca que rodea el yacimiento. Las deformaciones de roca resultantes pueden comprometer la integridad de las terminaciones existentes dentro del yacimiento y la sobrecarga.

La importancia de los cambios de estrés inducidos por la producción y su potencial para influir negativamente en las operaciones de campo, la producción y la economía dependerán de las propiedades mecánicas de las rocas, fracturas naturales y fallas.

Los efectos de la Geomecánica son aplicados especialmente en operaciones de almacenamiento de gas, en las cuales los procesos cíclicos de inyección y/o extracción de gas en un yacimiento petrolero provoca cambios en la presión del fluido que se encuentra dentro de los poros del macizo rocoso. Según Cook et al. (2007), dichas

presiones “mitigan los esfuerzos actuantes en el macizo rocoso, por lo que las presiones incrementan o disminuyen con la inyección o extracción de hidrocarburos”.

Sin embargo, los esfuerzos de sobrecarga pueden permanecer constantes durante estas operaciones, los esfuerzos horizontales totales actuantes sobre el yacimiento pueden variar con las presiones, aunque tienden a decrecer si se extrae gas del yacimiento, por lo que se recurre a utilizar técnicas que permitan mantener o incrementar las presiones dentro del yacimiento, tales como la recuperación mejorada.

Si los esfuerzos inducidos exceden los límites elásticos de la roca, propiedades como la porosidad y la permeabilidad pueden ser reducidos permanentemente, lo cual disminuye la capacidad de almacenamiento general. Además, las fallas cercanas pueden ser reactivadas por el desequilibrio isostático causados por cambios en los esfuerzos, según Cook, Fuller y Marsden (2001).

5.2. Perforación

La perforación es una de las actividades más importantes para el desarrollo de campos petroleros, dado que es el medio por el cual el yacimiento es conectado a la superficie y proporciona información sobre el subsuelo.

Una clasificación para definir el tipo de pozo que se va a perforar depende del objetivo del pozo (Lahee, 1962); es decir, si se trata de un pozo exploratorio, el principal objetivo será “establecer la presencia de hidrocarburos mediante la obtención de la mayor cantidad de información al menor costo. Los datos geológicos tomados de los recortes, núcleos y registros son los objetivos de estos pozos”.

En cambio, si se trata de un pozo de evaluación, su principal objetivo es determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y el tipo de producción de la mayoría de los pozos. Permiten, a su vez, mejorar la calidad de la información para permitir predecir la producción del yacimiento a lo largo de la vida del campo petrolero.

Los pozos de desarrollo tienen como propósito principal poner en producción al campo petrolero. Se subdividen, a su vez, en:

- Pozo de producción. Permiten optimizar la productividad del pozo.
- Pozo de inyección. Su objetivo es mantener la presión del yacimiento, aunque también se pueden utilizar para eliminar fluidos no deseados.
- Pozo de observación. Se emplean para completar y monitorear al yacimiento petrolero.

Desde una perspectiva general, los objetivos primordiales para cada uno de los equipos de trabajo que operan en actividades petroleras en aguas profundas está la máxima productividad y optimización de tiempo y recursos económicos, por lo que se espera que la maximización de la seguridad sea una parte integral en el proyecto.

Cuando se habla de perforación, se debe considerar que al incrementar la profundidad se incrementan los problemas o riesgos ya que hay variables como la presión de poro y la presión de fractura que tienen otro comportamiento, aunado a esto se deben considerar las dificultades inherentes al trabajo Off shore como son las corrientes marinas, los cambios de temperatura y la operación remota.

Cada riesgo dentro de una actividad es considerado dentro del parámetro de La probabilidad de ocurrencia del riesgo (P_{occ}) y las consecuencias de la operación si el riesgo ocurre (tolerancia); es decir, la probabilidad de ocurrencia que puede ser considerada como aceptable para ese riesgo.

5.2.1. Tipos de plataformas de perforación

Cuando se diseña un pozo, ciertos aspectos del diseño pueden asumir un tipo particular de plataforma de perforación, por lo que generalmente se consideran aquellas que son posicionadas de manera dinámica. Por lo cual, la posibilidad que un tipo diferente de plataforma pueda ser utilizada durante las etapas de vida de un pozo debe ser considerada durante el proceso de diseño del pozo.

La clasificación de la profundidad del agua de las plataformas de aguas profundas está limitada en última instancia por la capacidad instalada de carga de tensión del elevador marino y/o la capacidad del sistema de amarre. La carga impuesta en la plataforma por el elevador marino depende del departamento de agua, la flotabilidad del elevador marino utilizada, las condiciones ambientales y el peso máximo del lodo requerido.

El tipo de plataforma que se utilizará para llevar a cabo las actividades exploratorias depende de la profundidad tirante de agua, el cual se define como la distancia que existe desde la superficie hasta el lecho marino.

Las ventajas de las plataformas fijas son su alta estabilidad y capacidad de carga, así como sus bajos movimientos ante las acciones meteorológicas y oceanográficas del viento, oleaje, corrientes marinas y mareas. No obstante, en aguas profundas es recomendable utilizar plataformas flotantes, ya que no es posible costear la construcción e instalación de plataformas fijas con subestructuras tan pesadas y largas para apoyarse en el fondo marino (Barranco-Cicilia, F., 2012).

Las técnicas y equipos para perforar en altamar y en tierra son similares; sin embargo, la principal diferencia consiste en el arreglo de la plataforma y el equipo, así como la adaptación de los requerimientos para llevar a cabo las actividades perforatorias dadas las condiciones ambientales extremas que implica la perforación con tirantes de agua más profundos. Estas consideraciones se traducen en costos mayores, lo cual conlleva a una mayor inversión para proveer las facilidades y equipos para el desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas.

Las plataformas flotantes no se encuentran ancladas al fondo oceánico, sino que poseen un posicionamiento automático por GPS, por lo que están sujetas al movimiento de las olas.

5.2.1.1. Plataformas Semisumergibles

Se definen como “embarcaciones especializadas que se encuentran sumergidas parcialmente, del 70 al 85 % de su estructura, en el agua” (Sharma et al., 2010).

Consisten en plataformas triangulares, rectangulares o pentagonales, conectadas con cascos sumergidos mediante grandes columnas, cuya cantidad varía entre 3 y 8, dependiendo de la forma del buque. Se mantienen verticales sobre el sitio dado el sistema de posicionamiento dinámico que poseen. La sarta de perforación se localiza en el centro de la plataforma, en donde el movimiento de las olas es mínimo.

La ventaja de estas plataformas es la perforación de pozos a diferentes profundidades de tirantes de agua, yendo desde los 300 m hasta los 1000 m, mientras que otras plataformas semisumergibles pueden operar a profundidades cercanas a 3,700 m.

Las plataformas semisumergibles se han desarrollado en seis generaciones de acuerdo con el desarrollo del diseño y la tecnología que presentan, tal como se muestra en la tabla 5.1. Los primeros tres tipos no son tan complejos, carecen de tecnología y su diseño no presenta una calidad muy buena, por lo que poseen un nivel de producción bajo.

Generación	Periodo de diseño	Profundidad (m)
Primera	Antes de 1971	<250
Segunda	1971 - 1980	300 - 450
Tercera	1980 - 1984	800
Cuarta	1984 - 1998	1700
Quinta	1998 - 2005	2000 - 3050
Sexta	Después de 2015	3050 - 3600

Tabla 5.1: Generaciones de plataformas agrupadas por periodo de diseño y profundidad en el tirante de agua. Modificado de: Medina-Rodríguez (2014).

El uso de la perforación de pozos en aguas profundas se debe al hecho que grandes cantidades de petróleo se encuentran en alta mar. Sin embargo, dadas las condiciones ambientales extremas en operaciones marinas profundas, la perforación se convierte en un reto, por lo que las compañías petroleras buscan disminuir el riesgo que implica desarrollar los campos petroleros localizados en aguas profundas y ultraprofundas al introducir sistemas y plataformas de perforación más seguros que permitan resistir las condiciones extremas que se presentan en profundidades mayores, tales como altos gradientes de presión y temperatura.

5.2.2. Pozos exploratorios

La perforación de pozos exploratorios enfrenta más retos debido a que, a pesar de tener información del subsuelo mediante prospecciones sísmicas, la incertidumbre es alta. Siendo así, pueden existir anomalías, tales como formaciones con presiones anormales, que no se reflejen en los perfiles sísmicos, por lo que al perforar, se deben tener en cuenta los indicadores directos de brotes para evitar descontroles y mantener la presión sobre balance en el pozo, es decir, que la presión hidrostática de la columna de lodo sea mayor que la presión de poro (Sabido Alcántara, 2019).

Los brotes se definen como manifestaciones de circulación de fluidos de la formación al pozo cuando la presión de formación excede la presión hidrostática ejercida por el lodo y pueden ocurrir al estar perforando, al no tener tubería dentro del pozo, al sacar o introducir herramientas, tuberías de perforación o revestimiento (Sabido Alcántara, 2019). Dentro de las causas se encuentran las siguientes:

- Densidad insuficiente del lodo.
- Llenado insuficiente durante los viajes.
- Sondeo del pozo al extraer la tubería rápidamente.
- Contaminación del lodo.
- Pérdidas de circulación.
- Presión anormal de la formación.

Los indicadores para reconocer cuando se está dando un brote se clasifican en definidos e indefinidos. Los primeros se dividen en:

- Aumento de volumen en presas.
- Incremento en el gasto de salida.
- Flujo sin circulación.
- Decremento o desplazamiento del lodo durante los viajes.

Mientras que dentro de los indicadores de brotes indefinidos se encuentran:

- Incremento en la velocidad de perforación.
- Aumento en el peso de la sarta de perforación.
- Disminución de la presión de bombeo e incremento de emboladas.

A pesar de los retos técnicos y riesgos que implica realizar operaciones de exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas, en los últimos años se han impulsado estas actividades en el Golfo de México para tirantes de agua cada vez mayores, lo cual indica una futura producción de hidrocarburos localizados en dichos campos petroleros.

A partir del descontrol que se produjo en el pozo Macondo, ubicado en el Golfo de México, la industria petrolera ha desarrollado políticas de seguridad para evitar desastres futuros cuando se lleven a cabo actividades exploratorias en aguas profundas y ultraprofundas, ya que antes no se contaban con regulaciones que aseguraran las operaciones en tirantes de agua mayores a 500 m.

5.2.2.1. Caso Macondo

El pozo Macondo se ubicaba en el Golfo de México, aproximadamente a 80 kilómetros de la costa de Louisiana, en Estados Unidos, y era un pozo exploratorio, cuyo objetivo era confirmar la presencia de hidrocarburos y mapear las estructuras asociadas al yacimiento. Originalmente, se consideró perforar hasta 5,989 m de profundidad.

De acuerdo con los reportes de investigación de BP (BP, 2010), el rango de la ventana operativa entre la presión de poro y el gradiente de fractura de la formación era mínimo, por lo que el riesgo de perforación era alto. Durante marzo y abril de 2010, el equipo de perforación de la plataforma “Deepwater Horizon” se percató de la presencia de brotes y pérdida de circulación mientras perforaban a profundidades mayores a 5000 m.

Una vez que se llegó al horizonte deseado, el pozo exploratorio pasaría a utilizarse como un pozo de producción. Siendo así, se iba a cementar con tubería de revestimiento; sin embargo, durante las pruebas de cementación e integridad del pozo se encontraron anomalías cerca del fondo del pozo (5521 m), que no fueron reportadas por el equipo de perforación. Además, se llevaron a cabo también pruebas de presión negativa, las cuales son consideradas “técnicas estándar para establecer la integridad del pozo, cuyos resultados fueron reportados como exitosos, a pesar de ser confusos e inconclusos” (BP, 2010).

De acuerdo con el reporte publicado por McNutt et al. (2011), “se presentó un descontrol que terminó en la explosión de la plataforma petrolera y la muerte de once trabajadores, así como el derrame de aproximadamente 5 millones de barriles en el Golfo de México”.

Las investigaciones posteriores a la catástrofe de Macondo llegaron a la conclusión que los factores que desencadenaron este hecho fueron de índole ingenieril, errores en las pruebas de integridad del pozo, protocolos de mantenimiento y regulación, capacitación y certificación del personal, así como fallas operacionales.

Por ejemplo, la decisión tomada días antes de continuar con la circulación del lodo de perforación a pesar de las fallas que se encontraron en las pruebas de cementación e integridad del pozo fue un factor determinante, considerando el reducido rango entre la presión de poro y el gradiente de fractura de la formación. Además, el hecho que el rango de la ventana operativa fuera muy variable conforme se iba perforando, implicaba un reto para la operación, ya que no se proporcionaron márgenes de seguridad adecuados para el revestimiento y cementación del pozo.

Otro factor importante fue que el descontrol se notó cincuenta minutos después de que empezó, por lo que todos los intentos de recuperar el control mediante el cierre de preventores resultaron fallidos, al igual que el sistema de desconexión entre la plataforma y el pozo.

Finalmente, las políticas y protocolos de seguridad por parte de las compañías que estaban a cargo de las actividades de perforación fueron totalmente deficientes y se lideraron por la negligencia en la toma de decisiones, ya que las condiciones

geológicas encontradas durante la perforación del pozo Macondo eran consideradas como un reto. Tal como lo expresa Wassel (2012), “el informe de NAE / NRC encontró que una serie de decisiones erróneas llevaron al reventón y las explosiones”.

Dentro de las recomendaciones que se hacen para perforar pozos en aguas profundas, de acuerdo con RFF Center for Energy Economics and Policy (2020), están:

- **Proporcionar incentivos más fuertes para que la industria invierta en seguridad, reducción de riesgos y tecnologías de contención como respuesta a derrames de hidrocarburos.** Específicamente, se requiere aumentar los límites de responsabilidad para reflejar el riesgo que representa la perforación en aguas profundas. Además, se deben establecer requisitos de responsabilidad financiera proporcionales al riesgo de operación, así como exigir seguros a terceros para incrementar y asegurar el monitoreo externo.
- **Reformar las regulaciones para adaptarse a los riesgos de perforación en aguas profundas.** Para lograrlo, se requiere utilizar metodologías de evaluación de riesgos de última generación, así como adoptar umbrales cuantitativos para especificar los niveles de tolerancia respecto a los riesgos durante las actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos costa afuera.

Asimismo, también es recomendable aumentar el uso de la gestión de riesgos basada en el desempeño y el análisis de costo-beneficio, e incrementar la capacidad para realizar análisis y supervisión adecuados. Por ello, el personal operativo necesita capacitación y experiencia adecuadas.
- **Fortalecer la capacidad de supervisión de las instituciones involucradas en la perforación en aguas profundas.** Un método importante para garantizar la supervisión continua es establecer revisiones, por parte de terceros, de las actividades de seguridad y gestión de riesgos.

5.3. Costos de capital y operación

El desarrollo tecnológico especializado en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas ha jugado un papel importante al planear y diseñar proyectos, ya que la demanda es alta y es poca la oferta de empresas a nivel mundial que se dedican a trabajar en estos proyectos debido al alto costo que implica, por lo que se requiere que el precio del petróleo sea elevado para asegurar su rentabilidad.

Aunado al aspecto tecnológico, en el sector económico también se tienen diferencias considerables entre la exploración en el continente y en aguas profundas. Las plataformas semisumergibles, que son las más utilizadas en aguas profundas, tienden a ser mucho más caras que las ubicadas en tierra debido a que están equipadas con mayor tecnología de vanguardia, por lo que requieren una capacitación específica para operarla.

Perforar un pozo en este nivel puede llegar a tener un costo 100 veces mayor al de las perforaciones terrestres, corriendo el riesgo de tener una probabilidad de éxito de 20 a 50 % menor, dado que el presupuesto depende de la selección y dimensionamiento de los conceptos estructurales, que a su vez son definidos en base a factores como el tirante de agua, las condiciones ambientales, las propiedades geotécnicas, la topografía del suelo marino, los peligros geológicos, la presencia del hielo en el agua, y la sismicidad de la región (NRGI Broker, 2016).

Además, también se requiere tomar en cuenta la implementación de la automatización y digitalización de operaciones en la exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, de tal manera que sean más eficientes y se reduzcan los costos de operación al descubrir fugas o fallas en las instalaciones, mediante el uso de vehículos subacuáticos no tripulados.

5.4. Diseño de pozos para aguas profundas

La construcción y operación segura de un pozo de aguas profundas requiere de un diseño adecuado del pozo y procedimientos operativos. La complejidad de las operaciones en aguas profundas exige una comprensión profunda del entorno de aguas profundas, así como de los procedimientos y equipos utilizados para estas condiciones.

La complejidad de las operaciones realizadas en aguas profundas requiere un entendimiento amplio de los criterios aplicados para diseñar un pozo y el equipo requerido para su operación. Por ello, se han creado documentos que permitan brindar seguridad y minimizar la probabilidad de pérdida de control de pozos o daño al medio ambiente.

Además, dado el contenido en evolución de los programas de certificación de control de pozos y también el área de integridad de pozos, el API RP 96 es más útil en relación con las barreras y sus pruebas una vez que están en su lugar. Este conocimiento es extremadamente beneficioso tanto desde una perspectiva de planificación como operativa para todos aquellos que están directamente involucrados en pozos de aguas profundas.

5.4.1. IADC Deepwater Well Control guidelines

En respuesta a desafíos técnicos únicos para operaciones de perforación y producción en aguas profundas, un grupo de trabajo compuesto por representantes de operadores importantes e independientes, contratistas de perforación, la academia, expertos en control de pozos y fabricantes de equipos ha desarrollado las pautas de control de pozos de aguas profundas de IADC (International Association of Drilling Contractors) para la circulación en toda la industria (Christman et al., 1999).

La prevención de problemas es el énfasis de dicho documento, en el que se incluyen capítulos sobre los cinco temas clave identificados por los participantes: planificación de pozos, procedimientos de control de pozos, equipo, respuesta de emergencia y entrenamiento. El resultado es una compilación de las mejores prácticas existentes de

la industria petrolera gracias a la opinión y colaboración de expertos en la materia (Christman et al., 1999).

5.4.1.1 Capítulo IV: Respuesta ante emergencias.

Aborda temas que permitan analizar el control de contaminación de la formación o yacimiento, así como operaciones de intervención en el pozo, enfocado hacia ambientes de aguas profundas. La importancia de conocer la respuesta de emergencia para operaciones en aguas profundas radica en que es más compleja y suele ser menos desarrollada que las prácticas habituales para las operaciones tradicionales.

Las medidas convencionales de control del yacimiento, como los pozos de alivio y la destrucción dinámica, difieren poco en aguas profundas en comparación con las situaciones de aguas poco profundas e incluso pueden ser más efectivas debido a la alta presión hidrostática del agua de mar.

Los objetivos principales de la respuesta ante emergencias se basan en la protección de la seguridad y salud de las personas y al medio ambiente, la protección de los recursos minerales y del sitio de trabajo para controlar al yacimiento.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

La capacidad de la industria petrolera mundial para descubrir y explotar con éxito yacimientos de hidrocarburos en zonas marinas de aguas profundas y en ubicaciones remotas ha impulsado una innovación tecnológica incesante, con una visión clara y una ejecución estratégica impecable por parte de inversionistas y expertos en el tema.

Los gobiernos nacionales, en cuyos países se tienen potenciales recursos petroleros en aguas profundas, tienen el desafío de establecer políticas efectivas que ofrezcan incentivos adecuados para los inversionistas en proyectos de alto riesgo, que al mismo tiempo, ayuden a conciliar las necesidades de desarrollo de sus países y con la máxima protección y cuidado del medio ambiente.

Los factores de éxito para el desarrollo de proyectos en aguas profundas incluyen las estimaciones estratégicas basadas en la acertada toma de decisiones de acuerdo con análisis exhaustivos de datos y evaluaciones económicas, así como la evaluación de recursos para minimizar riesgos técnicos y ambientales, que comprometan la inversión en la exploración y desarrollo de campos petroleros en aguas profundas. Por ello, se debe evaluar de manera integral el área de interés antes de llevar a cabo operaciones de perforación y desarrollo de yacimientos.

Es importante planear la infraestructura que se utilizará en proyectos exploratorios y de extracción en aguas profundas para estimar la rentabilidad del campo petrolero de interés, ya que si se sobreestima la producción de hidrocarburos, se corre el riesgo de no diseñar y utilizar plataformas adecuadas para la exploración y desa-

rrollo de yacimientos en aguas profundas que, a largo plazo, pueden no cumplir con las expectativas iniciales e implicar pérdidas económicas en el proyecto.

Dentro de los retos técnicos que la exploración y producción petrolera en aguas profundas enfrenta, se encuentra el mejoramiento de la calidad de datos sísmicos, el modelado adecuado de los cuerpos salinos, y el mapeo estructural y de facies, para predecir las propiedades petrofísicas y los componentes del sistema petrolero en el conjunto de secuencias sedimentarias que conforman las zonas de interés; es muy importante utilizar los últimos avances tecnológicos para obtener, procesar e interpretar datos sísmicos. Por ello, se requieren especialistas para cada fase de la cadena de valor.

Las nuevas condiciones legales implementadas con la Reforma Energética, permitieron a PEMEX realizar consorcios con diferentes empresas con capacidad financiera y acceder a recursos tecnológicos especializados para llevar a cabo las asignaciones que representan los mayores retos y exigían grandes inversiones. Siendo así, se observó un incremento en la inversión para proyectos en actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos, y la transformación del sector energético, reflejada en la producción, el transporte y almacenamiento de hidrocarburos de yacimientos en aguas profundas.

Además, los costos competitivos a través de contratos con empresas transnacionales buscan lograr estándares de calidad y eficiencia, mejorar los procesos operativos dentro del sector petrolero al permitir nuevas inversiones por parte de otras empresas, y construir nueva infraestructura para satisfacer la demanda del mercado de hidrocarburos competitiva y rentablemente, con lo cual se planea, a su vez, garantizar la estabilidad económica del país.

Hasta el 2019, de acuerdo con información publicada por la Secretaría de Energía (SENER), la zona de Cordilleras Mexicanas contaba con más bloques (44) licitados, en una superficie de $41,889 \text{ km}^2$ para proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en el Golfo de México Profundo, a diferencia de la zona de la Cuenca Salina del Istmo, con 36 bloques en $35,609 \text{ km}^2$, y el Área Perdido, con 28 bloques en una superficie de $27,595 \text{ km}^2$.

No obstante, el mayor volumen prospectivo corresponde a la zona de la Cuenca Salina del Istmo, con 2,321.3 MMbpce, seguido de la zona de Cordilleras Mexicanas con 2,258.2 MMbpce y el Área Perdido, con 1,185.8 MMbpce.

En la zona del Área Perdido, de acuerdo con datos publicados por la CNH en el 2019, el 47 % del hidrocarburo esperado es de aceite superligero, el 31 % corresponde a aceite ligero, el 20 % a gas húmedo y el 2 % a gas seco. En la zona de Cordilleras Mexicanas, el 90 % de hidrocarburo esperado corresponde a gas seco, mientras que el 7 % corresponde a gas húmedo y el 2 %, a aceite superligero. En lo que respecta a la zona de la Cuenca Salina, el 45 % de hidrocarburo esperado corresponde a aceite ligero, mientras que el 25 % pertenece a aceite pesado y 16 % a gas húmedo. Del resto de las subcuencas no se cuenta con información debido a que aún falta mucho por explorar en el Golfo de México Profundo.

Ante la situación actual a nivel global, en México se requiere apostar por los prospectos petroleros ubicados en el Golfo de México Profundo e incursionar en el mercado global para encontrar reservas que permitan satisfacer la demanda energética a través de asociaciones con otras empresas, que permitan apoyar la inversión en proyectos exploratorios, de desarrollo y producción de hidrocarburos en aguas profundas, con el objetivo de mejorar su infraestructura y las prácticas seguras para con el medio ambiente, lo cual implica también innovar las técnicas de exploración y la tecnología utilizada para llevar a cabo el proceso exploratorio y de extracción de hidrocarburos.

Un factor importante por el que no se ha logrado el éxito esperado en las actividades exploratorias y de producción de hidrocarburos en aguas profundas, es el precio del petróleo, ya que en los últimos años se ha observado una declinación en el mismo, lo cual provoca que la inversión hacia estos campos disminuya por los riesgos geológicos, geomecánicos, ambientales y económicos que implica.

Aunque la perforación de pozos profundos es eficaz y han sido exitosos, las actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos conllevan una serie de riesgos e inconvenientes. Primero, es peligroso perforar en aguas profundas debido a que la complejidad del equipo aumenta significativamente.

También es necesario considerar el impacto ambiental que tienen dichas actividades, ya que se puede alterar negativamente a los ecosistemas, tal como ocurre cuando se extraen otros recursos naturales, como lo que corresponde a yacimientos minerales.

Si bien en los últimos años se han considerado a las energías renovables o limpias como el futuro energético a nivel mundial, todavía existe una necesidad apremiante de hidrocarburos como fuente de energía, por lo que la exploración y producción de campos petroleros en aguas profundas desempeña un papel importante para competir en el mercado en las siguientes décadas. Por ello, es necesario también capacitar a ingenieros y operadores para impulsar la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, lo cual conllevaría a diseñar y desarrollar tecnologías adecuadas que permitan minimizar los riesgos técnicos que puedan presentarse.

Referencias Bibliográficas

- Aird, P., 2018, “Deepwater Drilling: Well planning, design, engineering, operations, and technology application”. Gulf Professional Publishing: Cambridge, Massachussets. pp 25.
- Alzaga-Ruiz, H., Granjeon, D., Lopez, M., Seranne, M. y Roure, F., 2009, “Gravitational collapse and Neogene sediment transfer across the western margin of the Gulf of Mexico: Insights from numerical Models”. *Tectonophysics* 470, p. 21-41.
- American Petroleum Institute, 2013, “Deepwater Well Design and Construction”. Washington, USA.
- American Petroleum Institute, 2016, “API Recommended Practice 10B-3: Testing of Well Cements Used in Deepwater Well Construction”. 2ª edición. Washington, USA.
- Arreola-González, F., Oropeza-Galindo, N. y Ortiz-Cruz, S., 2016, “Aplicación de los Registros Geofísicos en un pozo direccional para el diseño de la ventana operativa y el asentamiento de las TR’s” (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional (IPN): Ciudad de México.
- Arrhenius, G., 1952, “Sediment cores from the east Pacific” *Reports of the Swedish Deep-Sea Expedition 1947–1948*, 1, p. 89.

- Barranco-Cicilia, F., 2012, “Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas”. Recuperado el 08-09-2020 de:
http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/barranco/trabajo_final.pdf
- BMO Capital Markets Energy Advisory, 2015, “Drill Bits: Deepwater Africa”. BMO: Capital Markets.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, 2014, “Reforma Energética: Principales Modificaciones al Régimen Fiscal en Materia de Hidrocarburos”. cefp / 011 / 2014
- Choi, S., y Tan, C., 1998, “Modeling of Effects of Drilling Fluid Temperature on Wellbore Stability,” Transcripciones, Simposio sobre Mecánica de Rocas en Ingeniería Petrolera de las SPE/ISRM, Trondheim, Noruega (8 al 10 de julio de 1998): 471–477.
- Christman, S., Kelly, A., Plaisance, M., Kropla, S., 1999, “An Overview of the IADC Deepwater Well Control Guidelines”. Society of Petroleum Engineers Inc: The Netherlands.
- Clapp, R., y Stibolt, R., 1991, “Useful Measures of Exploration Performance”. Journal of Petroleum Technology, October, pp 1252-1257.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012, “Dictamen del Proyecto de Explotación Lakach”, pp. 19.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015, “Cinturón Plegado Perdido, Cinturón Subsalino y Cordilleras Mexicanas: Síntesis Geológico Petrolera. Golfo de México - Aguas Profundas Norte”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016, “Asistencia técnica para la selección de áreas en zonas de aguas profundas y terres no convencionales a incluir en la Cuarta convocatoria de la Ronda Dos”.

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017, “Acceso a datos Ronda 2.4 Aguas Profundas”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017, “Información disponible de Aguas Profundas para la Convocatoria de la Licitación CNH-R02-L04/2017”.
- Comisión Nacional de Hircarburos, 2018, “Análisis de las Reservas de Hidrocarburos 2P y 3P”. Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada: Unidad Técnica de Extracción”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018, “El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019, “Recursos prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “Resultados y Expectativas de los Contratos Petroleros para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “CNH-R01-L04-A2.CPP/2016”. Recuperado el 26-07-2020 de: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r01-l04-a2cpp2016/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “Ronda 1 - Licitación 4 - Área 3 - Cinturón Plegado Perdido”. Resultados de la licitación. Recuperado el 27-07-2020 de: <https://rondasmexico.gob.mx/media/1122/ac3-cpp.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “Ronda 1 - Licitación 4 Área 4 - Cinturón Plegado Perdido”. Resultados de la licitación. Recuperado el 27-07-2020 de: <https://rondasmexico.gob.mx/media/1126/ac4-cpp.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “Ronda 1 - Licitación 4 Área 1 - Cuenca Salina. Resultado de la licitación”. Recuperado el 27-07-2020 de: <https://rondasmexico.gob.mx/media/1138/ac1-cs.pdf>

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020, “Trión. Resultados de la licitación”. Recuperado el 27-07-2020 de: https://rondasmexico.gob.mx/media/2114/trion_fichas_aguas_profundas.pdf
- Cook, J., Fuller., y Marsden J.,2001, “Geomechanics Challenges in Gas Storage and Production”, presentado en el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas: Comisión Económica para Europa: Grupo de Trabajo sobre Gas. Transcripciones del 3er Taller sobre Seguridad Geodinámica y Ambiental en el Desarrollo, Almacenamiento y Transporte de Gas, San Petersburgo, Rusia, 27 al 29 de junio de 2001.
- Cook, J., Frederiksen, K., Green, S., Herwanger, J., Hooyman P., Lee, D., Noeth, S., Sayers, C., Koutsabeloulis, N., 2007, “Las rocas importan: Realidades de la geomecánica”. *Oilfield Review: Schlumberger. Invierno de 2007/2008*, pp. 40.
- Diario Oficial de la Federación, 2013, “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”. Dario Oficial de la Federación (Edición Vespertina), 2 (20 de diciembre de 2013).
- Dias M., 2004, “Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 44(1-2): 93–114.
- Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, 2015, “Glosario de términos petroleros. Secretaría de Energía”.
- Dixit, A., y Pindyck, R., 1994, “Investment Under Uncertainty”. Princeton Univ. Press, Princeton, NJ.
- Drilling Formulas, 2009, “Bouyancy Factor Calculation”. Recuperado el 07-09-2020 de: [http://www.drillingformulas.com/buoyancy-factor-calculation/:.text=Buoyancy%20Factor%20is%20the%20factor,to%20immersion%20in%20drilling%](http://www.drillingformulas.com/buoyancy-factor-calculation/:.text=Buoyancy%20Factor%20is%20the%20factor,to%20immersion%20in%20drilling%20)

fluid. text=Buoyancy is the upward force, displaced by the body volume.

- Escalera-Alcocer, J., 2010, “Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México”. Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería.
- Ferrari, L., Valencia-Moreno, M. y Bryan, S., 2005, “Magmatismo y tectónica en la Sierra Madre Occidental y su relación con la evolución de la margen occidental de Norteamérica”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, vol. 57, núm. 3, p. 343-378.
- Fitz-Díaz, E., Lawton, T. F., Juárez-Arriaga, E. y Chávez-Cabello, G., 2018, “The Cretaceous-Paleogene Mexican orogen: Structure, basin development, magmatism and tectonics”. Earth-Science Reviews, 183, p. 56-84
- Galloway, W.E., Ganey-Curry, P.E., Li X. y Buffler, R.T., 2000, “Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin”. AAPG Bulletin, v. 84, p. 1743–1774.
- Galloway, W.E., 2008, Chapter 15 Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin: Sedimentary Basins of the World, v. 5, Issue C, p. 505-549.
- Galloway, W.E., Whiteaker, T.L. y Ganey-Curry, P.E. 2011, “History of Cenozoic North American drainage basin evolution, sediment yield, and accumulation in the Gulf of Mexico basin”: Geosphere, v. 7, no. 4, p. 938-973.
- Galp Energía, 2011, “Reservas y recursos petrolíferos”. Recuperado el 25-07-2020 de: <https://www.galpenergia.com/ES/agalpenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/Paginas/Reservas-y-recursos-petroliferos.aspx>
- García, M., Ercilla, G., Alonso, B., Estrada, F., Jané, G., Mena, A., Alvés, T., y Juan, C, 2015, “Deep-water turbidite systems: a review of their elements, sedimentary processes and depositional models. Their characteristics on the Iberian margins”. Boletín Geológico y Minero, 126 (2-3): 189-218.

- García, K., 2019, “PEMEX dejará de invertir en aguas profundas”. *El Economista*. <https://www.economista.com.mx/empresas/Pemex-dejara-de-invertir-en-aguas-profundas-20190620-0075.html>
- Goldhammer, R.K. y Johnson, C.A, 2001, “Middle Jurassic-Upper Cretaceous paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the north-west Gulf of Mexico Rim”: en: Bartolini, C., Buffler, R.T. y Cantú-Chapa, A., (2001). “The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems”: AAPG Memoir 75, p. 45-81.
- González, D., y Firth, J., 2016, “Tecnología Avanzada de Sísmica para Exploración y Producción Exitosa en Aguas del Golfo de México”. Petroquímex: La Revista de la Industria Energética, 79, 49.
- Gray, G.G., Pottorf, R.J., Yurewicz, D.A, Mahon, K.I., Pevear, D.R. y Chuchla, R.J., 2001, “Thermal and chronological record of syn- to post-Laramide burial and exhumation, Sierra Madre Oriental, Mexico”: en Bartolini, C., Buffler, R.T. and Cantú-Chapa, A. (2001). “The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems”. AAPG Memoir 75, p. 159-181.
- Hampton, M.A., Lee, H.J., Locat, J., 1996, “Submarine landslides”. *Reviews of Geophysics*, 34, 33-59.
- IADC, 2015, “Deepwater Well Control Guidelines”. Houston, Texas, 2^a edición.
- IHS CERA, Douglas Westwood; Analysis Arthur D. Little, 2020: en Guzmán, R., Carvajal, P., y Thuriaux-Alemán, B., (2013). “Opportunities and challenges for global deepwater players: An industry on the search for new growth areas”, pp. 68-69.
- Ito, K., 2019, “Stochastic process”. Beijing: Postal and Telecom Press.
- Lahee, F., 1962, “Classification of Exploratory Drilling for Petroleum”. SP 24: Statistics of Exploratory Drilling in the United States: 1945-1960, pp. 132-135.

- Lambiase, J., 1990, "A model for tectonic control of lacustrine stratigraphic sequences in continental rift basins". *Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs*. American Association of Petroleum Geologists. Volume 50.
- Lee, H.J., Schwab, W.C., Booth, J.S., 1993, "Submarine landslides: an introduction". En: Schwab, W.C., Lee, H.J., Twichell, D.C., (2002), "Submarine Landslides: Selected Studies in the U.S. Exclusive Economic Zone", U.S. Geological Survey Bulletin 2002, pp. 1–13.
- Le Roy, C. y Rangin, C., 2008, "Cenozoic crustal deformation of the offshore Burgos basin region (NE Gulf of Mexico). A new interpretation of deep penetration multichannel seismic reflection lines". *Bulletin of the French Geological Society* 179, no. 2, p. 161-174.
- Liu M, Wang Z, Zhao L, et al., 2012, "Production sharing contract: an analysis based on an oil price stochastic process". *Pet Sci.*;9(3):408–15.
- Loucks, R.G., Dodge, M.M., y Galloway, W.E., 1986, "Controls on porosity and permeability of hydrocarbon reservoirs in lower Tertiary sandstones along the Texas Gulf Coast". The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 149, pp. 78.
- Magoon, L.B., y Dow, W.G., 1994, "The petroleum system", en Magoon, L., y Dow, W., (1994), "The Petroleum System From Source to Trap": AAPG Memoir 60, p. 3-24.
- Magoon, L., y Beaumont, E., 1999, "Petroleum Systems": en Beaumont, E., y Foster, N., (1999). AAPG Treatise of Petroleum Geology: "Exploring for Oil and Gas Traps", p. 3-3 - 3-34.
- Mariano, E., 2019, "Shell perforará pozo en Golfo de México". *Energy Commerce*. Consultado el 07-09-2020 en: <https://energyandcommerce.com.mx/golfo-de-mexico/>

- Martínez-Bravo, N, y Solís-Flores, Y., 2011, “Adquisición Sísmica Marina 3D”. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional (IPN): Ciudad de México.
- McBride, B.C., 1998, “The evolution of allochthonous salt along a megaregional profile across the northern Gulf of Mexico Basin”. AAPG bulletin, v. 82, no. 5, p. 1037-1054.
- McNutt, M, R. Camilli, G. Guthrie, P. Hsieh, V. Labson, B. Lehr, D. Maclay, A. Ratzel, and M. Sogge, 2011, “Assessment of Flow Rate Estimates for the Deepwater Horizon / Macondo Well Oil Spill”. Flow Rate Technical Group report to the National Incident Command, Interagency Solutions Group, March 10, 2011.
- Medina-Rodríguez, J., 2014, “Criterios Metoceanicos para la Operación de Risers en Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas Profundas” (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México: Ciudad de México.
- Merton, R., 1992, “Continuous-Time Finance”. New York: Wiley-Blackwell.
- Meyer, D., Zarra, L. y Yun, J., 2007, “From BAHA to JACK, evolution of the lower Tertiary Wilcox trend in the deepwater Gulf of Mexico”. *Sedimentary Record*, 5, p. 4–9.
- Mullins, H.T., Gardulski, A.F., Wise Jr., S.W., Applegate, J., 1987, “Implications for seismic stratigraphic succession and Loop Current/Gulf Stream circulation”. GSA Bulletin, 98, 702–713
- National Academy of Engineering and National Research Council, 2012, “Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety”. Washington, DC: The National Academies Press, pp. 198.
- Nguyen, L.C. y Mann, P., 2016, Gravity and magnetic constraints on the Jurassic opening of the oceanic Gulf of Mexico and the location and tectonic history of the Western Main Transform Fault along the eastern continental margin of Mexico: Interpretation, v. 4, Issue 1, p. SC23-SC33.

- NRGIBroker Energy Insurance Broker, 2016, “Perforación en aguas profundas”. Recuperado el 28-07-2020 de: <https://nrgibroker.com/perforacion-en-aguas-profundas/>
- Offshore Technology, 2020, “Lakach Deepwater Project”. Recuperado el 09-07-2020 en: <https://www.offshore-technology.com/projects/lakach-deepwater-project/>
- Ojeda-Bustamante, A., 2015, “Gradiente dual Opción técnica para la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México”, Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM): Ciudad de México.
- Ortiz-Bautista, L., 2016, “Desarrollo de campos petroleros en aguas profundas”. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM): Ciudad de México.
- Padilla y Sánchez, R., 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 59(1), pp. 19-42.
- Pallanich, J., 2008, “Mexico’s deep challenge”. Houston, Texas: Offshore Engineer.
- Patiño-Ruiz, J., Rodríguez-Uribe, M., Hernández-Flores, E., Lara-Rodríguez, J., Gómez-González, A., 2020, “El Cinturón Plegado Perdido Mexicano. Estructura y potencial petrolero”. Petróleos Mexicanos: Activo Regional de Exploración Región Norte.
- Patiño-Ruiz, J., Salomón-Mora, L., y Aranda-García, M., 2004, “Estilos estructurales de los cinturones plegados perdido y Cordilleras Mexicanas (abs.)”. AAPG Search and Discovery.
- PEMEX Exploración y Producción, 2012, “Aguas Profundas en México: La oportunidad y el reto”.
- PEMEX Exploración y Producción, 2013, “Provincia Petrolera Golfo de México Profundo”.

- PEMEX Exploración y Producción, 2014, “Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2014”.
- PEMEX, 2017, “Alianzas en aguas someras, profundas y ultraprofundas”.
- PEMEX, 2019, “Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023”.
- Pierson, T.C., Costa, J.E., 1987, “A rheologic classification of subaerial sediment-water flows”. En: Costa, J.E., Wiczorek, G.F. (Eds.), *Debris Flows/Avalanches: Process, Recognition, and Mitigation*, Geological Society of America Reviews in Engineering Geology, VII, pp. 1–12.
- Pindell, J. y Kennan, L., 2002, “Exploration Framework Atlas Series: Volume 4: Mexico and Gulf of Mexico”, Tectonic Analysis Ltd.
- Pindell, J.L., Kennan, L., 2009, “Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. Transactions, Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience”. GCSSEPM 21st Annual Research Conference; Houston, Texas, GCSSEPM, 193-220.
- Real Academia Española, 2020, “Sinergia”. Recuperado el 26-07-2020 de: <https://dle.rae.es/sinergia>
- RFF Center Energy Economics and Policy, 2020, “Deepwater Drilling: Recommendations for a Safer Future”. Recuperado el 06-09-2020 de: https://media.rff.org/documents/Deepwater_Reccomendations.pdf
- Richards, M., Bowman, M., y Reading, H., 1998, “Submarine-fan systems i: characterization and stratigraphic prediction”. *Marine and Petroleum Geology* 15(7), pp. 689-717.
- Rocha, L. A. S., Junqueira, P., Roque, J. L., 2003, “Overcoming Deep and Ultra Deepwater Drilling Challenges”. Offshore Technology Conference.

- Rosenfeld, J. y Pindell, J., 2003, “Early Paleogene isolation of the Gulf of Mexico from the world’s oceans? Implications for hydrocarbon exploration and eustasy” en C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., “The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics”. AAPG Memoir 79, p. 89– 103.
- Sabido Alcántara, J., 2019, “Equipos y herramientas de perforación de pozos”. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México. 18 de mayo de 2019.
- Salomón-Mora, L.E., Aranda-Garcia, M. y Roman-Ramos, J.R., 2009, “Contractional growth faulting in the Mexican Ridges, Gulf of Mexico”: en Bartolini, C. y Roman-Ramos, J.R., “Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico”: AAPG Memoir 90, p. 93– 115.
- Salomón-Mora, L.E., 2013, “Structure and Tectonics of the Salt and Shale Provinces, Western Gulf of Mexico”. Ph.D. Thesis Dissertation, University of Aberdeen, United Kingdom, 476 pp.
- Sayers C., y Schutjens, P., 2007, “An Introduction to Reservoir Geomechanics”. The Leading Edge 26 (5), pp. 597–601.
- Scott, T., 2007, “The Effects of Stress Paths on Acoustic Velocities and 4D Seismic Imaging”. The Leading Edge 26, no. 5 (May 2007): 602–608.
- Shanmugam, G., 2006, “Deep-water processes and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs”. Ámsterdam: Elsevier, 4.
- Sharma, R., 2010, “Issues in offshore platform Research-Part 1: Semi-submersibles”. International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, 2(3), 155-170.
- Schlumberger, 2009, “Provincias Petroleras de México”. Well Evaluation Conference, pp. 135-137.

- Schlumberger, 2020, “Logging while drilling”. Oilfield Glossary. Recuperado el 28-08-2020 de:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/1/logging_while_drilling.aspx
- Secretaría de Energía, 2017, “Actualización del Plan Quinquenal: Evaluación 2017”.
- Secretaría de Energía, 2018, “Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Evaluación 2018”.
- Secretaría de Energía, 2019, “Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Evaluación 2019”.
- Secretaría de Energía, 2020, “Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019”.
- SEMARNAT, 2020, “Guía para la elaboración de la Línea Base Ambiental previo al inicio de las actividades marinas de exploración y extracción de hidrocarburos”.
- Shell, 2019, “Deepwater: A long history of deep-water development”. Recuperado el 10-12-2019 de: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/deep-water.html>
- Sheppard, F., y Dill, R, 1966, “Submarine canyons and other sea valleys”. Rand McNally Co., Chicago. pp. 381.
- Sheppard, F., y Emery, K, 1973, “Congo submarine canyon and fan valley”. AAPG Bulletin, 57, 1679-1691.
- Southard, J.B., Stanley, D.J., 1976, “Shelf-break processes and sedimentation” en: Stanley, D.J., Swift, D.J.P. (Eds.), “Marine Sediment Transport and Environmental Management”. John Wiley Sons, New York, pp. 351–377.

- Staff Oil & Gas Magazine, 2019, “Autorizan a PEMEX plan de exploración en aguas profundas”. Recuperado de: <https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/07/autorizan-a-pemex-plan-de-exploracion-en-aguas-profundas/>
- Stanley, D., Kelling, G., 1978, “Sedimentation in Submarine Canyons, Fans, and Trenches”. Dowden, Hutchinson and Ross Inc., Stroudsburg, Pennsylvania. pp. 395.
- Valdés Bernal, L., 2013, “Procesamiento Sísmico mediante la Migración PreApilado en Tiempo (PSTM) aplicada en una línea del área de Ébano Norte 2D”. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM): Ciudad de México.
- Vargas, R., 2005, “La política energética estadounidense: ¿asunto de seguridad o de mercado?”. Centro de Investigaciones sobre América del Norte: UNAM. Ciudad de México, México.
- Varhaug, M., 2011, “Un giro a la derecha: una visión general de las operaciones de perforación”. Schlumberger: Oilfield Review. 23 (3), 62.
- Wang Z, Li L., 2010, “Valuation of the flexibility in decision-making for revamping installations: a case from fertilizer plants”. *Pet Sci.*;7(3):428–34.
- Wassel, R., 2012, “Lessons from the Macondo Well Blowout in the Gulf of Mexico”. *The Bridge Linking Engineering and Society*: 42 (3), p. 47.
- Wayman, R., 2019, “Compound Annual Growth Rate: What You Should Know”. Recuperado el 28-07-2020 de: <https://www.investopedia.com/investing/compound-annual-growth-rate-what-you-should-know/>: :text=Compound %20annual %20growth %20rate %2C %20or,fall %20in %20value %20over %20time.
- Whitaker, McD., 1976, “Submarine Canyons and Deep-sea Fans”. Dowden, Hutchinson and Ross Inc. Stroudsburg, Pennsylvania. pp. 460.

- Winker, C., 2004, "Stratigraphy and structure of the Perdido foldbelt, and emerging toe-of-slope play in the northwestern deep-water Gulf of Mexico". American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article 90032, Gulf Coast Association of Geological Societies 54th Annual Convention: San Antonio, Texas, October 10-12, 2004.
- Worthington, P., 2005, "Reserves - Getting it right". Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference.
- Yarbuh, I y Contreras, J., 2015, "The Interplay Between Deformation, Erosion and Sedimentation in the Deep-Water Mexican Ridges Foldbelt, Western Gulf of Mexico Basin". Basin Research.
- Yáñez-Silva, R., Mendoza Montes, M., Báez Tino, E., 2014, "Estudio y Análisis de Yacimientos Carbonatados de la zona del Golfo de México". (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM): Ciudad de México.