



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología para aprovechar las oportunidades
en la exploración y extracción de hidrocarburos
en aguas profundas en México**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José Roberto Piña González

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Dedicatoria

Dedicatoria

A mi abuela **Carlota Martínez Camacho** (Q.E.P.D.)

” Un día fui por ti a tu trabajo en la Facultad de Química acompañado de mi mamá, ese día me diste un pequeño recorrido por tu área de trabajo y me interesaron mucho los procesos que hacían los Doctores como tú les llamabas, no me dijiste nada, pero con tu mirada entendí lo feliz que te haría ver a tus nietos estudiando en la UNAM, esa fue y será mi mayor inspiración”.

Hoy ya no te encuentras conmigo, pero te dedico mi trabajo de tesis como agradecimiento por la inspiración y amor que me diste, por el gran trabajo que realizaste en la UNAM y por los valores que me inculcaste, abue quiero decirte que lo que fue en mi niñez un patio de juegos, hoy es mi alma mater y la representaré con orgullo y amor por todo lo que representa para mi y nuestra familia.

Porque las promesas hay que cumplirlas, sin importar lo difícil que esto sea, el tiempo que tarde en cumplirse, ni el esfuerzo para lograrlo, esta fue una promesa personal que hice en mi primer día en la Facultad de Ingeniería.

“Un día yo saldré de ese salón de exámenes profesionales, como ingeniero “

A mis padres y hermana

Por apoyarme en todo momento, por no dejarme caer en los momentos difíciles en este camino, porque al igual que mi abuela me encaminaron hacia la mejor Universidad, porque estuvieron cuando los necesité y porque esto es fruto de años de trabajo en conjunto, los amo.



Agradecimientos

Agradecimientos

Agradezco a la **Universidad Nacional Autónoma de México** mi alma mater, por brindarme tan valiosa educación con la que cuento ahora, los mejores amigos y las mejores experiencias de mi vida.

*En especial agradezco a la **Facultad de Ingeniería**, a sus profesores y personal por la formación profesional que se me proporcionó a lo largo de mi carrera.*

*Agradezco a los ingenieros y mis grandes amigos, “que digo amigos, hermanos”, **Juan Carlos Padilla Morales, Javier Díaz González García, Luis Mario Pérez Molina** por el gran equipo que hicimos durante la carrera, por su amistad incomparable y por ese apoyo para este proyecto de tesis.*

*A mis compañeros y amigos **Cesar “Clark” Meza Orozco, Diego de la Cruz, Alonso Membrillo, Luis Mendieta, Antonio Berbatov** con los que compartí en la facultad y, en especial a los del Grupo 1129 de la generación 2012.*

*A **Eva Carrasco** por tu amor y cariño, por motivarme y ser la persona que me ayuda a concentrar mis ideas y objetivos.
“Thanks for being my support”.*

*Y aunque lejos estés siempre te llevo en mi corazón y mi mente a ti y tu familia gracias por tanto amor mi estimada, **Fernanda S.G.***

*A la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** por darme la oportunidad de mostrar mi valía como Ingeniero Petrolero, por la formación profesional que se me brindó y por hacerme sentir parte del gran equipo que conforma esta H. Comisión.*

*Agradezco al equipo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos a **Elvis Edward Fragoso** por la confianza que me diste durante el tiempo que realice mi servicio social, por tu amistad y por las grandes experiencias profesionales, a **Mauricio Cuba, Jair Torres, Gelacio, Alejandro Mar, Norma, Nayeli Islas, Raúl Peña, Julio Reyes, Oliver Mayo, Karen Nava, Sandy** y a todos aquellos que me acogieron como uno más del equipo que conforma esta H. Comisión.*

*Agradezco al equipo de trabajo del Comisionado Gaspar Franco Hernández por su tiempo y apoyo **Anayantzín, Mayra Barba, Ernesto**, pero en especial a:*

***Ricardo Alcudia** por tu amistad, apoyo y por darme la oportunidad de hacer equipo contigo en las diversas labores que realizamos en la Comisión.*

***Paola Marín** porque desde mi primer día en la Comisión me diste tu apoyo, tu amistad y por la oportunidad de crecimiento en cada proyecto que realizamos juntos.*

En especial quiero darle las gracias al que en su momento fue mi profesor, mi jefe, a lo largo de este proyecto mi director de tesis y desde que te conocí un ejemplo a seguir como ingeniero.

Gaspar Franco Hernández.

Por tu gran apoyo y confianza, por enseñarme a valorarme como ingeniero, por las oportunidades y experiencias profesionales que me diste, por el gran aprendizaje que he tenido a tu lado, por ser mi mentor en cada paso de este proyecto.

Pero en especial te doy las gracias porque cada día que me permitiste platicar contigo de este proyecto de tesis, me hiciste crecer personal y profesionalmente.



Índice

Índice general

Introducción	14
Definiciones	17
Clasificación de zonas petroleras costa afuera de acuerdo con la Secretaría de Energía.....	17
Definición de aguas profundas para el presente trabajo.....	18
Capítulo I - Situación de los proyectos en aguas profundas en México.....	21
Proyectos petroleros en aguas profundas mexicanas	21
Pozos perforados en aguas profundas	22
Provincias petroleras en aguas profundas en México.....	24
Resultados obtenidos de la perforación en aguas profundas	25
Tipo de hidrocarburos	26
Tipo de trayectorias utilizadas en la perforación	28
Reforma Constitucional en materia energética	29
▢ Artículo 25.....	30
▢ Artículo 27.....	30
▢ Artículo 28.....	30
Plan Quinquenal	31
Ronda Cero.....	32
Ronda Uno.....	35
Ronda Dos.....	36
Migración de asignaciones a contratos.....	37
Ronda Tres	37
Panorama de los proyectos en aguas profundas en México.....	39
Capítulo II – Base de Datos de campos internacionales en aguas profundas	44
Análisis de la base de datos	44
Países que desarrollan proyectos petroleros en aguas profundas	45
Operadores petroleros en aguas profundas.....	47
Campos en aguas profundas.....	50
Geocronología de los yacimientos petroleros en aguas profundas.....	51
Litología de los yacimientos petroleros en aguas profundas.....	54
Estructuras.....	54
Trampas.....	55

Tipo de Hidrocarburos identificados en los campos en aguas profundas	55
Factor de Recuperación.....	57
Reservas en aguas profundas	59
Clasificación de los descubrimientos	60
Madurez.....	61
Tamaño de los campos.....	62
Costo por barril de petróleo crudo para un campo en aguas profundas	62
Análisis de los tiempos durante el desarrollo de proyectos en aguas profundas	63
Análisis de las distancias entre la superficie y el yacimiento	66
Capítulo III – Metodología para aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México	69
Elaboración de base de datos	72
Datos de entrada	72
Características generales	73
Base de datos.....	74
Análisis y evaluación de escenarios	75
Aprovechamiento de oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos.....	77
Beneficios y aplicación de la metodología	79
Capítulo IV - Aplicación de la metodología.....	82
Área contractual 7 de la Ronda 2 licitación 04 Cinturón Plegado Perdido	82
Datos de entrada	82
Características generales	83
Base de datos	85
Análisis y evaluación de escenarios	85
Aprovechamiento de oportunidades	93
Conclusiones	95
Recomendaciones	97
Anexo 1 – Técnicas y tecnologías para campos en aguas profundas	99
Bibliografía	108

Índice de gráficos

Gráfico 1 - Diferencia del tirante de agua en zonas petroleras costa afuera.....	18
Gráfico 2 - Línea del tiempo de los campos desarrollados en aguas profundas (2003 - 2018).....	23
Gráfico 3 - Porcentaje de pozos realizados en las provincias petroleras en aguas profundas de México.....	24
Gráfico 4 - Etapa actual de los pozos perforados en aguas profundas en México.....	25
Gráfico 5 - Estado actual de los pozos en aguas profundas en México.....	26
Gráfico 6 - Tipo de hidrocarburo aguas profundas mexicanas.....	27
Gráfico 7 - Tipo de hidrocarburos obtenidos en aguas profundas mexicanas.....	27
Gráfico 8 - Tipo de trayectorias de los pozos en aguas profundas en México.....	29
Gráfico 9 - Modificaciones de la Reforma Constitucional en materia energética.....	29
Gráfico 10 - Histórico mensual del precio por barril de petróleo de las mezclas Brent, WTI, MME.....	39
Gráfico 11 - Tipo de cambio dólar por peso (diciembre 2012 - octubre 2018).....	40
Gráfico 12 - PIB por actividad económica (Tasa de variación anual).....	41
Gráfico 13 - Edad promedio de los yacimientos en Aguas profundas.....	52
Gráfico 14 - Tipo de hidrocarburos presentes en los yacimientos en aguas profundas.....	56
Gráfico 15 - Subdivisión de los campos en aguas profundas de acuerdo con el tipo de hidrocarburo.....	56
Gráfico 16 - Tipo de hidrocarburo predominante en aguas profundas por continente.....	57
Gráfico 17 - Factor de recuperación promedio en las diferentes litologías presentes en aguas profundas.....	58
Gráfico 18 - Países con mayores reservas de gas en aguas profundas.....	59
Gráfico 19 - Países con las mayores reservas de aceite en aguas profundas.....	60
Gráfico 20 - Madurez de los campos en aguas profundas.....	62
Gráfico 21 - Tiempo promedio entre el descubrimiento y la producción.....	64
Gráfico 22 - Tiempo en alcanzar el pico de producción.....	65
Gráfico 23 - Tiempo que tarda en alcanzar el fin de la vida productiva de un campo en aguas profundas.....	66
Gráfico 24 - Diagrama de flujo de la metodología.....	70
Gráfico 25 - Ingreso a la Base de datos.....	75
Gráfico 26 - Límites y ponderaciones.....	76
Gráfico 27 - Aprovechamiento de las oportunidades.....	78
Gráfico 28 - Aplicación de la metodología, ingreso a la base de datos para el área CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.....	85
Gráfico 29 - Aplicación de la metodología, tamaño del descubrimiento.....	87
Gráfico 30 - Aplicación de la metodología, tiempos de desarrollo.....	90

Índice de Tablas

Tabla 1 - Pozos perforados en las provincias petroleras en aguas profundas en México.....	24
Tabla 2 - Número de campos en aguas profundas por país.....	46
Tabla 3 - Tabla del número de compañías operadoras petroleras en aguas profundas que radican en cada país.....	48
Tabla 4 - Principales operadores petroleros en aguas profundas.....	49
Tabla 5 - Campos más importantes a nivel reservas en el mundo.....	51
Tabla 6 - Geocronología de los yacimientos petroleros en aguas profundas.....	52
Tabla 7 - Clasificación de los campos en aguas profundas por el tipo de descubrimiento.....	61
Tabla 8 - Tamaño promedio de los campos en aguas profundas.....	62
Tabla 9 - Tirante de agua promedio por continente.....	66
Tabla 10 - Distancia promedio por continente entre el suelo marino y el yacimiento.....	67
Tabla 11 - Diseño de la base de datos.....	72
Tabla 12 - Datos de entrada de la metodología.....	73
Tabla 13 - Características generales.....	73

Tabla 14 - Características de referencia.....	74
Tabla 15 - Acciones recomendadas para los resultados de la base de datos.....	76
Tabla 16 - Lista de técnicas y tecnologías.....	79
Tabla 17 - Aplicación de la metodología, datos de entrada	82
Tabla 18 - Aplicación de la metodología, características generales para el área CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.....	84
Tabla 19 - Aplicación de la metodología, características de referencia CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.....	85
Tabla 20 - Aplicación de la metodología, análisis y evaluación de escenarios CNH-R02-L04-AP-PG07/2018	86
Tabla 21 - Aplicación de la metodología, datos generales de campos con características similares a la del área	86
Tabla 22 - Aplicación de la metodología, clasificación del descubrimiento	87
Tabla 23 - Aplicación de la metodología, Tirante de agua promedio.....	88
Tabla 24 - Aplicación de la metodología, profundidad del subsuelo marino al yacimiento.....	88
Tabla 25 - Aplicación de la metodología, estado actual del campo.....	89
Tabla 26 - Aplicación de la metodología, madurez	89
Tabla 27 - Aplicación de la metodología, tiempos de desarrollo.....	91
Tabla 28 - Aplicación de la metodología, factor de recuperación	91
Tabla 29 - Aplicación de la metodología, mecanismo de empuje	91
Tabla 30 - Aplicación de la metodología, porosidad y permeabilidad.....	92
Tabla 31 - Aplicación de la metodología, técnicas y tecnologías para el área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.....	93

Índice de Mapas

Mapa 1 - Ubicación de los proyectos en aguas profundas en México.....	23
Mapa 2 - Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019.....	32
Mapa 3 - Asignaciones otorgadas a Pemex en la Ronda Cero	33
Mapa 4 – Áreas otorgadas a Pemex Ronda Cero en el Cinturón Plegado Perdido	34
Mapa 5 – Áreas otorgadas a Pemex Ronda Cero en las regiones Holok y Han.....	34
Mapa 6 - Áreas contractuales licitadas en Ronda 1 Licitación 04 aguas profundas.....	35
Mapa 7 - Áreas contractuales licitadas en la Ronda Dos Licitación de 04 aguas profundas.....	36
Mapa 8 - Asignación CNH-A1-TRION/2016.....	37
Mapa 9 - Áreas contractuales licitadas en la Ronda 3 Licitación 1 aguas someras	38
Mapa 10 - Países con campos en aguas profundas	47
Mapa 11 - Países con compañías que desarrollan proyectos en aguas profundas	48
Mapa 12 - Zonas en donde se ubican los principales campos en aguas profundas	50
Mapa 13 - Ubicación del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.....	83



Introducción

Introducción

En México se han impulsado las actividades petroleras a través de estrategias gubernamentales tales como la Reforma Energética, la cual propició la apertura del mercado a las inversiones extranjeras.

Estas inversiones se han orientado principalmente hacia áreas en las cuales se estima puedan existir grandes volúmenes de hidrocarburos atrapados en sus formaciones y de las cuales se espera obtener un mayor beneficio comercial, tal es el caso de las ubicadas costas afuera.

Para el presente trabajo se optó por estudiar las áreas ubicadas costa afuera en aguas profundas en México, de las cuales se ha estimado que contengan 876.750 MMbpce en reservas de hidrocarburos 1P, 2P y 3P, dichas áreas representan la última frontera en el desarrollo de proyectos y el futuro de la industria petrolera del país a criterio propio.

Los proyectos en aguas profundas en México han tenido resultados poco favorables, derivados de algunos factores contingentes dentro de los que destacan: la alta incertidumbre respecto a los volúmenes originales de los yacimientos y que no se han aplicado las técnicas y tecnologías que internacionalmente están dando grandes resultados, problemas operativos, falta de inversiones constantes necesarias para continuar dichos proyectos.

Por lo que es necesario estudiar a detalle cada paso dentro del ciclo de vida de los proyectos en aguas profundas buscando obtener el mayor conocimiento de las condiciones que se pudieran presentar y afectar el desarrollo óptimo de estos.

Por medio de cuatro capítulos, el presente trabajo plantea el desarrollo una metodología que busca aprovechar las oportunidades que pudiesen surgir en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México, tomando en cuenta los resultados internacionales al aplicar técnicas y tecnologías que han favorecido dichos desarrollos, con el fin de replicar dichos resultados al realizar este tipo de proyectos en el país.

En el primer capítulo se abordarán temas relacionados con la situación actual de los proyectos petroleros en aguas profundas en México, en donde se mostrará el análisis a los datos estadísticos de dichos proyectos y se describirá el panorama que presentan dichos proyectos.

El segundo capítulo comprende la situación internacional de los proyectos petroleros en aguas profundas, misma que fue desarrollada a través de la base de datos de campos internacionales en

aguas profundas en donde se compiló la información estadística de más de 1,000 campos en aguas profundas.

El tercer capítulo definirá la metodología para aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México y se describirán los procesos de ejecución propios de la metodología.

Este capítulo va de la mano con el cuarto capítulo en donde se mostrará la aplicación de dicha metodología a dos áreas contractuales, siendo estas los casos de estudio que permitirán visualizar los beneficios de la mencionada metodología.

The image features a dark blue background with a complex, low-poly geometric pattern of overlapping triangles and polygons. The colors range from deep navy to a slightly lighter, muted blue. Centered on this background is the word "Definiciones" in a bold, white, sans-serif font.

Definiciones

Definiciones

Clasificación de zonas petroleras costa afuera de acuerdo con la Secretaría de Energía

Los proyectos petroleros que se desarrollan costa afuera alrededor del mundo se encuentran divididos en tres principales zonas que son: aguas someras, aguas profundas y aguas ultra profundas, mismas que comparten algunas características pero que encuentran su principal diferencia en el tirante de agua.

El tirante de agua que es la medida entre la superficie y el suelo marino, es utilizado para las diferentes definiciones ya que es un factor constante en todos los casos de estudio y, por el cual es fácil identificar estas zonas costa afuera en donde se encuentran localizados yacimientos petroleros.

Las zonas costa afuera también se pueden destacar unas de otras por las técnicas, tecnologías, herramientas, conocimientos, inversiones, tiempos y costos necesarios para desarrollar un proyecto en cada una de ellas. Estos factores que marcan la diferencia entre estas áreas son también los aspectos por considerar durante el desarrollo de estos proyectos.

De acuerdo con el glosario de términos petroleros publicado por la Secretaría de Energía en el 2015, las definiciones pertinentes para dichas zonas serán las siguientes:

- **Aguas Someras**

Zona costera donde la profundidad de agua no excede los 500 metros.

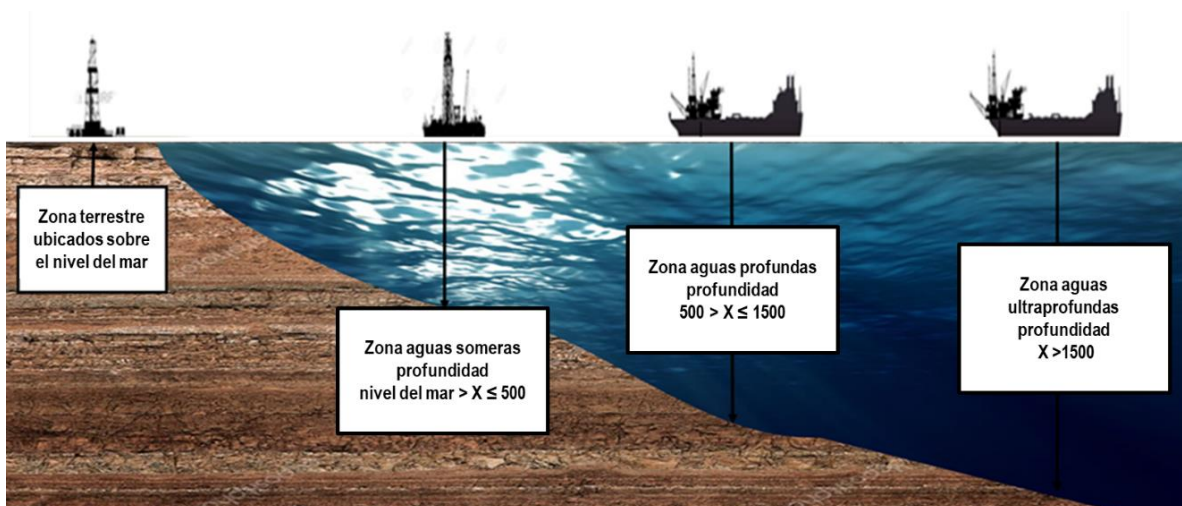
- **Aguas Profundas**

Zona costera donde la profundidad de agua es mayor o igual a 500 metros, pero no mayor a 1500 metros.

- **Aguas Ultra profundas**

Zona costera donde la profundidad de agua es mayor o igual a 1500 metros, pero menor a los 3000 metros.

Gráfico 1 - Diferencia del tirante de agua en zonas petroleras costa afuera



Definición de aguas profundas para el presente trabajo

Al realizar la investigación principal de este trabajo se encontraron diferentes definiciones, debido a que cada país adopta su propia definición, la cual incluye las condiciones en las que sus proyectos se desarrollan en las zonas descritas anteriormente.

Por lo que, al analizar los proyectos internacionales desarrollados en aguas profundas, se observó que muchos de estos estaban fuera del rango internacional, establecido entre los 500 m y los 1500 m para dicha zona. Dichos proyectos se han encontrado a tirantes de agua que van desde los 300 m hasta los 2500 m, debido a que cada país los clasifica de acuerdo con los diferentes factores operativos que se presentan en las distintas zonas.

Algunos de los factores operativos que ponen fuera de rango estos proyectos y son tomados en cuenta para ubicarlos en la zona de aguas profundas son los siguientes:

- **La geografía del terreno marino** la cual al sufrir una modificación abrupta durante un recorrido horizontal es motivo de determinar otra zona costa afuera.
- **Las técnicas y tecnologías** las cuales son aplicadas para alcanzar los yacimientos ubicados en la zona aguas profundas y que a su vez permiten llegar a nuevos objetivos a tirantes de agua más profundos.

- **La inversión** acompañada del riesgo económico que representan es uno de los factores clave debido a la cantidad necesaria de dinero para desarrollar cada uno de estos proyectos.
- **El concepto aguas ultra profundas**, aún no se ha adoptado en ciertos países la subdivisión entre aguas profundas y ultra profundas.

Tomando en cuenta lo antes dicho, para la recopilación de información se analizaron proyectos que se encuentran entre los 450 m y 1600 m, con el fin de contar con más información respecto a los proyectos internacionales desarrollados en la zona aguas profundas.

Por lo que para el presente trabajo el término aguas profundas se definirá de la siguiente forma:

Aguas profundas

Aguas profundas es la zona petrolera ubicada a una profundidad que va de los 500 m a los 1500 m y que para su desarrollo se requiere de inversiones, técnicas, tecnologías, herramientas, procesos y conocimientos específicos para extraer los hidrocarburos atrapados en el subsuelo marino.

Capítulo I

**Situación de los proyectos
en aguas profundas en
México**

Capítulo I - Situación de los proyectos en aguas profundas en México

Proyectos petroleros en aguas profundas mexicanas

Los proyectos petroleros en aguas profundas mexicanas han tenido una evolución importante, desde los tiempos en donde Pemex era la única empresa encargada de desarrollar los yacimientos ubicados en el subsuelo marino de las aguas profundas mexicanas.

En México de acuerdo con la información recuperada del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), los proyectos en aguas profundas han tenido diversas causas que los han llevado a no alcanzar los resultados deseados, algunas de ellas son:

- Variaciones en el precio del barril de petróleo
- Falta de opciones regulatorias que impulsaran este tipo de proyectos
- Falta de inversiones
- Falta de tecnologías específicas
- Política energética
- Problemas operativos
- Pozos secos o con niveles de hidrocarburos no comerciales
- Pozos improductivos invadidos de agua salada
- Pozos con producción no comercial
- Cambios de administración gubernamental
- Baja calidad de los yacimientos
- Sobre estimación de los volúmenes originales
- Pozos taponados
- Pozos abandonados temporal o definitivamente

Actualmente los proyectos petroleros en aguas profundas han sido beneficiados con las oportunidades que se presentaron a partir del decreto que reformó la Constitución en materia energética, mismo que busca cubrir las necesidades y causas por las cuales no se han alcanzado los objetivos planteados en estos proyectos.

Como fue mencionado la información de los proyectos petroleros en dicha zona han sido registrados por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), albergando los datos estadísticos de los campos en aguas profundas que se han desarrollado en el país a lo largo de la historia.

En dicho centro, se encontró la información de los 69 pozos que se han perforado en aguas profundas en las provincias petroleras ubicadas en el Golfo de México como: Cinturón Plegado Perdido, Cinturón Plegado de Catemaco, Salina del Istmo, Cordilleras Mexicanas, Reforma Akal y Salina de Bravo.

Con el fin de visualizar el panorama que presentan los proyectos en aguas profundas en México se analizaron los datos estadísticos obtenidos con fecha de la última actualización del CNIH del 1 de noviembre del 2018, y se interpretaron para presentar la información descrita a continuación.

Pozos perforados en aguas profundas

A partir del año 2003, en las aguas territoriales del Golfo de México en la zona denominada aguas profundas, se comenzaron a perforar los primeros pozos exploratorios buscando equiparar los resultados obtenidos por Estados Unidos de América en los límites territoriales de dicho país en el Golfo de México.

Estos pozos brindaron un panorama incierto en el desarrollo de los proyectos en aguas profundas, derivado de los resultados poco favorables obtenidos, aun así, se buscó continuar con la exploración del Golfo de México profundo, explorando las provincias petroleras profundas.

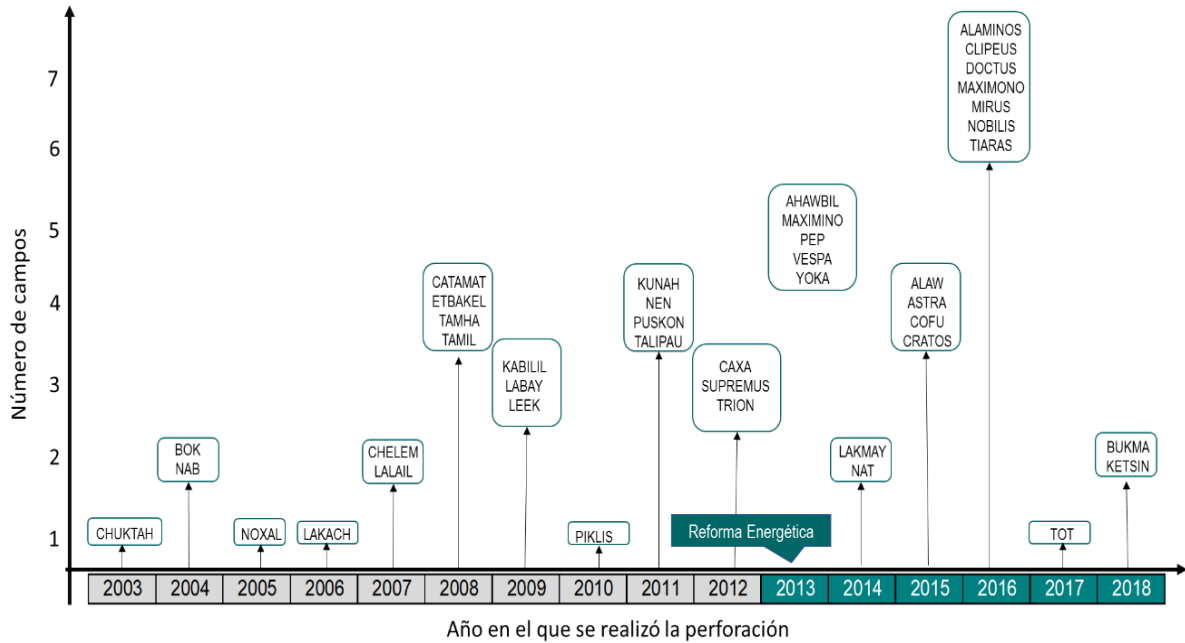
En la actualidad se han perforado 69 pozos de los cuales aún no se cuenta con alguno que se pueda catalogar como comercial debido a las condiciones y los volúmenes que se han encontrado en estos desarrollos.

Durante el desarrollo de estos pozos se gestionó por parte del gobierno mexicano un cambio en la regulación que provocó un punto de inflexión que marcó un antes y un después, este punto fue la denominada Reforma Constitucional en materia energética.

Esta reforma tiene como objetivo fomentar el interés de los operadores y empresas mexicanas hacia las aguas profundas en México, si bien la Reforma Energética es un parteaguas en la industria petrolera del país, cabe señalar que los 14 pozos perforados a partir de dicho decreto son el resultado del trabajo previamente realizado por Pemex y no de la misma Reforma.

Dadas las condiciones y los estudios necesarios para el desarrollo de las áreas en aguas profundas en México por ahora no se han perforado pozos por parte de los nuevos operadores, pero se espera en un futuro esto cambie.

Gráfico 2 - Línea del tiempo de los campos desarrollados en aguas profundas (2003 - 2018)



Mapa 1 - Ubicación de los proyectos en aguas profundas en México



CNH (2018). Mapa de los pozos en aguas profundas en México

Provincias petroleras en aguas profundas en México

Como fue mencionado, los pozos en aguas profundas mexicanas se han visto limitados por los avances tecnológicos y las inversiones, estas últimas han sido dirigidas a provincias en donde se han obtenido mejores resultados en la perforación de pozos exploratorios.

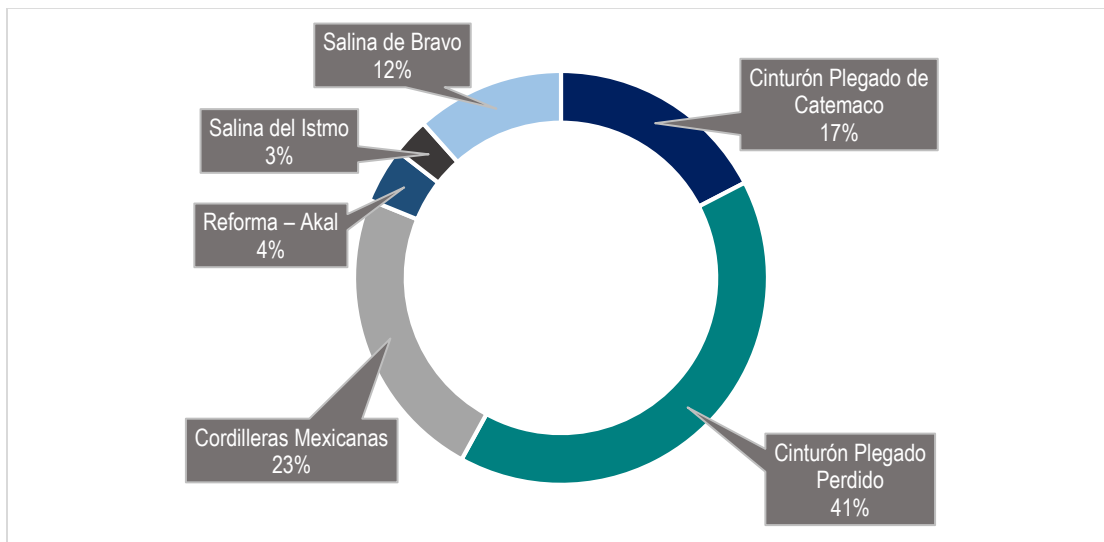
Tal es caso de la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido que se ha caracterizado por los descubrimientos de acumulaciones de aceite, siendo este el principal tipo de hidrocarburo encontrado en las formaciones de dicha provincia. Dicha situación es por la que esta provincia petrolera registra el mayor número de pozos perforados.

Actualmente, los pozos perforados en aguas profundas se encuentran distribuidos en las provincias petroleras del Golfo de México de la siguiente manera:

Tabla 1 - Pozos perforados en las provincias petroleras en aguas profundas en México

Provincia Petrolera	Número de Pozos
Cinturón Plegado de Catemaco	12
Cinturón Plegado Perdido	28
Cordilleras Mexicanas	16
Reforma – Akal	3
Salina del Istmo	2
Salina de Bravo	8

Gráfico 3 - Porcentaje de pozos realizados en las provincias petroleras en aguas profundas de México



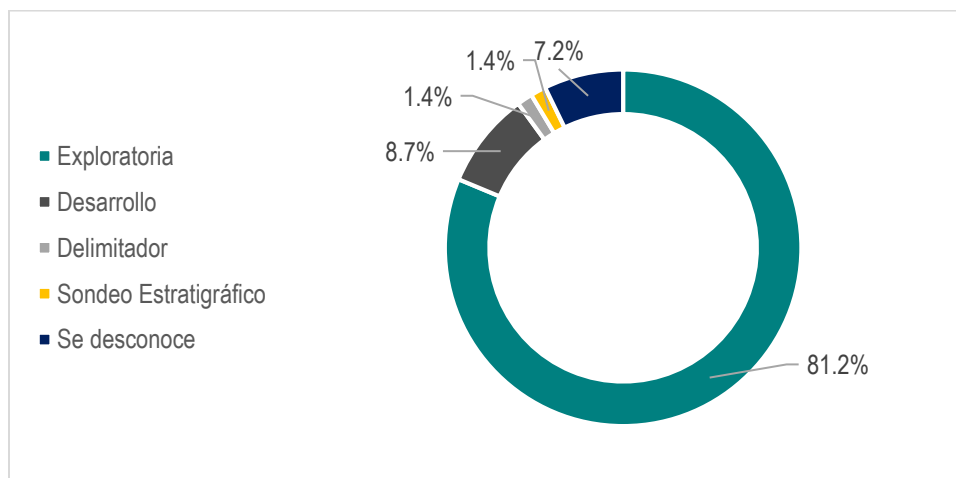
Algunos de los pozos más conocidos que se han realizado en estas provincias son:

- Supremus
- Maximino
- Exploratus
- Trión
- Nobilis
- Cratos
- Lakach

Resultados obtenidos de la perforación en aguas profundas

Si bien el número de pozos se ha ido incrementando con el paso de los años, en México aún no se ha desarrollado un pozo con gran potencial para catalogarlo comercial, de acuerdo con el análisis realizado de los pozos perforados en aguas profundas en México se determinó que, el 81.2% de estos se encuentran en la etapa exploratoria, los pozos 11, 52, 114, 32, 2, 21 y 1 perforados en el campo Lakach se encuentran en etapa de desarrollo y representan el 8.7% del total analizado, aunados al 2.8% que incluye un pozo delimitador nombrado Doctos-1 DEL y un pozo de sondeo estratigráfico de nombre Bukma-1 SON, mientras que el porcentaje restante se desconoce la etapa en la que se encuentran.

Gráfico 4 - Etapa actual de los pozos perforados en aguas profundas en México



Si bien los datos encontrados son puntuales, cabe señalar que también se encontraron pozos en abandono temporal o definitivo, pozos que han pasado a una etapa técnica y algunos otros con resultados prometedores pero que no han sido determinantes. A continuación, se muestra el estado actual que presentan los pozos perforados en aguas profundas mexicanas:

Gráfico 5 - Estado actual de los pozos en aguas profundas en México

Estado actual del pozo	Número de pozos
Abandono	2
Abandono permanente	3
Abandono temporal	3
Improductivo	1
Improductivo (invadido por agua salada)	7
Improductivo (seco)	2
Productor	2
Productor de aceite	1
Productor de aceite y gas	5
Productor de aceite/gas	1
Productor de gas húmedo	5
Productor de gas seco	4
Productor no comercial	1
Productor no comercial de gas húmedo	2
Productor no comercial de gas seco	1
Taponado	20
Taponado (accidente mecánico)	1
Taponado definitivamente	1
Taponado temporalmente	3
Taponado por columna geológica imprevista	1
Se desconoce su estado actual	3

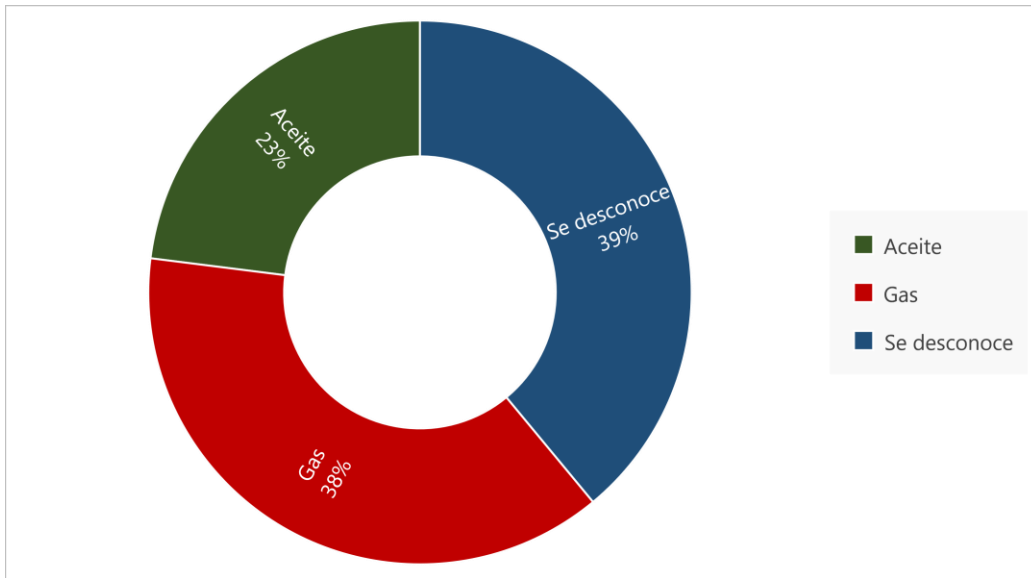
Fecha de consulta y última actualización del CNIH del 1 de noviembre del 2018

Tipo de hidrocarburos

Los proyectos en aguas profundas se dividen principalmente en dos tipos: aceite y gas, debido al tipo de hidrocarburo que predomina en los yacimientos; estos a su vez se subdividen de acuerdo con la clasificación del yacimiento pertinente en: gas seco, gas húmedo, gas y condensado, aceite negro, aceite volátil.

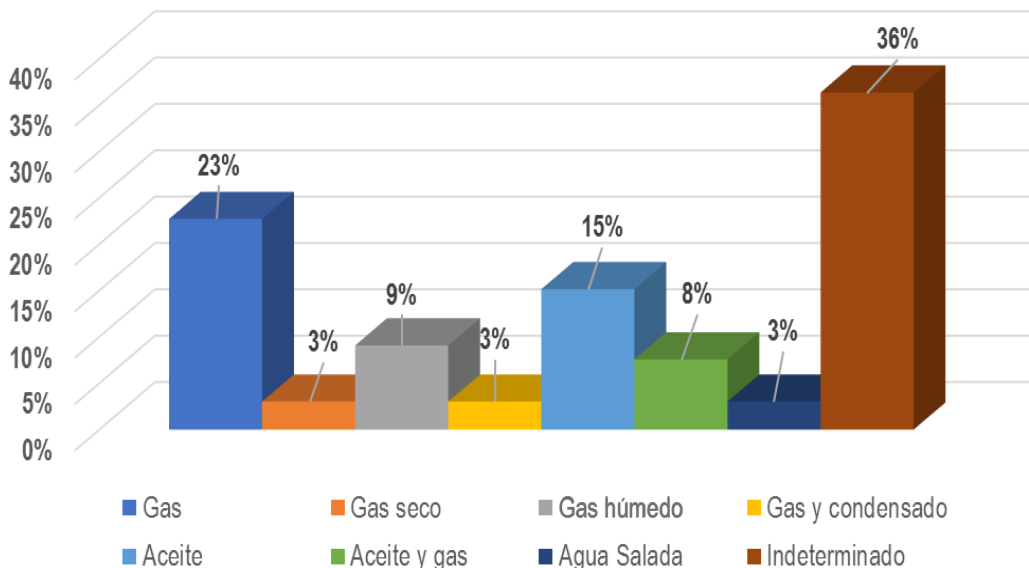
En México, de los pozos perforados en sus aguas profundas han dado muestras del tipo de hidrocarburos que predominan en los yacimientos que han sido descubiertos en las provincias petroleras del país y de los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

Gráfico 6 - Tipo de hidrocarburo aguas profundas mexicanas



Cabe destacar que, aunque se han registrado y producido algunas cantidades de hidrocarburos mediante estos pozos, en México aún no ha sido posible realizar un descubrimiento que pueda ser catalogado como comercial, debido a que la mayoría de los pozos se han taponado y algunos otros siguen estudiando dicha posibilidad mediante las actividades exploratorias correspondientes. Pese a esto e impulsados por la demanda energética mundial se han continuado las actividades petroleras, explorando y perforando pozos de los cuales se han obtenido los siguientes resultados:

Gráfico 7 - Tipo de hidrocarburos obtenidos en aguas profundas mexicanas



Tipo de trayectorias utilizadas en la perforación

La trayectoria de perforación es el recorrido que seguirá la barrena con el fin de conectar el yacimiento petrolero con la superficie. Los pozos petroleros se pueden clasificar de acuerdo con su trayectoria de perforación en: verticales, horizontales, desviados, multilaterales y direccionados principalmente.

En México la mayoría de los pozos que se ha perforado en aguas profundas han sido pozos verticales, debido a que este tipo de trayectoria es la más sencilla, los pozos realizados son exploratorios delimitadores o de sondeo, la trayectoria es de bajo riesgo y con un costo operativo es menor respecto a las otras trayectorias.

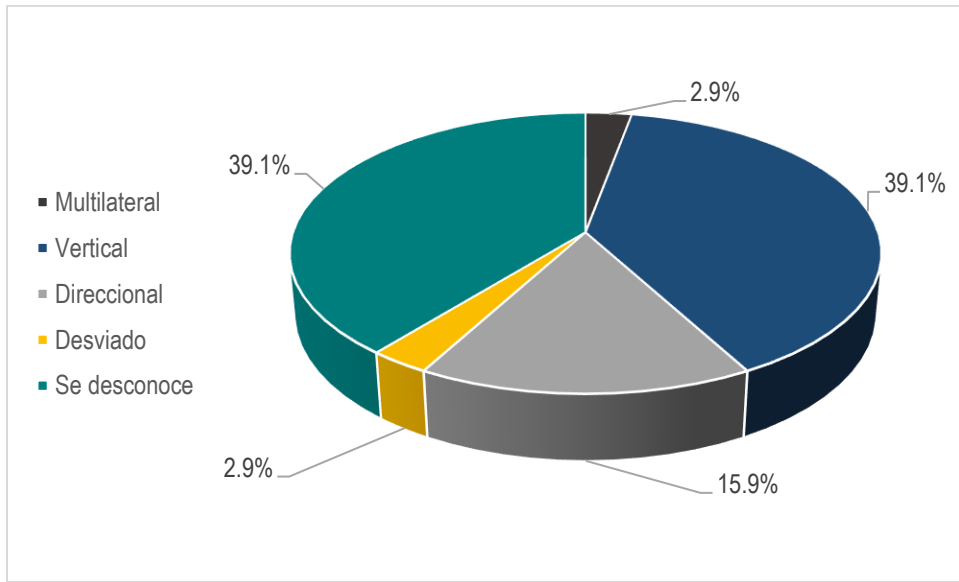
A su vez, los planes de desarrollo que se han propuesto por la administración a cargo de la perforación han sido uno de los factores que han predominado en la selección de las trayectorias en los pozos en aguas profundas en México.

Otro de los factores que han afectado el éxito de los proyectos en aguas profundas en México es que, la tecnología utilizada internacionalmente para realizar las diversas trayectorias para perforar pozos petroleros aún no ha sido incorporada a los proyectos en México debido a su costo y el riesgo que se debe afrontar al utilizar dichas tecnologías.

Tal es el caso de los campos Jubarte, Marlim y Marlim Sul en Brasil, Chinguetti y Bonga en África y el campo Hoover, Diana en Estados Unidos en los cuales se han perforado pozos con trayectorias horizontales y desviadas, mismas que han brindado mejores resultados. Sin embargo, el aplicar dichas trayectorias no necesariamente son detonantes del éxito de la perforación exploratoria.

En México la mayoría de los pozos perforados se han realizado mediante una trayectoria de perforación vertical o direccional y se cuenta con algunos casos como los pozos Exploratus-1DL Y Supremus-1 en los que se utilizó una trayectoria multilateral y los pozos Caxa-1 Y Temha-1 en donde se utilizó una trayectoria desviada.

Gráfico 8 - Tipo de trayectorias de los pozos en aguas profundas en México



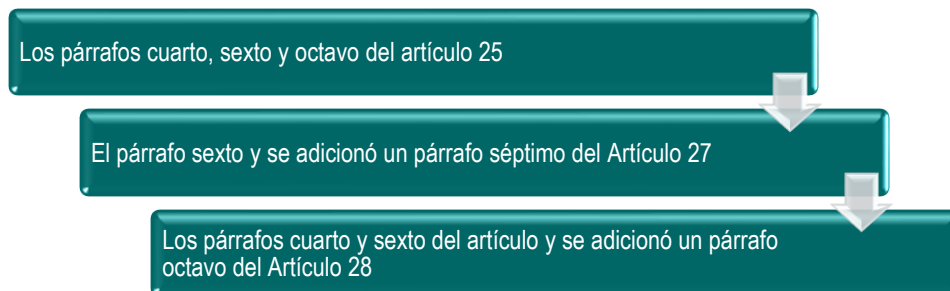
Reforma Constitucional en materia energética

La Reforma Energética es una Reforma Constitucional que modificó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos con la finalidad de modernizar el sector energético del país, abriendo la industria petrolera nacional a la inversión de capital externo.

El proceso de modificación constitucional quedó registrado en el decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre del 2013.

La Reforma Constitucional en materia energética realizó modificaciones en:

Gráfico 9 - Modificaciones de la Reforma Constitucional en materia energética



La Reforma Constitucional en materia de energía también incorporó 9 leyes nuevas y reformó otras 11 y, se publicaron 25 reglamentos para regular las actividades del sector energético, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de agosto de 2014. Actualmente se continúan haciendo modificaciones y anexando documentos que permitan ampliar el marco regulatorio de las actividades petroleras del país. Estas modificaciones realizadas a la Constitución mencionan lo siguiente respecto al petróleo y demás hidrocarburos contenidos en el subsuelo:

- **Artículo 25**

La propiedad y el control de los organismos y empresas productivas del Estado para la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos lo llevará a cabo la nación conforme a lo dispuesto en el Artículo 27. La ley establecerá las normas para la administración, organización y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado bajo los criterios de equidad social, productiva y sustentabilidad impulsará los sectores sociales y privados de la economía.

A su vez, la ley protegerá y establecerá las condiciones para que el sector privado se desarrolle y contribuya al crecimiento nacional promoviendo la competitividad e implementando una metodología para el desarrollo industrial del país.

- **Artículo 27**

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. La Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

- **Artículo 28**

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución; el Estado al ejercer su rectoría, protegerá la seguridad y la

soberanía de la Nación y, al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. 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.

El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.

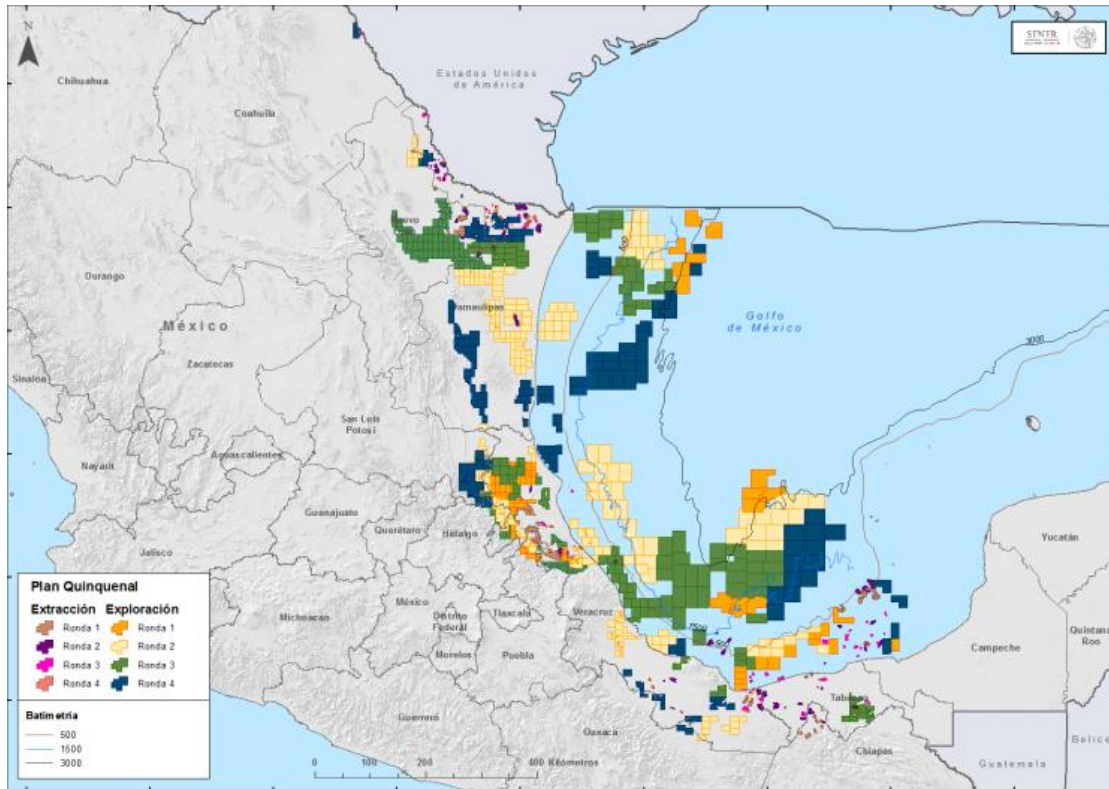
Plan Quinquenal

Derivado de la reforma constitucional en materia de energía, se promulgó la Ley de hidrocarburos en donde se estableció que, basado en la propuesta de la CNH de un plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, la Secretaría de Energía (SENER) tendrá la facultad para aprobar y emitir dicho plan, el cual deberá estar a disposición pública posterior a su aprobación.

El 30 de junio del 2015 se publicó el plan quinquenal, en el cual se estableció la información pertinente de las áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos a licitarse en cuatro rondas licitatorias contempladas en los cinco años de duración de dicho plan.

El plan quinquenal consideró 96 áreas para la exploración y 237 áreas para la extracción, mismas que buscan desarrollar los yacimientos convencionales terrestres, no convencionales terrestres, en aguas someras y aguas profundas.

Mapa 2 - Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019



SENER (2017). Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019[Mapa]

Ronda Cero

El 13 de agosto del 2014 se emitió el resultado sobre el requerimiento de áreas en exploración y los campos en producción que Petróleos Mexicanos sometió a consideración de la Secretaría de Energía, en dicho resultado se mencionan las asignaciones que la SENER adjudicó a PEMEX mediante el proceso establecido en la Constitución y nombrado Ronda Cero.

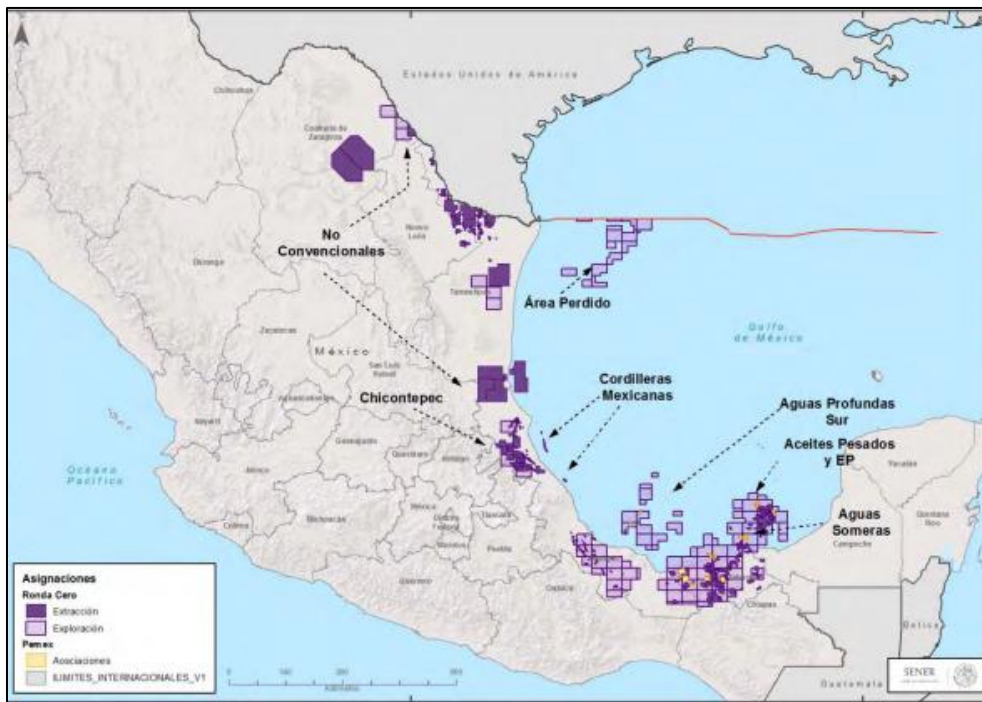
Mediante este procedimiento, PEMEX recibió 489 asignaciones de las cuales 108 fueron destinadas para realizar actividades de exploración, 286 para extracción y se decidió que las 95 restantes continuaran su producción hasta que el Estado declare su situación.

Durante este procedimiento, la SENER y la CNH evaluaron las capacidades técnico-económicas de PEMEX para determinar la capacidad operativa en cada área asignada durante la Ronda Cero.

La Ronda Cero buscó dar cierta comodidad operativa para PEMEX brindándole en este procedimiento ciertas asignaciones que aseguraran una producción de 2.5 MMbpcd por 20.5 años, con el fin de proveer suficientes recursos para continuar la operación de las áreas asignadas.

Uno de los beneficios que se pueden visualizar a la par de la Ronda Cero y que adquirió Pemex en apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, fue realizar las denominadas asociaciones estratégicas o farm-outs con el fin de establecer alianzas para el desarrollo de ciertas asignaciones, migrándolas hacia un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Mapa 3 - Asignaciones otorgadas a Pemex en la Ronda Cero

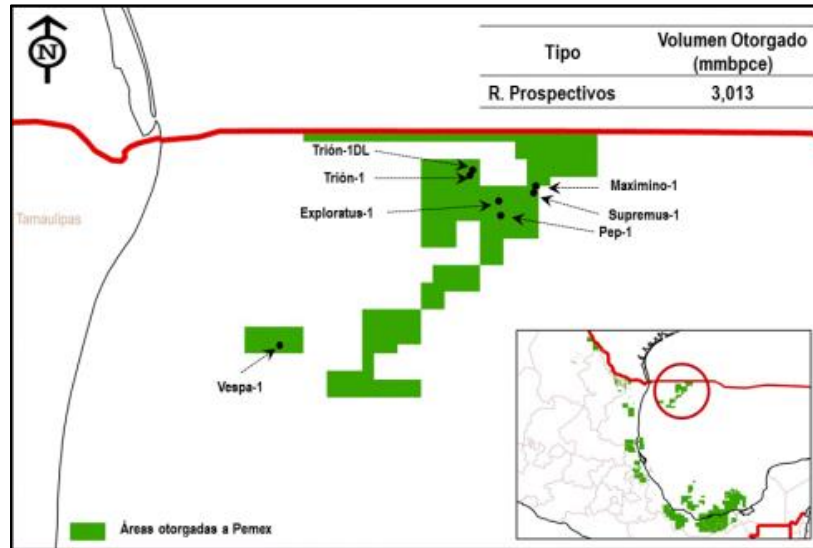


SENER (s.f.). Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero [Mapa]

Para el caso de las áreas ubicadas en aguas profundas que fueron asignadas a Pemex en la Ronda Cero el 13 de agosto del 2014, se otorgaron áreas en las cuales se tenían desarrollos previos o se habían realizado descubrimientos de hidrocarburos por parte de la empresa.

Estas asignaciones se ubican en regiones como el área de Perdido en donde se realizan actividades exploratorias en desarrollos, como el campo Trión, Maximino, Vespa, Pep, Supremus y que representan 3,013 MMbpce equivalentes al 42% de los recursos prospectivos de la región.

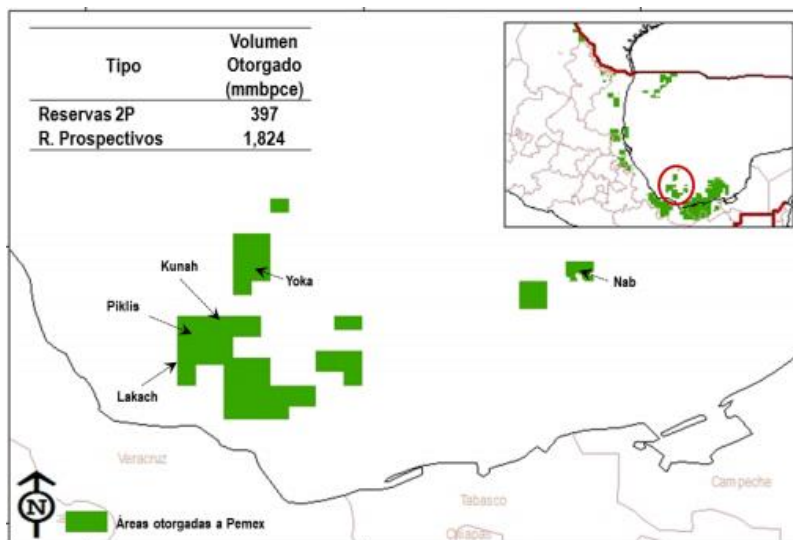
Mapa 4 – Áreas otorgadas a Pemex Ronda Cero en el Cinturón Plegado Perdido



SENER (s.f.). Áreas otorgadas a Pemex en el CPP, Ronda Cero [Mapa]

Por otro lado, se asignaron áreas ubicadas en las regiones Holok y Han dentro las cordilleras mexicanas, en donde se encuentran campos tales como Lakach, Piklis, Kunah y que representan un estimado de 397 MMbpce en reservas 2P y 1824 MMbpce en recursos prospectivos.

Mapa 5 – Áreas otorgadas a Pemex Ronda Cero en las regiones Holok y Han



SENER (s.f.). Áreas otorgadas a Pemex en las regiones Holok y Han, Ronda Cero [Mapa]

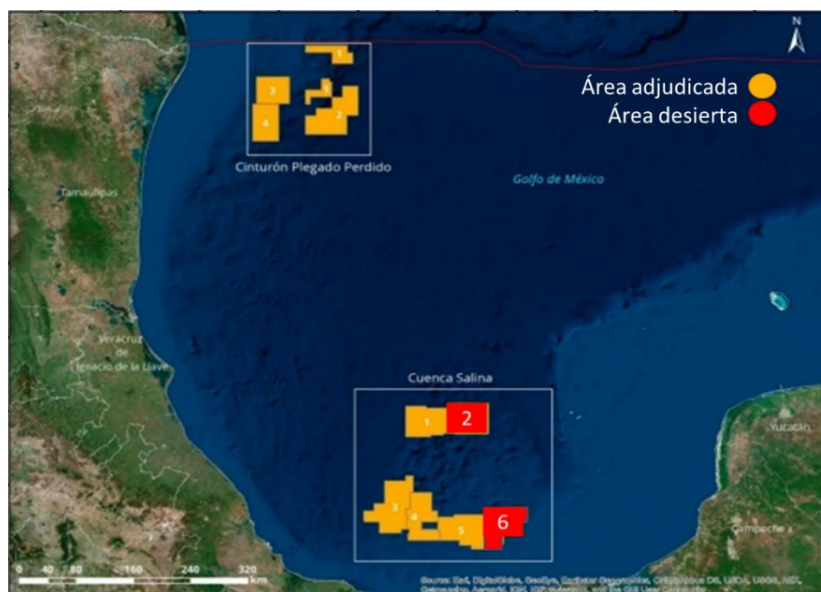
Ronda Uno

La Ronda Uno fue la primera ronda pública de licitaciones petroleras realizada por el Estado mexicano, la cual dio inicio el 11 de diciembre del 2014 con su primera etapa licitatoria y, culminó el 7 de diciembre del 2016 con la resolución y fallo por parte del Órgano de Gobierno de su cuarta convocatoria. Esta ronda contempló áreas terrestres y costa afuera para licitarse distribuidas dentro de las cuatro etapas licitatorias correspondientes a esta Ronda.

La Ronda Uno permitió adjudicar los primeros 38 contratos a empresas diferentes de PEMEX, de estos contratos, cinco se firmaron para realizarse en la modalidad de producción compartida y los 33 restantes en la modalidad de licencia. En la primera y segunda convocatoria se adjudicaron cinco contratos en la modalidad de producción compartida para desarrollar áreas contractuales en aguas someras. Por otro lado, la tercera convocatoria adjudicó 25 contratos en la modalidad de licencia para áreas contractuales terrestres.

En la cuarta convocatoria de la ronda uno se licitaron 10 áreas contractuales, de las cuales cuatro se encuentran ubicadas en la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido y firmadas bajo un contrato de licencia. De las seis restantes ubicadas en la provincia petrolera Cuenca Salina, solo cuatro obtuvieron un contrato firmado bajo la misma modalidad.

Mapa 6 - Áreas contractuales licitadas en Ronda 1 Licitación 04 aguas profundas



SENER (s.f.). Resultados de la Ronda Uno Licitación 04[Mapa "Modificado"]

Ronda Dos

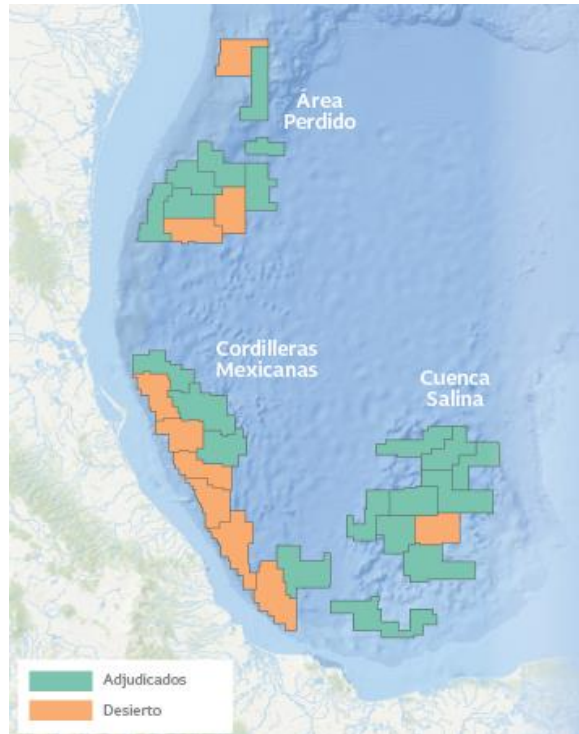
La Ronda Dos del plan quinquenal inició el 20 de julio del 2016 con la publicación de la convocatoria de la primera de cuatro licitaciones y culminó el 2 de febrero del 2018 con la resolución correspondiente por parte del Órgano de Gobierno para la adjudicación de las áreas contractuales de la cuarta licitación.

Durante esta ronda se adjudicaron 50 contratos de los cuales, 10 se destinaron para proyectos de producción compartida en áreas contractuales de la licitación uno de la Ronda Dos y 40 en la modalidad de licencia, los cuales fueron licitados 7 en la segunda licitación ,14 en la tercera licitación y 19 en la cuarta licitación de esta Ronda.

En esta ronda se adjudicaron 10 áreas contractuales en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida, y 21 contratos bajo la modalidad de licencia para áreas terrestres.

Para el caso de aguas profundas, la Ronda Dos contempló un total de 29 áreas contractuales dentro de la cuarta licitación de esta ronda, en la cual se adjudicaron 19 contratos bajo la modalidad de licencia.

Mapa 7 - Áreas contractuales licitadas en la Ronda Dos Licitación de 04 aguas profundas



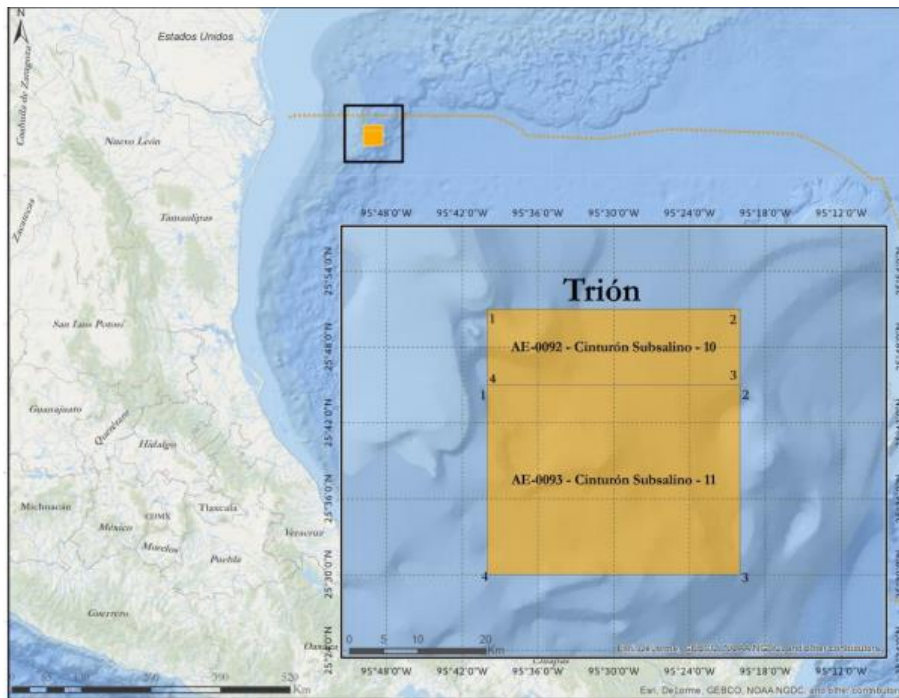
SENER (s.f.). Resultados de la Ronda Dos Licitación 04 [Mapa (modificado)].

Migración de asignaciones a contratos

Como parte de las modificaciones realizadas por la Reforma Constitucional en materia de energía una de las facultades con las que contará PEMEX descritas en el sexto transitorio de tal decreto será, proponer a la SENER asignaciones para migrarse a un contrato.

Este procedimiento ha permitido realizar la migración a un contrato de 19 asignaciones de las cuales destacan cuatro contratos firmados, tal es el caso de la asignación CNH-A1-Trión/2016 ubicada en aguas profundas del Golfo de México en la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido y que se migró a un contrato que dio como resultado la asociación de Pemex y BHP Billinton.

Mapa 8 - Asignación CNH-A1-TRION/2016



SENER (s.f.), Asignación CNH-A1-TRION/2016 [Mapa].

Ronda Tres

La Ronda Tres se compone por tres licitaciones y dio inicio el 29 de septiembre del 2017 con la publicación de la convocatoria de la primera licitación de dicha ronda y se espera termine el 19 de febrero del 2019 con la resolución del Órgano de Gobierno de su última convocatoria.

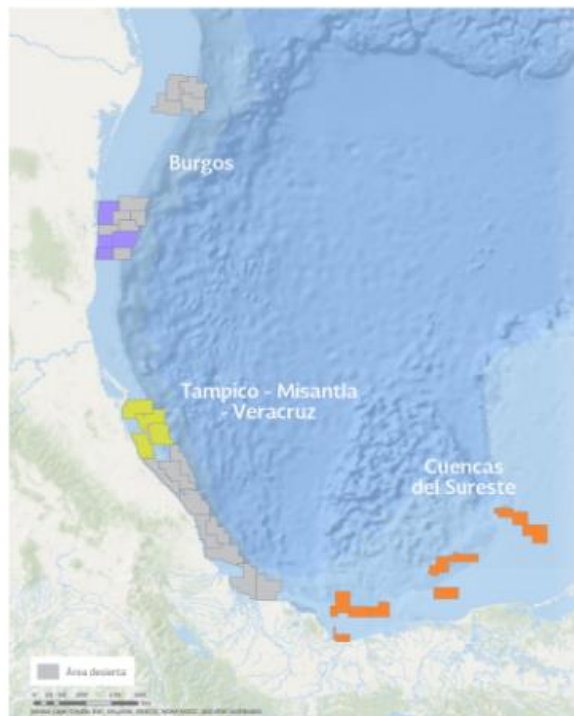
La primera etapa licitatoria de la Ronda Tres celebró el 27 de marzo del 2018 el acto de presentación, apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de la primera etapa de licitación mediante

la cual se adjudicaron 16 áreas contractuales de las 35 licitadas en aguas someras en las provincias petroleras de Burgos, Tampico Misantla, Veracruz y Cuencas del sureste, a desarrollarse mediante un contrato bajo la modalidad de producción compartida.

El acto de presentación, apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de la segunda como la tercera etapa licitatoria de esta ronda, se han planteado realizarse el 14 de febrero del 2019 en donde se buscan colocar 37 áreas contractuales terrestres y 9 áreas contractuales de recursos no convencionales bajo la modalidad de licencia.

Actualmente estas etapas licitatorias de la Ronda Tres son las últimas presentadas públicamente, pese a que se tiene el conocimiento de que habrá una cuarta ronda, todavía no se tienen datos públicos de las áreas a licitar, puesto que aún no se da inicio a tal ronda.

Mapa 9 - Áreas contractuales licitadas en la Ronda 3 Licitación 1 aguas someras



CNH (2018). Resultados de Ronda 3 Licitación 01[Mapa]

Panorama de los proyectos en aguas profundas en México

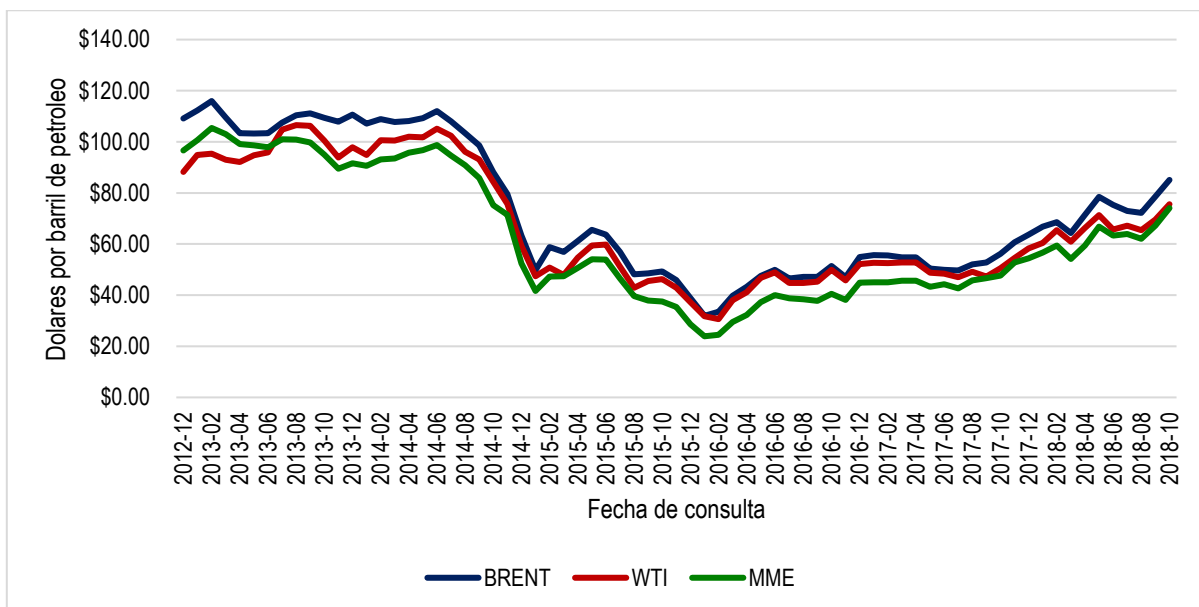
Después de la reforma energética, la crisis económica del año 2014 afectó los proyectos petroleros en México, llevando el precio por barril de petróleo de los 100.00 usd/bl hasta los 40 usd/bl, lo que influyó en mayor medida a las inversiones dirigidas hacia los proyectos en aguas profundas.

Dicha situación negativa provocó un ambiente de incertidumbre en los proyectos de inversión dirigidos a los proyectos en aguas profundas lo que provocó que se ajustaran los presupuestos en los proyectos que se estaban realizando en aguas profundas, a la par que se tomaran las acciones pertinentes para evitar pérdidas económicas y en casos más drásticos se optó por pausar los desarrollos más complejos hasta que se estabilizara dicha crisis.

Dicha situación fue precedida a principios del año 2016 por una caída más fuerte de los precios de los crudos indicadores, misma que llevó el precio del barril de petróleo de la Mezcla mexicana de exportación a los 24 usd/bl, su nivel más bajo en los últimos seis años, caída de la cual los precios repuntaron hasta alcanzar los siguientes niveles al 2 de noviembre del 2018 fecha de consulta.

- MME = 70.17 usd/bl
- WTI = 63.4 usd/bl
- Brent = 72.83 usd/bl

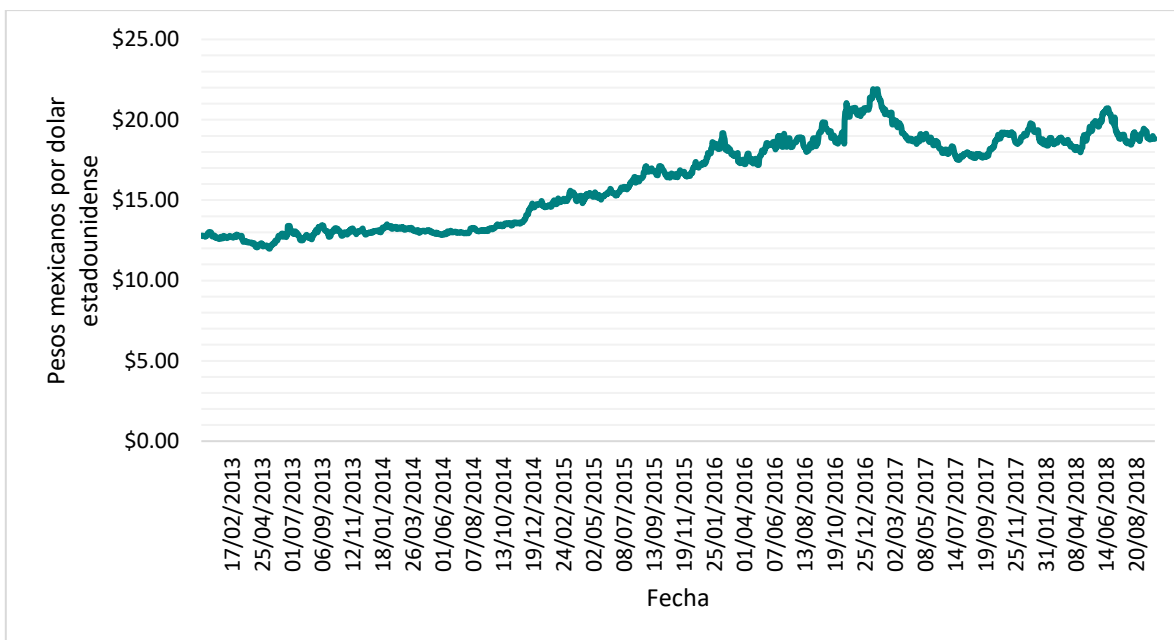
Gráfico 10 - Histórico mensual del precio por barril de petróleo de las mezclas Brent, WTI, MME



La economía nacional da ciertas muestras de recuperación ante dicha crisis, con un precio por barril de petróleo que durante la primera mitad del 2018 se mantuvo constante entre los 60 usd/bl para la mezcla mexicana de exportación.

El tipo de cambio se encuentra inestable, pero en un rango estrecho, fluctuando entre los \$20.00 y \$21.00 pesos por dólar por lo que tanto para la industria petrolera como para las demás industrias complementarias establecidas en territorio mexicano será uno de los factores que representen más riesgo durante el ciclo de vida de nuestros proyectos.

Gráfico 11 - Tipo de cambio dólar por peso (diciembre 2012 - octubre 2018)



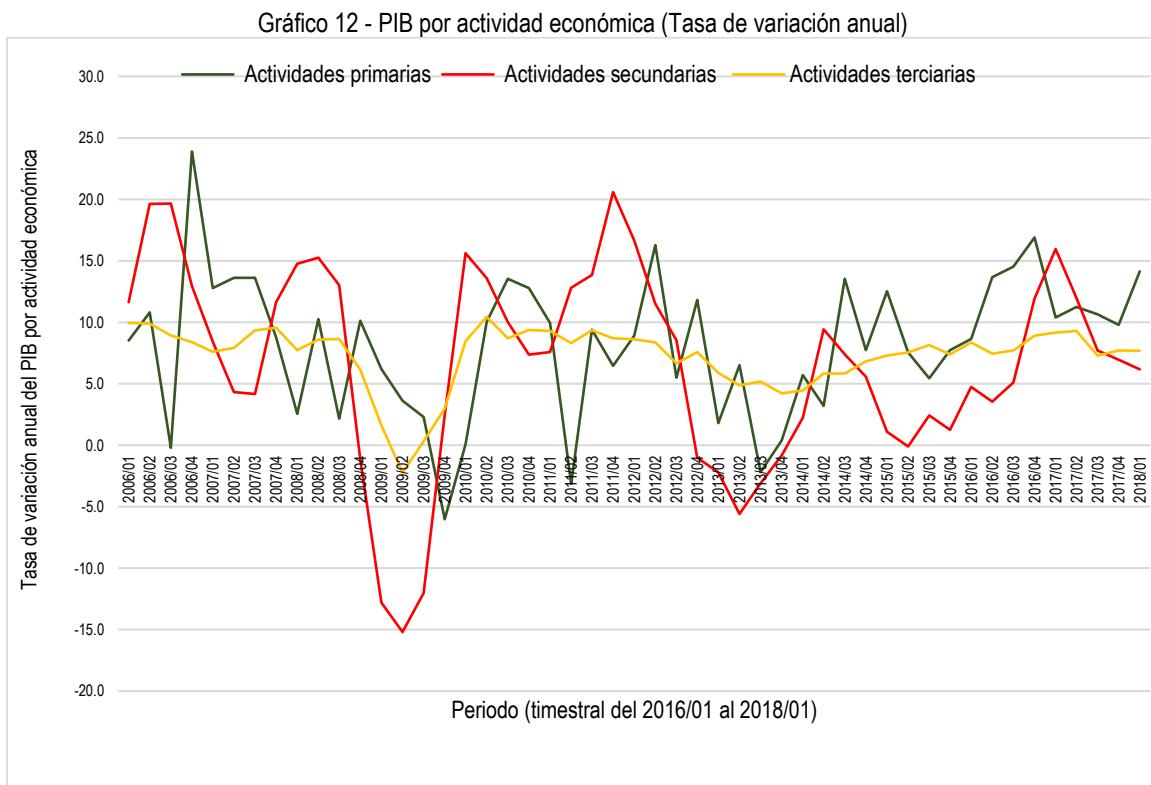
Actualmente el dólar es el principal tipo de cambio empleado en las transacciones nacionales e internacionales, es por esta razón que se debe tomar en cuenta día a día mientras el proyecto avanza. Para el caso de la industria petrolera se deberá asegurar el tipo de cambio en las transacciones propias de la industria, para evitar que las fluctuaciones del tipo de cambio afecten nuestras inversiones.

Para el año 2018, las inversiones dirigidas para los proyectos en aguas profundas se encuentran expectantes ante los diversos cambios nacionales e internacionales que afectarán la estabilidad económica del país.

Los aranceles impuestos por el gobierno de los Estados Unidos de América, los conflictos bélicos internacionales, la renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte y el cambio de gobierno nacional, son hoy en día los principales factores que afectan y afectarán las inversiones en el país para desarrollar proyectos en aguas profundas.

De acuerdo con el análisis de los indicadores económicos del país, este se encuentra en una desaceleración económica, manifestándose con una contracción de la actividad económica que ha reducido la circulación de capital, la creación de bienes, servicios y el consumo de estos. Esta desaceleración ha provocado un ritmo lento en lo que respecta a la industria petrolera del país, aunado al riesgo en el sector causado por las limitantes en el comercio internacional.

La industria petrolera es una actividad económica secundaria la cual ha tenido una tasa de variación anual decreciente en los últimos años respecto al PIB, afectada por los insumos que se requieren para mantener activa la industria.



El panorama para los proyectos petroleros en aguas profundas en el país es incierto ante los cambios de gobierno que se presentarán a partir de la interrupción indefinida de las rondas licitatorias

propuestas en el Plan Quinquenal del 2015, pero las condiciones técnico-económicas posicionan al país como una de las mejores opciones para invertir en dichos proyectos.

Con una política energética con una línea de tendencia marcada y ante las declaraciones del nuevo gobierno de mantener la reforma energética, pero someter a revisión los contratos y licitaciones se espera que una vez revisada la información pertinente en años se realicen nuevos proyectos de exploración y extracción en las aguas profundas del país.

Capítulo II

**Base de Datos de campos
internacionales en aguas
profundas**

Capítulo II – Base de Datos de campos internacionales en aguas profundas

Análisis de la base de datos

Parte del desarrollo de la metodología descrita en el presente trabajo fue, realizar como un proceso previo investigar y compilar toda la información estadística posible sobre los resultados que se han obtenido al desarrollar campos en aguas profundas en el mundo.

Dicho proceso fue de gran importancia para la metodología, mediante este, se pudieron visualizar los escenarios que se han presentado al realizar proyectos petroleros en este tipo de campos y como han sido aprovechados mediante la aplicación de técnicas y tecnologías, siendo estos análisis de escenarios los cimientos de la metodología.

Este proceso previo dio origen a una gran cantidad de información sobre los campos internacionales resultado de una investigación ardua en búsqueda de toda la información posible. Por lo que se decidió generar con dicha información una base de datos para utilizar de forma ágil su contenido al realizar los procesos propios de la metodología descrita en el presente trabajo.

Uno de los procesos más importantes en la metodología que se describirá en el siguiente capítulo es, la correlación de la información de las características de un área contractual en México y los campos internacionales. Proceso en el cual la base de datos cobra importancia permitiendo visualizar los resultados de una manera más útil y adecuada.

Para generar la base de datos fue indispensable que la información recopilada contuviera los datos correspondientes al: nombre del campo, ubicación edad, litología y el tipo de hidrocarburo. Siendo estos los rubros los principales para identificar los campos internacionales, que posteriormente serian el punto de partida para desarrollar la base de datos.

Aunado a estos rubros fue posible recopilar datos de los campos internacionales sobre su: estado actual, madurez, tamaño, reservas de hidrocarburos, producción, °API, tecnologías aplicadas, tiempos en el desarrollo, ubicación, operador entre otros.

En el presente capítulo se describirán los resultados obtenidos al analizar la información contenida en la base de datos de los campos internacionales en aguas profundas generada a partir de toda la información consultada y recopilada al 8 de junio del 2018 mediante las bases de datos de Wood

Mackenzie, Daks IQ - C&C Reservoirs, como parte del proceso previo a la aplicación de la metodología descrita en el presente trabajo.

Países que desarrollan proyectos petroleros en aguas profundas

Los recursos petroleros son considerados como unos de los recursos más preciados, debido a que desde hace algunos años se aseguraron mediante este hidrocarburo los dólares estadounidenses en circulación, moneda de reserva del mundo y mediante la cual se realiza la mayoría de las transacciones económicas, por ende dicha situación permite cierta estabilidad económica a los países que cuentan con cantidades importantes de estos recursos, es esta una de las razones por la cual, se han realizado proyectos petroleros alrededor del mundo en busca del preciado hidrocarburo.

Actualmente dichos proyectos se han dirigido al desarrollo de campos en aguas profundas, donde se han realizado las actividades propias de la industria bajo condiciones que hasta hace unos años se consideraban inaccesibles y, que con el avance tecnológico y la cooperación internacional es posible hacer frente a estas condiciones.

Los principales proyectos petroleros en aguas profundas se ubican en el denominado triángulo de oro nombre que se le dio al área ubicada entre el Golfo de México, Brasil y África Occidental. No obstante, es posible encontrar proyectos de estas características alrededor del mundo, como los ubicados en el Mar del Norte, el Océano Indico, Mar de Barents, los Mares del norte de Australia entre otros.

Son más de 50 países los que actualmente se encuentran realizando este tipo de proyectos de exploración y extracción de petróleo en aguas profundas, dentro y fuera de sus límites territoriales, siendo operadores o inversores en estos proyectos.

La capacidad técnica, tecnológica y de inversión con la que cuentan Estados Unidos de América, Brasil, Angola, Australia, Malasia, India, Nigeria, Reino Unido, Italia, Egipto ha posicionado a estos países entre los principales desarrolladores de proyectos en campos en aguas profundas.

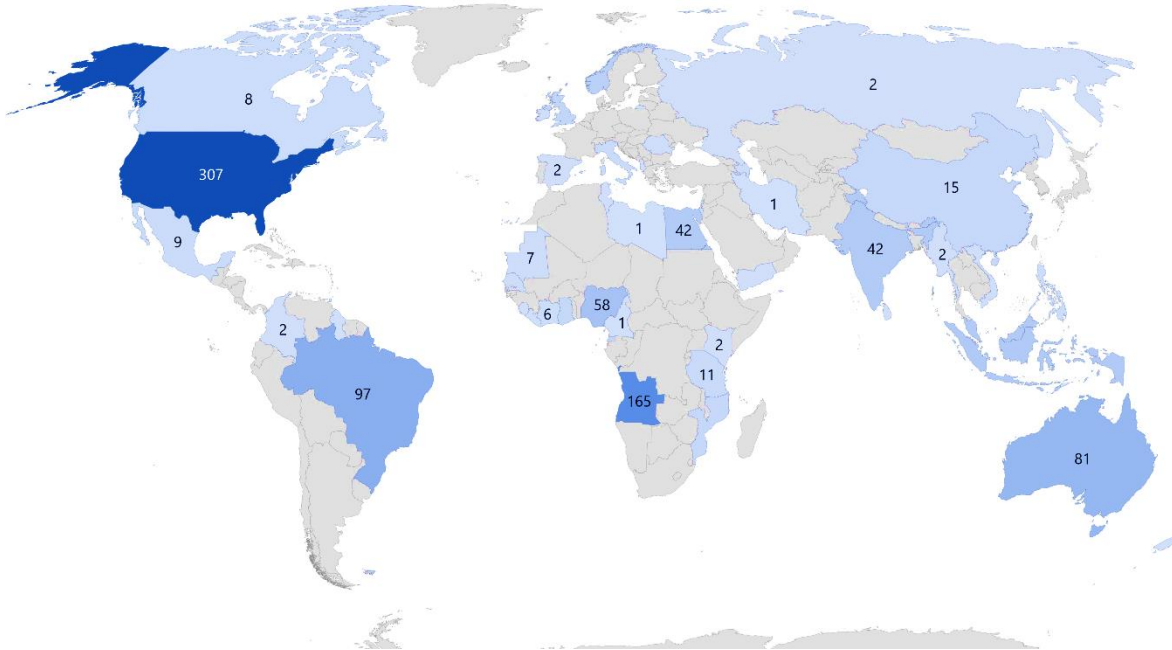
A continuación, se muestra una lista que muestra el número de campos en aguas profundas en cada país, mismos que han sido desarrollado mediante empresas productivas del estado y empresas privadas.

Tabla 2 - Número de campos en aguas profundas por país

País	Número de Campos	País	Número de Campos	País	Número de Campos
Albania	1	Guyana	1	Noruega	31
Angola	165	India	42	Filipinas	8
Australia	81	Indonesia	43	Rumania	4
Azerbaiyán	7	Irán	1	Rusia	2
Brasil	97	Irlanda	2	Senegal	4
Brunéi	9	Israel	5	Sierra Leona	1
Camerún	1	Italia	10	España	2
Canadá	8	Kenia	2	Sri Lanka	2
China	15	Liberia	1	Tanzania	11
Colombia	2	Libia	1	Trinidad y Tobago	2
Congo	8	Malasia	41	Timor Oriental	2
Costa de Marfil	6	Mauritania	7	Túnez	2
Egipto	42	México	9	Reino Unido	20
Guinea Ecuatorial	23	Mozambique	15	Estados Unidos	307
Islas Malvinas	7	Myanmar	2	Vietnam	2
Islas Feroe	1	Nueva Zelanda	1	Yemen	2
Ghana	17	Nigeria	58		

En el siguiente mapa se puede observar en color azul los países con campos en aguas profundas, siendo el color azul oscuro el indicador de los países que cuentan con mayor cantidad y el azul más claro los países con menor cantidad de este tipo de campos, tomando en cuenta la tabla anterior.

Mapa 10 - Países con campos en aguas profundas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Operadores petroleros en aguas profundas

Un operador petrolero será aquella entidad que desarrolla proyectos petroleros de exploración y extracción en aguas profundas, debidamente constituida y registrada ante las autoridades gubernamentales pertinentes, que cuenta con la experiencia y capacidad técnica para desarrollar las actividades petroleras que se requieran en este tipo de proyectos.

Estas compañías deberán contar con la capacidad económica y financiera para afrontar las condiciones inherentes de los proyectos, con el fin de resguardar los intereses que giran en torno a las inversiones en aguas profundas y respaldar la inversión mediante activos y garantías corporativas.

A los operadores petroleros en aguas profundas se les exigirá el cumplimiento de las normas nacionales e internacionales de seguridad industrial en su forma integral. Por lo que los operadores deberán aplicar sistemas de gestión que permitan realizar las actividades petroleras bajo estándares internacionales de seguridad industrial y ambiental.

Internacionalmente los principales operadores petroleros en aguas profundas suelen ser las principales compañías petroleras en el mundo, las cuales aprovechan las lecciones aprendidas en los proyectos en los que han participado.

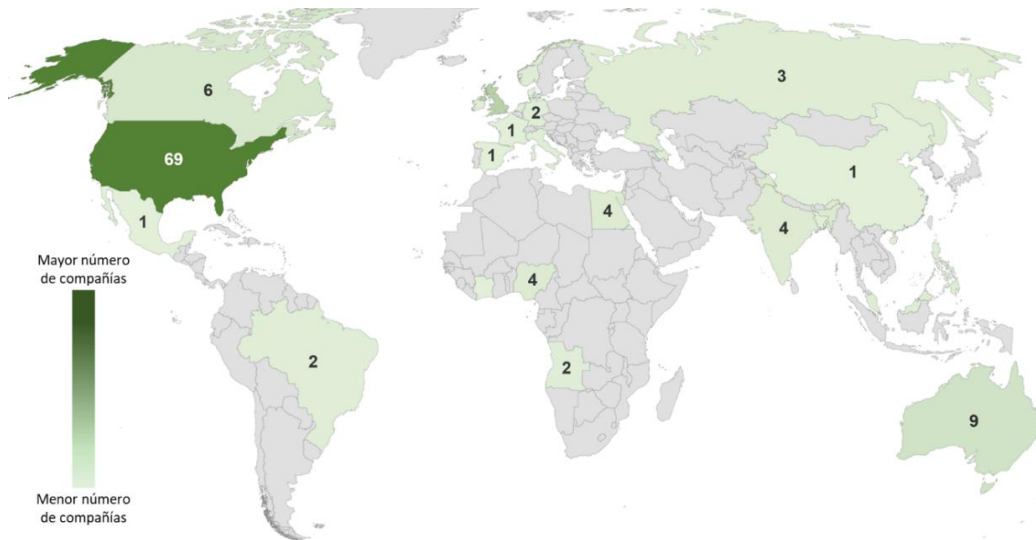
Estos operadores se han establecido en países donde han desarrollado más proyectos o iniciaron operaciones, tal es el caso de los operadores que radican en Estados Unidos de América, Reino Unido y Australia.

Tabla 3 - Tabla del número de compañías operadoras petroleras en aguas profundas que radican en cada país

País	Número de compañías	País	Número de compañías	País	Número de compañías
Estados Unidos	69	Noruega	3	Bangladesh	1
Reino Unido	20	Rusia	3	China	1
Australia	9	Alemania	2	Costa de Marfil	1
Canadá	6	Angola	2	Dinamarca	1
Egipto	4	Brasil	2	España	1
India	4	Filipinas	2	Francia	1
Israel	4	Irlanda	2	México	1
Nigeria	4	Italia	2	Nueva Zelanda	1
Malasia	3	Azerbaiyán	2	Holanda	1

El siguiente mapa muestra los países con mayor número de compañías que han perforado y desarrollado campos en aguas profundas fecha en la que se consultó y recopiló la información para realizar dicho mapa.

Mapa 11 - Países con compañías que desarrollan proyectos en aguas profundas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Compañías como BP, BHP Billinton, Sonangol, CNOOC, Amoco, Repsol, ExxonMobil, ENI, Petronas, Petrobras, Fieldwood, lideran la industria petrolera en el desarrollo de campos en aguas profundas por la cantidad de proyectos que han realizado.

En la industria petrolera, las compañías estadounidenses son las que se han posicionado mejor para desarrollar proyectos en aguas profundas en el mundo, debido a su amplia experiencia, la implementación de nuevas tecnologías, técnicas, mecanismos de gestión, medición y supervisión.

A continuación, se muestra una lista de las principales compañías operadoras de proyectos petroleros en aguas profundas y el país donde se ubican sus oficinas centrales.

Tabla 4 - Principales operadores petroleros en aguas profundas

Operador	País de Origen	Operador	País de Origen
Wintershall	Alemania	Philips Petroleum	Estados Unidos
Sonangol	Angola	Talos Energy	Estados Unidos
BHP Biliton	Australia	Texaco	Estados Unidos
Azerbaiyan Gob.	Azerbaiyán	PNOC	Filipinas
Kris Energy	Bangladesh	Total	Francia
Petrobras	Brasil	Fortuna JOC	Guinea Ecuatorial
Husky Energy	Canadá	Royal Dutch Shell	Holanda
Petro Canadá	Canadá	Indian Oil Corporation	India
Suncor Energy	Canadá	ONGC	India
CNOOC Ltd	China	National Iranian Oil Co	Irán
Foxtrot International	Costa de Marfil	Circle Oil	Irlanda
Dong Energy	Dinamarca	San Leon Energy	Irlanda
Rashid Petroleum Company	Egipto	Israel Oil Company	Israel
Suez Oil Company	Egipto	Eni	Italia
Repsol	España	INPEX Corporation	Japón
Amoco	Estados Unidos	Dana Petroelum	Corea
Anadarko	Estados Unidos	Petronas	Malasia
Apache	Estados Unidos	Pemex	México
Chevron	Estados Unidos	NNPC	Nigeria
Conoco Philips	Estados Unidos	Statoil	Noruega
Exxon Mobil	Estados Unidos	Oil Search	Nueva Guinea
Fieldwood Energy	Estados Unidos	Ophir Energy	Nueva Zelanda
Hess Corporation	Estados Unidos	British Petroleum BP	Reino Unido
Mobil	Estados Unidos	Gazprom	Rusia
Noble Energy	Estados Unidos	Sasol	Sudáfrica

Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Campos en aguas profundas

Los campos petroleros en aguas profundas son áreas geográficas en las cuales converge una cantidad de pozos que se emplean para extraer los hidrocarburos presentes en uno o más yacimientos, en una o más formaciones en la misma estructura, entidad geológica o condición estratigráfica.

Los campos petroleros en aguas profundas se encuentran principalmente en el Golfo de México, Brasil, África Occidental, los mares del norte de Australia, el Mar de Barents, el Océano Índico y los mares comprendidos entre China y Malasia.

Mapa 12 - Zonas en donde se ubican los principales campos en aguas profundas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

El mapa anterior refleja la tendencia de desarrollo en la cual es posible observar que la mayoría de los campos en aguas profundas se ubican en tres regiones principales, el Golfo de México, Brasil y África Occidental, regiones que en su conjunto conforman el mencionado “El Triángulo de Oro” del petróleo.

Los principales campos petroleros en aguas profundas en el mundo se caracterizan por los grandes yacimientos de aceite, gas y condensados que se han encontrado, el factor de recuperación idóneo, y la calidad de los hidrocarburos encontrados.

El campo Marlim ubicado en Brasil y desarrollado por Petrobras es actualmente el más importante a nivel mundial ya que cuenta con reservas de aceite de 3242.3 (MMbpce) siendo el aceite ligero el

principal hidrocarburo que se extrae; este campo se ha desarrollado desde el año 1984 cuando comenzó su etapa exploratoria y cuenta con la característica principal que en tan solo 1 año a partir de su exploración comenzó su etapa de producción rompiendo paradigmas dentro de los proyectos petroleros.

Tabla 5 - Campos más importantes a nivel reservas en el mundo

Nombre del Campo	País	Tipo de hidrocarburo	Reservas de aceite (MMbpce)	Reservas de gas (MMbpce)
Marlim	Brasil	Aceite	3242.3	-
Bonga OML	Nigeria	Aceite / Gas	1694.4	3652.4
Marlim Sul	Brasil	Aceite / Gas	1147.9	2480.7
Mars	Estados Unidos	Aceite / Gas	789.2	1845.3
Dalia Camelia	Angola	Aceite	1118.2	-
Girasol - Jasmin	Angola	Aceite	981.1	-
Argbami Ekoli	Nigeria	Aceite / Gas	732.4	1561.6
OML 13 (PSC)	Nigeria	Aceite	839.9	-
Jubarte	Brasil	Aceite / Gas	662.4	1391.6
Gorgon	Australia	Gas / Aceite	14833.4	22107.3
Zohr	Egipto	Gas	-	3902.3
Ormen Lange	Noruega	Gas / Aceite	4111.6	6105.9
DG	India	Gas / Aceite	2507.6	3720.2
Pluto - Xena	Australia	Gas / Aceite	1488.5	2192.2

Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Geocronología de los yacimientos petroleros en aguas profundas

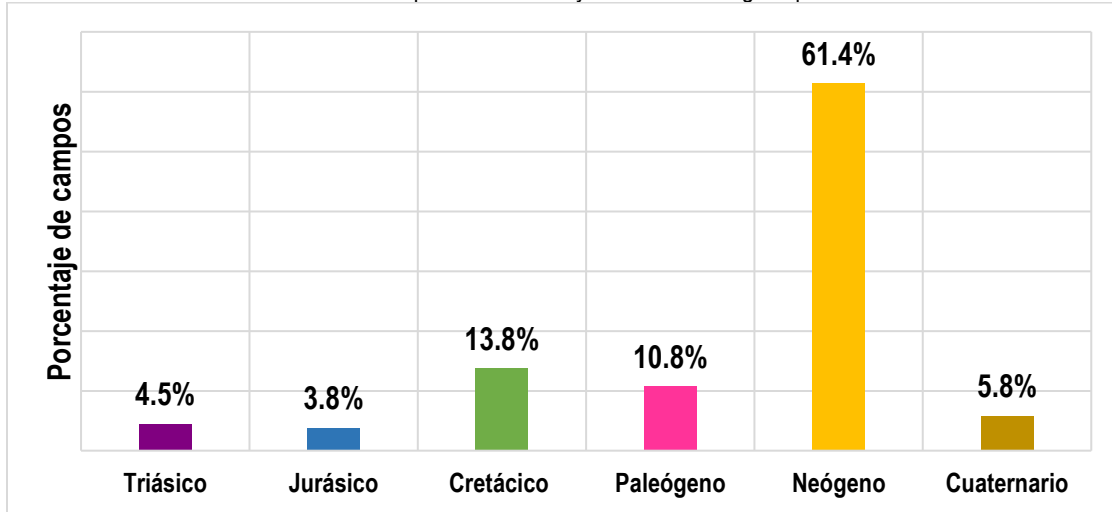
La geocronología es el marco de referencia con el cual se puede ubicar el origen de los principales yacimientos mediante el estudio de restos fósiles, de tal forma que mediante esta es posible ubicar la edad de formación de los yacimientos petroleros dentro de una escala geológica.

Los yacimientos petroleros en aguas profundas más antiguos tienen su origen en formaciones de hace 242 millones de años datados en el Triásico Medio – Ladiniano, estos yacimientos se encuentran en Australia y Noruega.

Por otra parte, los yacimientos más jóvenes datan del Pleistoceno – Gelasiano, estos yacimientos se ubican en Norte América y el Sur de Europa.

En promedio la mayoría de los yacimientos petroleros en aguas profundas se han datado mediante la geocronología en el periodo Neógeno del Cenozoico, que abarca las épocas Pleistoceno y Mioceno.

Gráfico 13 - Edad promedio de los yacimientos en Aguas profundas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Tabla 6 - Geocronología de los yacimientos petroleros en aguas profundas

País	Región	Era	Periodo	Época	Edad
Australia Noruega	Australia Oeste del Mar de Barents	Mesozoico	Triásico	Triásico Medio	Ladiniano
Noruega	Oeste del Mar de Barents	Mesozoico	Triásico	Triásico Superior	Carniano
Noruega Reino Unido	Oeste del Mar de Barents Norte del Mar del Norte	Mesozoico	Jurásico	Jurásico Medio	Sinemuriano Pliensbachiano
Australia Indonesia Noruega	Oeste del Mar de Barents Suroeste de Asia Norte de Europa	Mesozoico	Jurásico	Jurásico Medio	Aaleniano Bajociano
Australia Canadá Irlanda Rusia Reino Unido	Australia Norteamérica Sur de Asia Europa del Norte Rusia	Mesozoico	Jurásico	Jurásico Superior	Oxfordiano Kimmeridgiano Titoniano
Angola Australia Brasil Canadá Congo Ghana India Italia Nigeria Senegal Reino Unido	Norteamérica África Sur de Asia Norte de Europa	Mesozoico	Cretácico	Cretácico Inferior / Temprano	Barremiano Aptiano Albiano

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Brasil Ghana Kenia MÉXICO Nueva Zelanda Nigeria Noruega Sierra Leona Tanzania	Sudamérica África Australia Norteamérica Norte de Europa	Mesozoico	Cretácico	Cretácico Superior / Tardío	Cenomaniano Turoniano Santoniano Campaniano Maastrichtiano
Mozambique Noruega Tanzania Reino Unido	Este de África Norte de Europa	Cenozoico	Paleógeno	Paleoceno	Daniano
Brasil India Mozambique Nigeria Noruega Filipinas Reino Unido	Sudamérica África Norteamérica Norte de Europa	Cenozoico	Paleógeno	Eoceno	Ypresiano Lutetiano
Angola Brasil China Egipto Guinea Ecuatorial Italia Mozambique Filipinas	África Sudamérica Sureste de Asia Sureste de Europa	Cenozoico	Paleógeno	Oligoceno	Rupeliano Chatiano
Angola Brasil Camerún Egipto India Malasia MÉXICO Nigeria Estados Unidos Rusia	África Sudamérica Asia Norteamérica Rusia	Cenozoico	Neógeno	Mioceno	Aquitano Langhiano Serravaliano Tortoniano Messiniano
Egipto Guinea Ecuatorial India Indonesia MÉXICO Estados Unidos Nigeria Noruega	África Norte América Norte de Europa Sureste de Asia Sur de Europa	Cenozoico	Neógeno	Plioceno	Zancliano Piacenziano
Italia Estados Unidos	Norte América Sur de Europa	Cenozoico	Cuaternario	Pleistoceno	Gelasiano

Litología de los yacimientos petroleros en aguas profundas

La litología es una rama de la geología de vital importancia en el desarrollo de los proyectos petroleros, debido a que estudia las características físicas y químicas específicas de las rocas presentes en los yacimientos, así como los fenómenos posteriores a su depositación.

La litología que presentan los campos en aguas profundas está compuesta por tres diferentes tipos de rocas:

- Areniscas
- Limolitas
- Carbonatos

Dichas rocas predominan en los campos en aguas profundas debido al ambiente de depósito que permitió que dichas rocas se sedimentaran en el fondo marino.

De acuerdo con el análisis realizado a los campos contenidos en la base de datos, el 57% de estos se encuentran compuestos por una combinación de carbonatos, areniscas y limolitas, mientras que el 43% restante solo presentan areniscas como litología principal.

Estructuras

Al igual que en los campos terrestres, los hidrocarburos encontrados en los yacimientos en aguas profundas comúnmente se encuentran atrapados en las siguientes estructuras geológicas:

Pliegues

- Anticlinales
- Sinclinales

Fallas

- Creando trampas estructurales

Diapiros

- Entrampando hidrocarburos a sus flancos

Trampas

Las trampas geológicas son configuraciones de rocas que no permiten la migración de hidrocarburos y lo que propicia su acumulación. Las trampas son uno de los factores más importantes dentro de un sistema petrolero, ya que, de acuerdo con sus características, permitirán en mayor medida acumulaciones más importantes.

Al realizar el análisis pertinente, se encontró que en los hidrocarburos en aguas profundas los tipos de trampas más comunes son:

- Trampas estructurales.
 - Generadas por plegamientos
 - Generadas por Domos y diapiros de sal
 - Generadas por Fallas

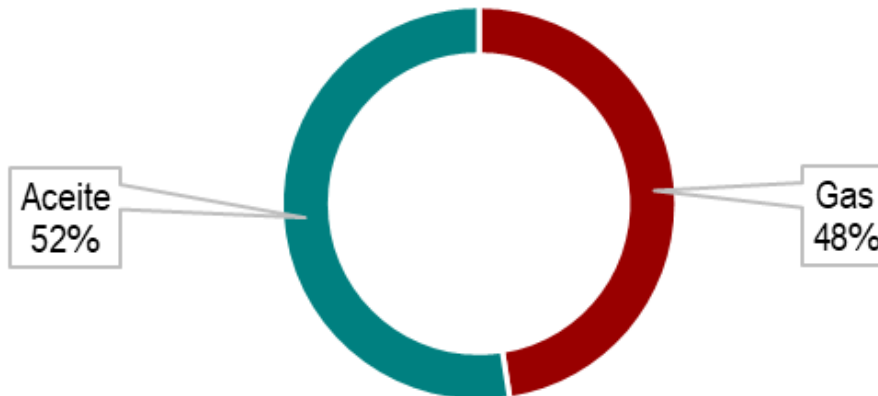
- Trampas estratigráficas
 - Discordancias
 - Acuñamientos

Tipo de Hidrocarburos identificados en los campos en aguas profundas

Los campos petroleros se pueden clasificar principalmente de acuerdo con el tipo de hidrocarburo que predomina en dichos campos, esta clasificación divide los campos en tipo aceite y tipo gas, misma que permite diferenciar los proyectos de una forma general.

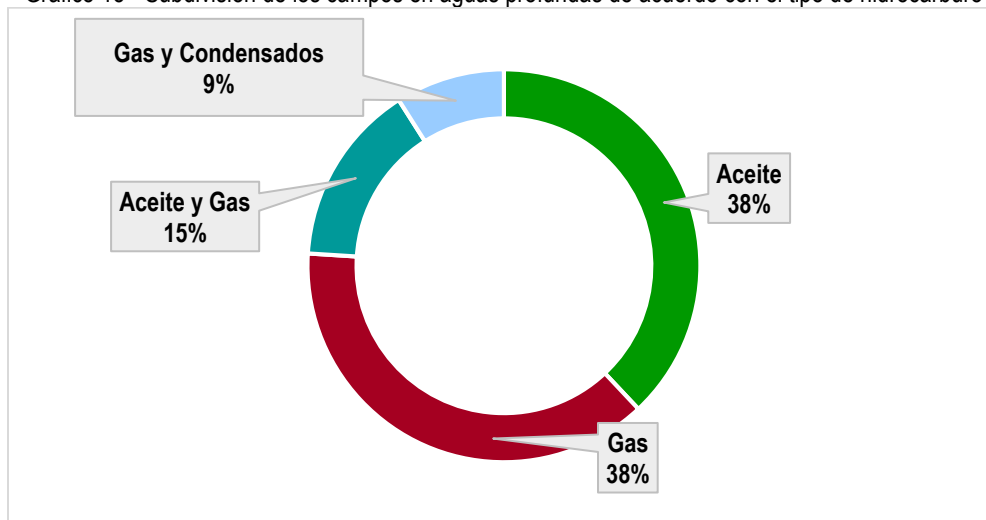
Partiendo del análisis del total de los campos contenidos en la base de datos, se identificó que en el 52% de dichos campos el tipo de hidrocarburo que predominaba era aceite mientras que en el 48% restante el tipo de hidrocarburo fue gas como se muestra en la siguiente figura.

Gráfico 14 – Tipo de hidrocarburos presentes en los yacimientos en aguas profundas



A su vez estos campos se pueden subdividir de acuerdo con una clasificación más específica, misma que separa los campos como se muestra en la siguiente figura, en la que se puede observar el porcentaje de campos que pertenecen a cada subdivisión de acuerdo con la información correspondiente a los campos contenidos en la base de datos.

Gráfico 15 - Subdivisión de los campos en aguas profundas de acuerdo con el tipo de hidrocarburo

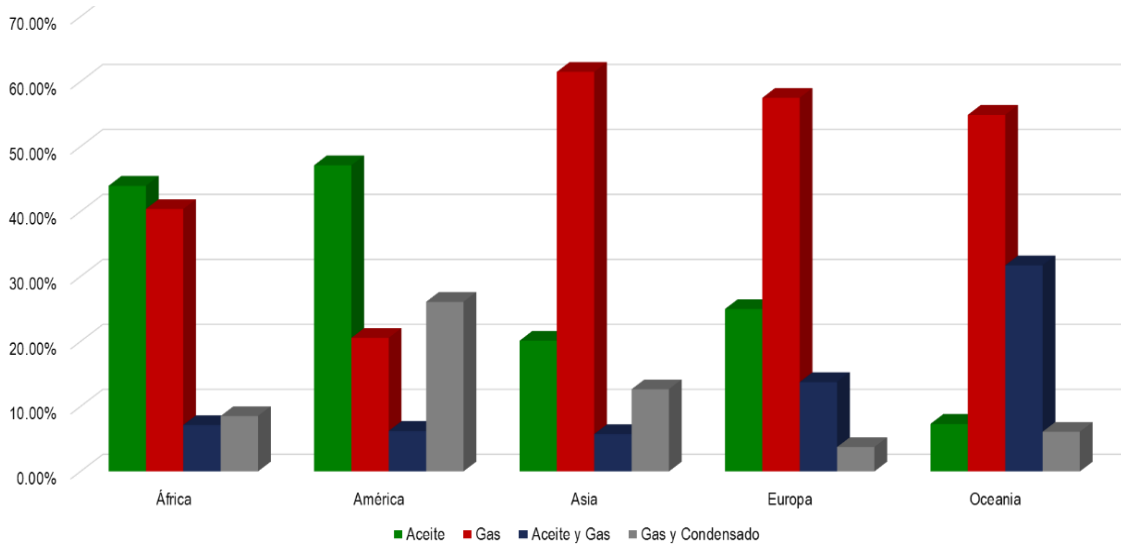


Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

De acuerdo con el análisis realizado, las condiciones que se pueden encontrar en los campos en aguas profundas en América y África son idóneas para acumular grandes cantidades de aceite, pues la mayoría de sus campos presenta este como su hidrocarburo principal.

Para el caso de los campos de gas, la mayor parte se han desarrollado en continentes como Europa, Asia y Oceanía que al igual que los mencionados anteriormente, tienen características ideales para la acumulación de este tipo de hidrocarburo.

Gráfico 16 – Tipo de hidrocarburo predominante en aguas profundas por continente



Factor de Recuperación

Después de las etapas exploratorias y de perforación en un proyecto petrolero, se realiza la evaluación del potencial que tiene el yacimiento para generar volúmenes de producción que puedan llegar a superficie y ser comercializados.

Previo a esta última acción, se genera el cálculo del factor de recuperación que se define como la razón del volumen recuperado en las diferentes etapas (NP) entre el volumen original total en sitio (N), mismo que puede ser estimado a la fecha del cálculo o pronosticarlo a futuro.

En los campos en aguas profundas se han utilizado los dos diferentes cálculos, en primera instancia el pronosticarlo a futuro se ha utilizado como una medida para visualizar los escenarios que asocian un pronóstico de producción. Por otra parte, el factor de recuperación estimado a la fecha de cálculo se emplea para obtener los datos de la producción acumulada y del volumen original de hidrocarburos.

Acorde con el análisis realizado en los campos más importantes en los que se han desarrollado proyectos en aguas profundas, se han obtenido distintos factores de recuperación, los cuales han sido

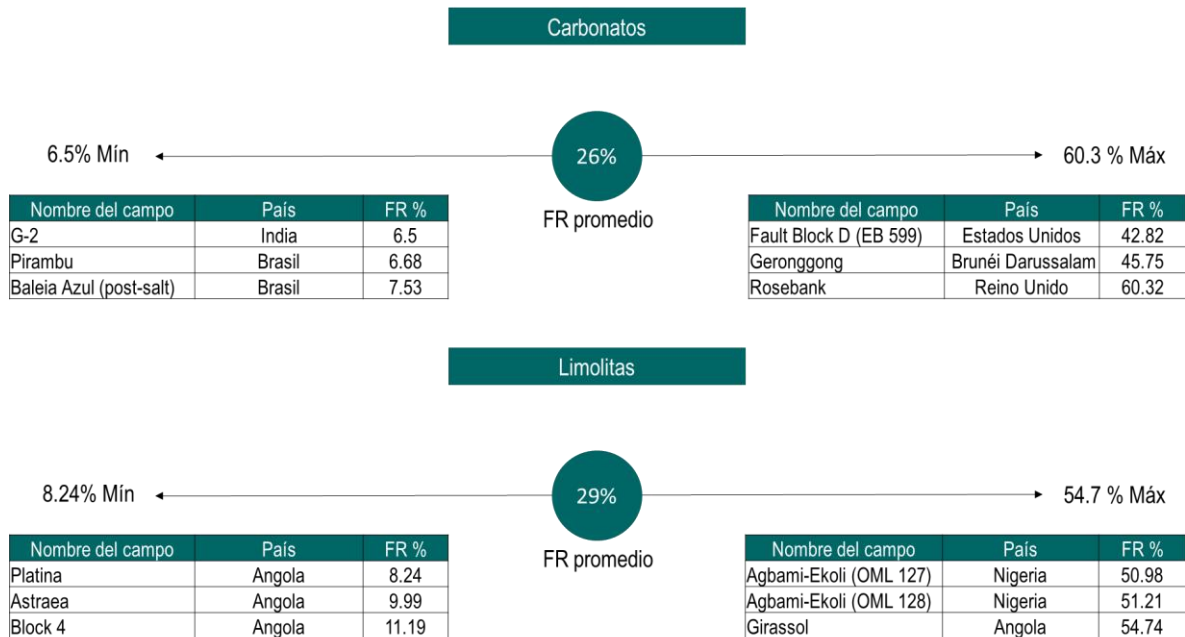
afectados por los mecanismos de empuje, el sistema roca-fluidos las técnicas y tecnologías que se utilizan.

Derivado del análisis de los reportes de los campos internacionales costa afuera ubicados en la zona en aguas profundas, en tirantes de agua que van de los 500 a los 1500 m contenidos en la base de datos de DAKS IQ, se determinó que el factor de recuperación para un campo en aguas profundas se encuentra en un rango que va desde un FR=21.19% a un FR=47.61%, teniendo como promedio internacional un FR = 38%.

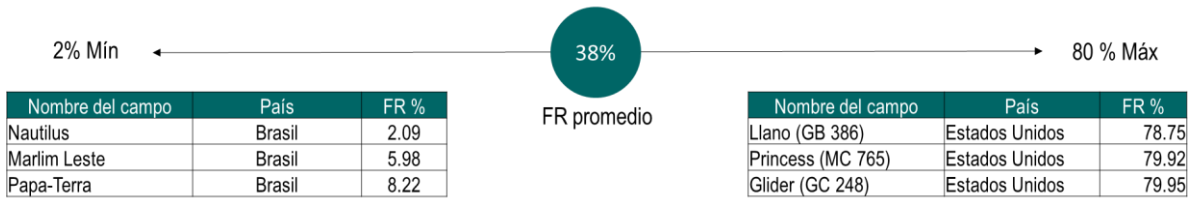
Los datos obtenidos del factor de recuperación no se pueden catalogar como un indicador general para todos campos, debido a que cada campo tiene diferentes características y condiciones que propician un alto o bajo factor de recuperación.

Para el siguiente caso en donde se describe el análisis de los datos recuperados enfocados al factor de recuperación para las litologías: areniscas, limolitas y carbonatos, se utilizó la base de datos de Wood Mackenzie mediante la herramienta Upstream Oil & Gas.

Gráfico 17 - Factor de recuperación promedio en las diferentes litologías presentes en aguas profundas



Areniscas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Reservas en aguas profundas

Las reservas petroleras son las cantidades estimadas de hidrocarburos que pueden ser extraídos de manera rentable, dicho concepto constituirá solo la porción que puede ser recuperada del yacimiento mediante el uso de las técnicas y tecnologías disponibles a consideración de la entidad que realice su cálculo.

Derivado del análisis de los datos estadísticos obtenidos en la base de datos de la herramienta Upstream Oil & Gas de Wood Mackenzie se determinó que las reservas petroleras internacionales contenidas en los yacimientos en aguas profundas son de aproximadamente 168,293 MMbpce, de las cuales 35% son de aceite, 51% de gas y el 14% restante son condensados. De estas reservas 46% son recursos contingentes y 54% se han catalogado como comerciales. A continuación, se muestran los países que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos en aguas profundas de acuerdo con el tipo de hidrocarburo:

Gráfico 18 - Países con mayores reservas de gas en aguas profundas

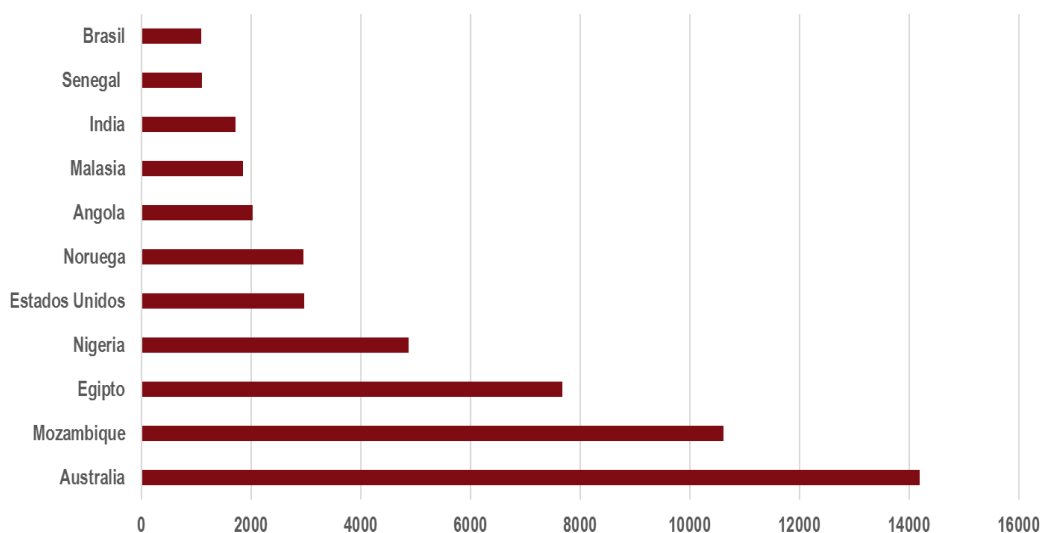
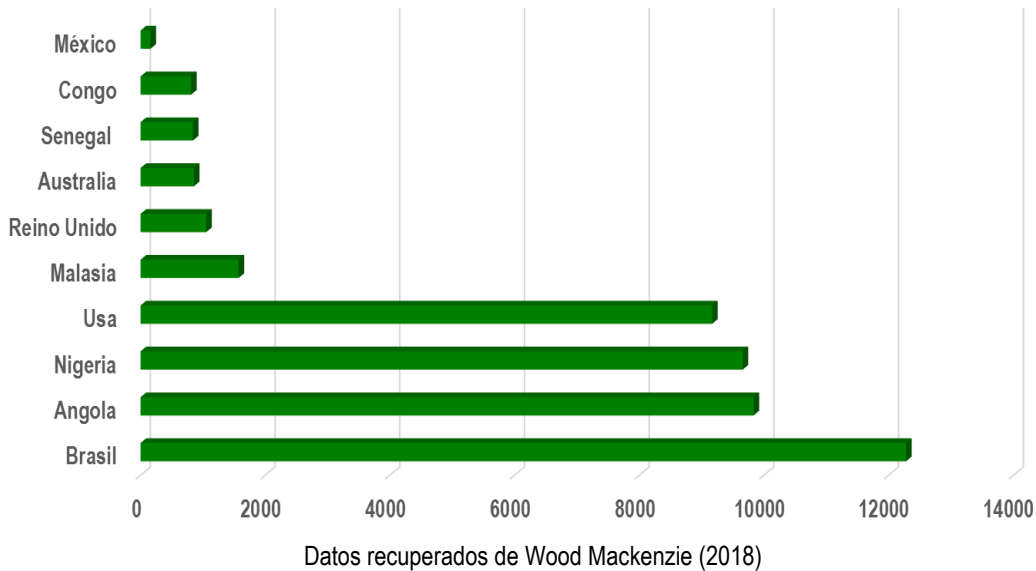


Gráfico 19 - Países con las mayores reservas de aceite en aguas profundas



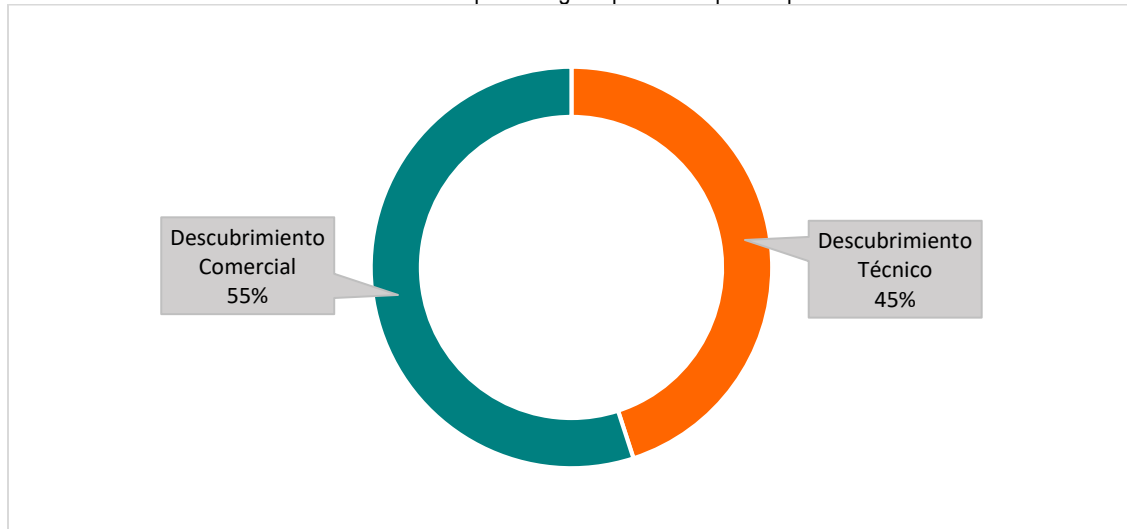
Clasificación de los descubrimientos

Durante la etapa exploratoria en los proyectos petroleros en aguas profundas, se pretende realizar los suficientes estudios y procesos que permitan analizar la formación en búsqueda un depósito de hidrocarburos que, posteriormente, se le denominará descubrimiento.

Este descubrimiento pasará por una etapa de evaluación, la cual permitirá clasificarlo en descubrimiento técnico o comercial; esto dependerá del potencial que tenga dicho depósito de acuerdo con el volumen de hidrocarburos atrapados.

Actualmente y de acuerdo con los datos obtenidos, la mayoría de los descubrimientos en aguas profundas han podido ser catalogados como comerciales, esto derivado de la aplicación de nuevos procesos y tecnologías que han permitido alcanzar nuevos objetivos, interconectar intervalos, disminuir los riesgos, aumentar la productividad y eficientizar los proyectos.

Tabla 7 - Clasificación de los campos en aguas profundas por el tipo de descubrimiento



Madurez

De acuerdo con el análisis realizado a los campos internacionales se puede decir que los campos maduros son aquellos que han alcanzado su pico de producción y, que de acuerdo a sus características es posible determinar que su producción comenzará una etapa de declinación, la cual finalizará con la vida productiva del campo en un corto o largo plazo.

A su vez, Rangel.E.(2015) define:

Un campo maduro se define como aquél que ha producido un volúmen considerable respecto a la reserva contenida en el: $NP > X \cdot R_{2P}$; donde, NP es la producción acumulada, R_{2P} es la reserva 2P original y X es una fracción de la unidad. Típicamente se considera que x sea 0.5
“(p.15)

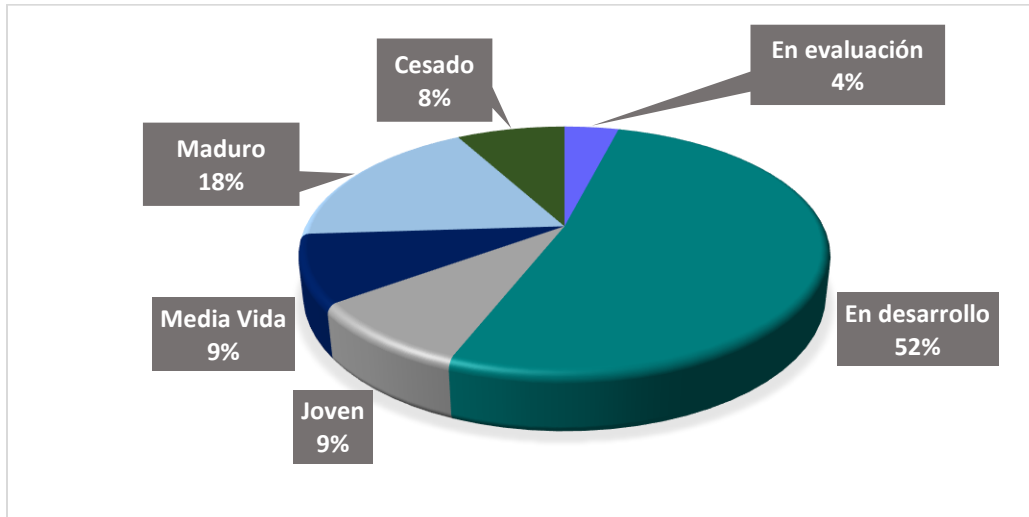
Por lo que:

$$NP > \frac{R_{2P}}{2}$$

Al analizar los campos contenidos en la base de datos, se determinó que la mayor parte de los campos en aguas profundas se encuentran en una etapa de desarrollo que puede considerarse dentro de las

etapas previas a la clasificación de su madurez. Aún así, el 18% de los campos en el mundo ya cuentan con producción comercial, mismos que han podido ser clasificados como campos maduros.

Gráfico 20 - Madurez de los campos en aguas profundas



Tamaño de los campos

De los campos analizados se encontró que en promedio los campos en aguas profundas en el mundo son relativamente pequeños, sin embargo, se han encontrado de diferentes tamaños y extensiones. Tal es el caso de los campos gigantes Jubarte y Marlim ubicados en Brasil, Bonga ubicado en Nigeria o el campo Mars ubicado en Estados Unidos de América.

Tabla 8 - Tamaño promedio de los campos en aguas profundas

Tamaño del Campo	Tamaño en reservas recuperables (MMb)	% de Campos
Pequeño	$0 < X \leq 10$	45%
Moderado	$10 < X \leq 100$	20%
Grande	$100 < X \leq 500$	20%
Gigante	$X > 500$	4%
Indeterminado	-	11%

Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Costo por barril de petróleo crudo para un campo en aguas profundas

Para definir el costo por barril de petróleo crudo equivalente para un campo en aguas profundas es importante resaltar dos conceptos usados internacionalmente para definir las dos partes importantes de dicho costo.

Por una parte, tenemos el Capital Expenditure (Capex), dicho concepto define los gastos de capital necesarios para hacer crecer una empresa, tomando en cuenta los gastos por mantenimiento y los gastos por renovación de equipos.

El Capex ponderado por barril de petróleo crudo equivalente es de \$20.04 USD/bpce, este dato se encuentra entre un rango que va desde \$1 USD/bpce en campos KIKEH KECIL Y KIKEH-5 de aceite en Malasia y superando los 60 USD/bpce en campos de aceite como el DROSHKY (GC224) en Estados Unidos de América y KNARR WEST en Noruega.

Otro concepto que considerar en el costo por barril de petróleo es el Operating Expenditure (Opex) que son los gastos recurrentes para mantener activa la operación del proyecto.

El Opex ponderado por barril de petróleo crudo equivalente es de \$11.10 USD/bpce, dicho dato se encuentra entre un rango que va desde \$4.50 USD/bpce en campos de aceite en Estados Unidos de América y Filipinas, y hasta los \$42.19 USD/bpce en campos de aceite en Brasil.

Pese a ser grandes indicadores de los costos y gastos en un proyecto, el Capex y Opex deben ser tomados a consideración puesto que dentro de la industria y en este tipo de campos influyen de manera importante las condiciones que presentan y deberán ser consideradas al tomar en cuenta el Capex y Opex ponderados.

Para el análisis del Capex y Opex se tomaron en cuenta 898 campos en aguas profundas de los 1082 registrados dentro de la base de datos obtenida de la herramienta Upstream Oil & Gas de Wood Mackenzie.

Análisis de los tiempos durante el desarrollo de proyectos en aguas profundas

Tiempo entre el descubrimiento y la primera producción comercial

Los proyectos petroleros en aguas profundas comienzan a ser visibles en el área designada al momento de iniciar las actividades de exploración petrolera, mismas que giran alrededor del descubrimiento y definición de alguna estructura con presencia de hidrocarburos.

A partir de este momento, el tiempo operativo del cual estamos tratando, comienza a correr y se detendrá parcialmente hasta el momento en el que comience la primera producción comercial, para darle paso a la etapa de producción.

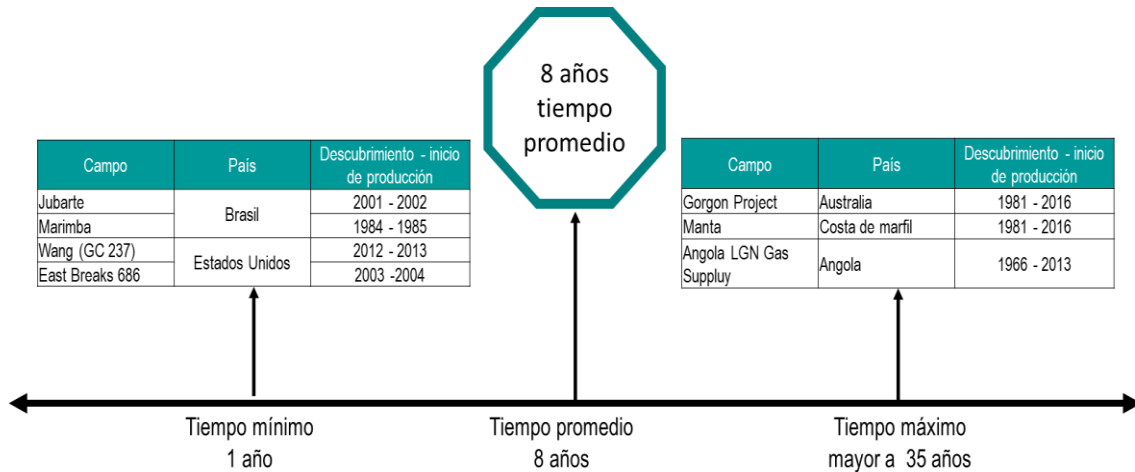
Este periodo cobra importancia al momento de la evaluación técnico-económica, debido a que es una tendencia favorable de la cual se puede observar, que entre menor sea la brecha de tiempo entre estas etapas, este será un indicador de un área o región con gran potencial.

En el análisis realizado, se encontró que los campos que presentaban una brecha de tiempo entre etapas reducida eran favorables para la inversión por las características de los yacimientos y del proyecto de exploración y extracción planteado.

Los datos analizados mostraron que los campos que contenían yacimientos petroleros con grandes reservas de hidrocarburos, un factor de recuperación favorable y características similares a los campos colindantes, permitían la reducción de la brecha de tiempo entre etapas, debido al conocimiento de las características de la región.

Actualmente Brasil, Estados Unidos de América y Guinea Ecuatorial son los países que han reducido los tiempos entre las etapas del proyecto, debido al conocimiento de la región y la aplicación de nuevas tecnologías que han reducido riesgos y tiempos operativos, permitiendo obtener más rápido los beneficios económicos que representan los yacimientos en aguas profundas.

Gráfico 21 - Tiempo promedio entre el descubrimiento y la producción



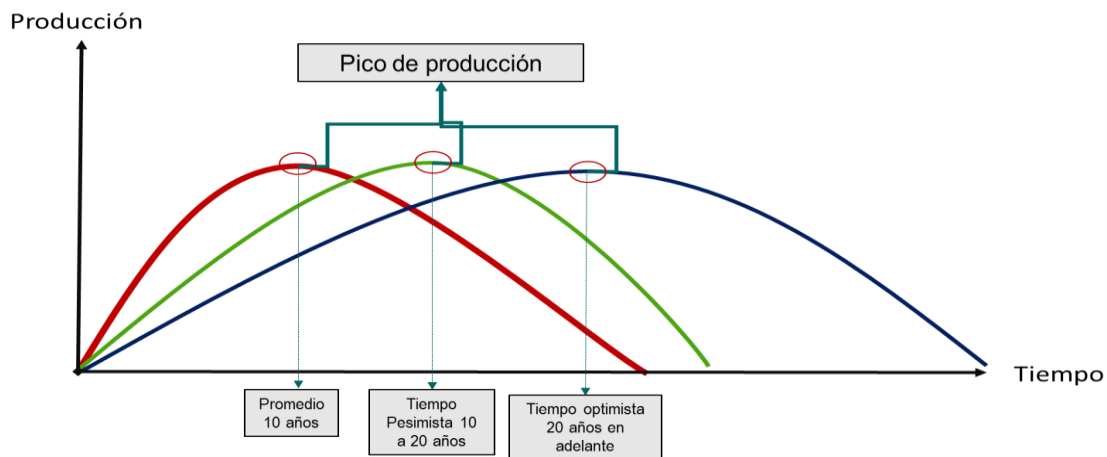
Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Tiempo en alcanzar el pico de producción

El tiempo en alcanzar el pico de producción será aquella diferencia entre la primera producción del campo y el punto máximo de inflexión a partir del cual la producción del campo comenzará a descender sin volver a alcanzar dicho punto.

Los campos en aguas profundas alcanzan dicho pico de producción en los primeros 10 años, pero cabe mencionar que existen casos donde los resultados han sido más favorables alcanzando dicho pico en 20 o hasta en 30 años, esto derivado de un buen manejo de producción a una tasa estable y equilibrada.

Gráfico 22 - Tiempo en alcanzar el pico de producción



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Tiempo que tarda un proyecto en llegar al fin de su producción

El tiempo que tarda un proyecto en llegar al fin de su producción y terminar su ciclo de vida es relativo a los procesos implementados para prolongar este. En promedio, de 650 proyectos petroleros internacionales analizados en aguas profundas con un FR=33% en promedio, llegan al fin de su producción en 40 años a partir de que empiezan a producir. Para este análisis se considera que se aplicaron todas las tecnologías y procesos pertinentes con el fin de extender la vida productiva de un proyecto.

El tiempo mínimo en alcanzar la vida productiva de un campo en aguas profundas estará determinado por los problemas operativos y la mala gestión al desarrollar dicho campo, mismos que impactarán en el éxito o fracaso de ellos. A su vez, el tiempo máximo estará influenciado por los procesos bien

diseñados, la incorporación de nuevas reservas o nuevos descubrimientos que permitan acrecentar la vida productiva de dicho campo.

Gráfico 23 - Tiempo que tarda en alcanzar el fin de la vida productiva de un campo en aguas profundas



Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Análisis de las distancias entre la superficie y el yacimiento

Tirante de agua

El tirante de agua es el principal parámetro para clasificar un proyecto petrolero costa fuera, esta es una medición que se realiza para determinar la distancia entre la superficie y el fondo marino, para el caso de las aguas profundas se analizaron 1082 campos y se obtuvo un tirante de agua promedio de 933.48 metros. El tirante de agua promedio por continente es el siguiente:

Tabla 9 - Tirante de agua promedio por continente

Continente	Tirante de agua promedio
América	938.27
Europa	931.46
África	936.61
Asia	934.72
Oceanía	941.16

Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Profundidad del suelo marino al yacimiento

La profundidad promedio internacional entre el suelo marino y el yacimiento es de 895 metros misma distancia que varía de proyecto a proyecto. Esta distancia cobra importancia al realizar el plan de

desarrollo, presupuestos, estimaciones y planes propios de la perforación, debido a que será la distancia recorrida por la sarta de perforación.

Tabla 10 - Distancia promedio por continente entre el suelo marino y el yacimiento

Continente	Profundidad promedio
África	966.1
Asia	907.0
Europa	710.0
América	947.0
Oceanía	943.3

Datos recuperados de Wood Mackenzie (2018)

Capítulo III

**Metodología para aprovechar
las oportunidades en la
exploración y extracción de
hidrocarburos en aguas
profundas en México**

Capítulo III – Metodología para aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México

Una práctica común al analizar y evaluar la viabilidad de los proyectos es el análisis de los posibles escenarios que se pueden presentar durante el desarrollo de estos. Dicha práctica es un proceso esencial en la búsqueda de reducir los riesgos y aumentar las probabilidades de éxito.

Partiendo de esta premisa, en este capítulo se propone una metodología que implemente dicho proceso, ofreciendo una visualización ágil de los escenarios y cómo han sido aprovechados mediante la aplicación de técnicas y tecnologías internacionalmente.

Esta metodología tiene como objetivo aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México, mediante la correlación de características generales y el análisis de escenarios, para obtener las técnicas y tecnologías que se deberán utilizar como recomendación para obtener mejores resultados.

A la par del desarrollo de esta metodología se creó un programa que permitiera agilizar y aplicar los debidos procesos de esta, utilizando todas las herramientas generadas a partir de dicha metodología, tales como la base de datos descrita en el capítulo anterior.

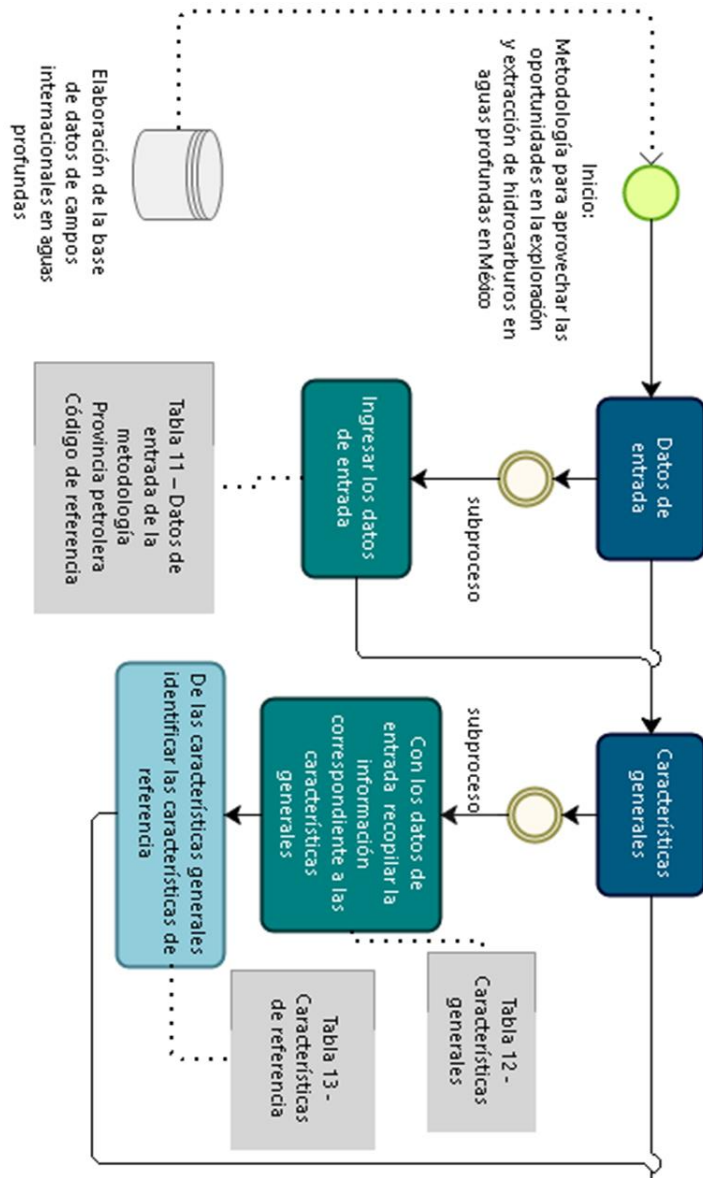
Este programa contiene la recopilación de la información necesaria para realizar los debidos procesos de la metodología y poder visualizar los resultados pertinentes de su aplicación.

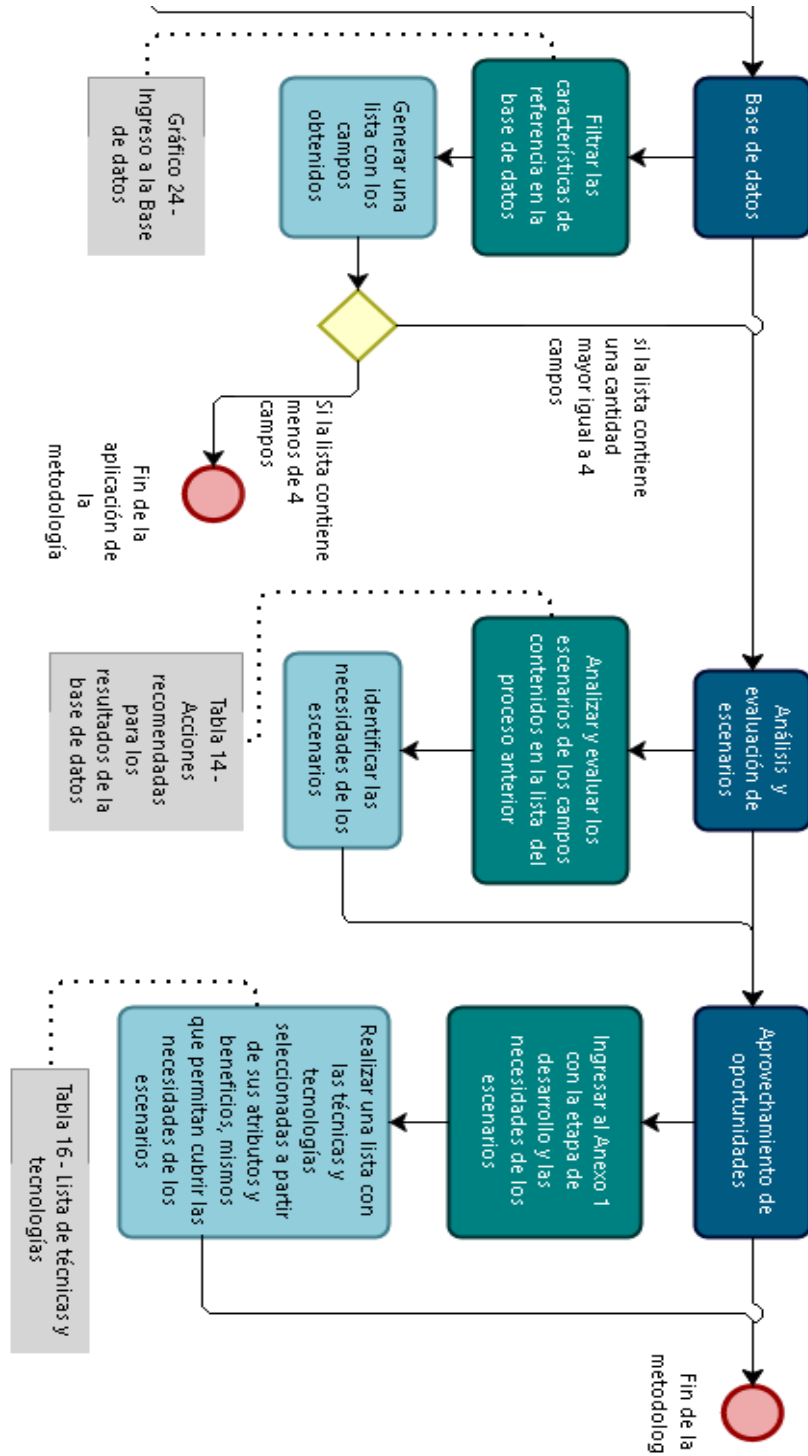
La presente metodología consta de cinco procesos fundamentales para su debida aplicación:

- △ Elaboración de base de datos
 - Datos de entrada
 - Características generales
 - Base de datos
 - Análisis y evaluación de oportunidades
 - Aprovechamiento de oportunidades

Mismos que se plasman en el siguiente diagrama de flujo:

Gráfico 24 - Diagrama de flujo de la metodología





A continuación, se describirá cada uno de los procesos:

Elaboración de base de datos


Tomando en cuenta la importancia de la investigación y recopilación de la mayor cantidad de información que se encuentre disponible sobre los proyectos desarrollados en los campos en aguas profundas en el mundo, se recomienda como un proceso previo la elaboración de una base de datos que contenga el resultado de dicha investigación y recopilación de información.

La base de datos de campos internacionales o la consulta de alguna otra base será para esta metodología un proceso fundamental, por lo que previo a su aplicación se deberá contar con una, ya sea elaborada o de consulta.

Para la elaboración de la base de datos es recomendable recopilar toda la información estadística de los campos en aguas profundas de fuentes confiables y actualizadas y compilarla dentro de una base que deberá organizar de la siguiente forma para fines de la metodología.

Tabla 11 - Diseño de la base de datos

Edad	Litología	Tipo de hidrocarburo	Nombre del campo	País	Rubros encontrados



Esta organización permitirá realizar de forma ágil los procesos propios de la base de datos de la metodología, donde partiendo de los datos generales de edad, litología y tipo de hidrocarburo se podrá conocer el nombre del campo, país donde se encuentra, así como toda la información recopilada del campo clasificada en sus rubros correspondientes.

Datos de entrada

La metodología propuesta comenzará al elegir un área contractual de las licitadas en aguas profundas en México mediante las correspondientes rondas licitatorias.

De dicha área se deberán ingresar los siguientes datos de entrada:

- Provincia petrolera
- Código de referencia del área (nomenclatura mediante la cual se identifica el contrato de dicha área)

Tabla 12 – Datos de entrada de la metodología

Datos de entrada	
Seleccionar una provincia petrolera	Provincia Petrolera
Seleccionar un área contractual	Código de referencia

Estos datos permitirán ubicar el área que se pretende analizar, la provincia petrolera será el indicador de la ubicación general y el código de referencia el indicador específico, con tales datos es posible recopilar información útil respecto a las condiciones presentes en donde se encuentra del área.

Características generales

Una vez ingresados los datos de entrada, el siguiente proceso consistirá en recopilar y analizar las características generales del área contractual previamente seleccionada; se considerarán como características generales los siguientes rubros:

Tabla 13 - Características generales

Características generales	
SUPERFICIE DEL ÁREA CONTRACTUAL (KM2)	-
COBERTURA SÍSMICA 3D	-
EDAD DEL PLAY	-
LITOLOGÍAS	-
HIDROCARBUROS ESPERADOS	-
SI CUENTA CON CONTRATO SE MOSTRARÁ EL TIPO	-
TIPO DE LICITANTE	-
OPERADOR	-
VALOR DE LA REGALÍA ADICIONAL	-
ETAPA EN LA QUE SE ENCUENTRA	-
CUENTA O NO CON DESARROLLOS PREVIOS	-
POZOS COMPROMETIDOS	-
POZOS EN PERFORACIÓN	-
POZOS TERMINADOS	-
ÁREAS O CAMPOS COLINDANTES	-

Estos rubros se denominaron características generales debido a que, al recopilar información de las áreas contractuales, estos datos se mantuvieron constantes al analizar los datos de todas las áreas que comprende el programa.

A su vez como un objetivo específico del presente proceso, se deberán identificar los siguientes datos del área contractual en estudio:

Tabla 14 - Características de referencia

Características de Referencia	
Edad	
Litología	
Tipo de hidrocarburo	

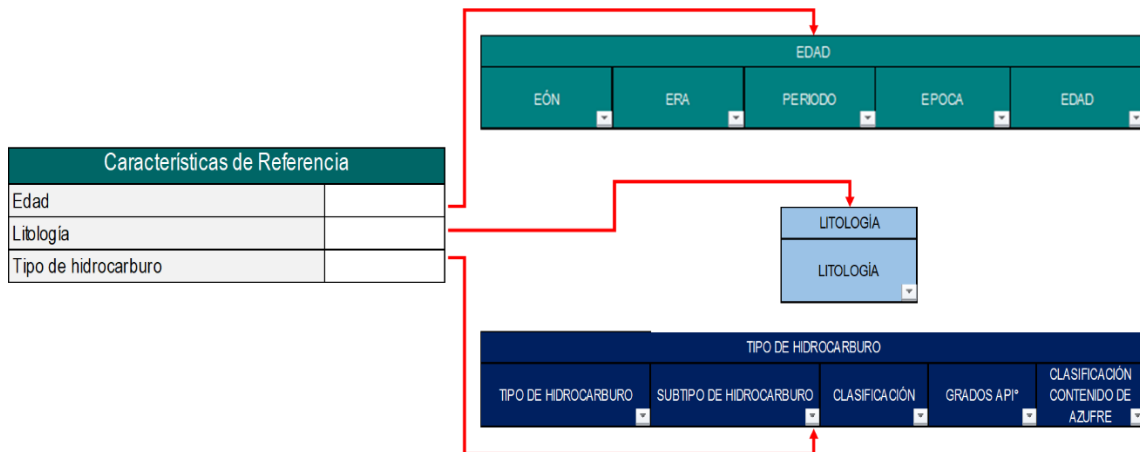
Estos datos se denominarán características de referencia ya que, posteriormente servirán para ingresarlos a la base de datos en el siguiente proceso. Se decidió seleccionar tales datos debido a que fueron características específicas y constantes en el análisis de los casos que dieron lugar a esta metodología.

Para obtener la información referente al presente proceso se utilizó el portal www.rondasmexico.gob.mx en el apartado de seguimiento y transparencia, debido a que, en dicho apartado se encuentra toda la información requerida para cada área contractual en aguas profundas en México.

Base de datos

En este proceso se utilizará la información previamente identificada como característica de referencia, dicha información deberá ser filtrada mediante la base de datos, a fin de realizar una correlación de características entre los campos internacionales y el área en estudio.

Gráfico 25 - Ingreso a la Base de datos



Dicho proceso tiene como objetivo obtener una lista de los campos que cumplan con la condicionante de tener las mismas características específicas y posteriormente poder ser utilizados en el siguiente proceso.

Las condicionantes para continuar con esta metodología que se presenta en este proceso serán:

- Si al realizar los procesos propios de la base de datos tomando en cuenta la información de un área de estudio, como resultado de este se obtiene una lista con una cantidad mayor o igual a 4 campos, se recomienda continuar con la aplicación de la metodología.
- En caso contrario de obtener una lista con una cantidad menor a 4 campos se recomienda dar por terminada la aplicación al área de estudio puesto que los resultados podrían no ser significativos.

Análisis y evaluación de escenarios

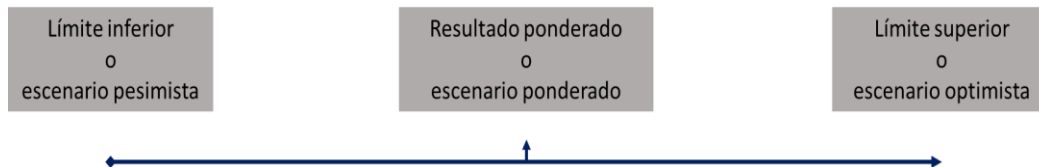
Para el presente trabajo, un escenario será el resultado del análisis y evaluación de la información estadística contenida en la base de datos, misma que mostrará las vertientes que puede tomar el desarrollo de un área al compararla con los desarrollos internacionales.

Es por esta razón que en este proceso se deberá analizar la información previamente obtenida, evaluando los resultados y transformando dicho conocimiento en oportunidades en la exploración y

extracción de hidrocarburos mismas que puedan ser aprovechadas si se presentan al desarrollar el área de estudio.

Para este proceso, se recomienda realizar a criterio las ponderaciones posibles a fin de obtener los límites correspondientes a los escenarios mostrados por los campos obtenidos en el proceso previo.

Gráfico 26 - Límites y ponderaciones



Como fue mencionado, la información contenida en la base de datos es el resultado de la información que previamente se recopiló, por lo que las acciones sugeridas para cada rubro serán las correspondientes a los contenidos en la base de datos.

Tabla 15 - Acciones recomendadas para los resultados de la base de datos

Rubro	Acciones recomendadas
País	Promedio / Porcentajes / Visualización por región
Régimen fiscal	Promedio / Porcentajes
Operador actual	Promedio / Porcentajes / Visualización por país
Clasificación del descubrimiento	Promedio / Porcentajes
Tamaño del descubrimiento	Promedio / Porcentajes
Tirante de agua	Promedio / Porcentajes / Límites
Profundidad del suelo marino a la formación	Promedio / Porcentajes / Límites
Estado actual	Promedio / Porcentajes
Madurez	Promedio / Porcentajes
Tipo de desarrollo	Promedio / Porcentajes
Fecha del descubrimiento	Promedio / Porcentajes / Límites
Fecha del inicio de la producción	Promedio / Porcentajes / Límites
Fecha de abandono	Promedio / Porcentajes / Límites
Fecha real o estimada del fin de la producción	Promedio / Porcentajes / Límites
Tiempo entre el descubrimiento y el inicio de la producción	Promedio / Porcentajes / Límites
Tiempo que tardara en alcanzar el pico de producción	Promedio / Porcentajes / Límites
Categoría técnica	Promedio / Porcentajes
Área (km ²)	Promedio / Porcentajes / Visualización por país / Límites

Permeabilidad (md)	Promedio / Porcentajes / Límites
Porosidad (%)	Promedio / Porcentajes / Límites
Tipo de recuperación	Promedio / Porcentajes
Mecanismo de empuje	Promedio / Porcentajes / Visualización por región
Reservas recuperables (mmboe)	Promedio / Porcentajes / Límites
Factor de recuperación aceite (%)	Promedio / Porcentajes / Límites
Factor de recuperación del gas (%)	Promedio / Porcentajes / Límites
Cantidad de yacimientos productores	Promedio / Porcentajes / Límites

Los resultados generados del análisis y evaluación de los escenarios mostrados por cada rubro permitirán identificar, a partir de las características de referencia, las posibles necesidades a cubrir que podrían presentarse al desarrollar el área de estudio.

Dichas necesidades al ser identificadas como probables para nuestro desarrollo se podrán transformar en oportunidades durante el desarrollo del área de estudio y serán aprovechadas al plantear una estrategia técnico-tecnológica a partir de la selección de las técnicas y tecnologías que cubran dichas necesidades como se describirá en el siguiente proceso.

Aprovechamiento de oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos

A criterio, poseer el conocimiento específico para dar solución a las problemáticas que pueden ocurrir en el desarrollo de un proyecto representa una oportunidad, misma que puede ser aprovechada utilizando las técnicas y tecnologías que satisfagan las necesidades de esta y permitan obtener el mayor beneficio.

El aprovechamiento de las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas es el proceso final de la metodología, en este se conjuntará la información obtenida durante los procesos previos para seleccionar las técnicas y tecnologías que permitan obtener los beneficios de estas.

Previamente para realizar la tabla correspondiente al presente proceso, se realizó el análisis de los campos internacionales contenidos en la base de datos con el fin de identificar las técnicas y tecnologías que han ayudado a obtener mejores resultados al aplicarse en las distintas etapas del desarrollo de un proyecto en aguas profundas.

Dicho análisis dio como resultado la recopilación de todas las técnicas y tecnologías que se han aplicado en los campos en aguas profundas, de las cuales se seleccionaron solo algunas para este proceso.

Los criterios para hacer parte de este proceso las tecnologías elegidas fueron:

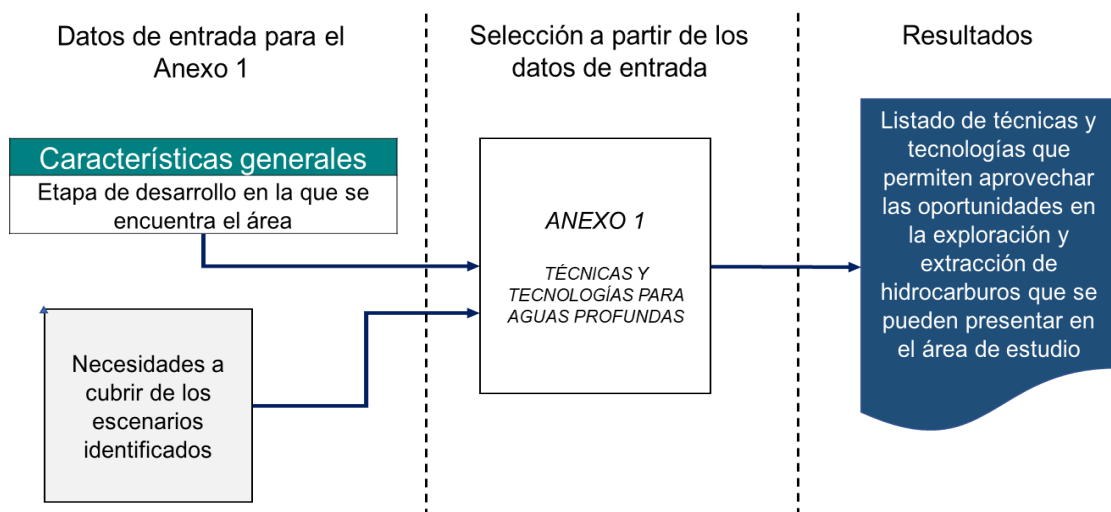
- Costo beneficio adecuado
- Innovación
- Utilizadas actualmente
- No obsoletas
- Éxito generado en los campos a partir de su aplicación

Con dichos criterios se generó el anexo 1, mediante el cual en este proceso se obtendrán las técnicas y tecnologías que permitan aprovechar las oportunidades que se pudieran presentar en el área de estudio.

El proceso pertinente comenzará en el anexo 1, para el cual será necesario tener presente la etapa de desarrollo en la que se encuentra el área y las necesidades a cubrir de los escenarios previamente identificados.

En primera instancia, se deberá localizar la etapa de desarrollo dentro del anexo 1, posteriormente se deberán seleccionar las técnicas y tecnologías a partir de sus atributos y beneficios, mismos que permitan cubrir las necesidades presentes en los previamente escenarios analizados.

Gráfico 27 - Aprovechamiento de las oportunidades



Con el fin de tener presente en todo momento las técnicas y tecnologías que permiten aprovechar las oportunidades que presenta el área de estudio, se recomienda enlistarlas de la siguiente forma:

Tabla 16 - Lista de técnicas y tecnologías

Etapa de desarrollo	Técnicas y tecnologías	Necesidades por cubrir

La aplicación de la metodología finalizará una vez completada dicha lista específica para el área de estudio, partiendo de la etapa de desarrollo en la que se encuentra y buscando cubrir las necesidades de los escenarios analizados.

En dicha lista se podrán visualizar las técnicas y tecnologías que permitirán aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos que se pudieran presentar en el área de estudio de acuerdo con los procesos aplicados.

Beneficios y aplicación de la metodología

Al desarrollar y aplicar en varios casos la metodología propuesta en este trabajo, se pudieron identificar los grandes beneficios inherentes de su aplicación, tales como:

- Conocer el panorama internacional y correlacionarlo con el nacional permitiendo encontrar las opciones adecuadas para beneficiar los proyectos petroleros en las aguas profundas del país.
- Permite estudiar y visualizar los escenarios de un proyecto en aguas profundas antes, durante y después de su realización a partir de la comparación con casos internacionales.
- Al enfocar la metodología a ciertos objetivos se pueden visualizar los riesgos operativos y las razones contingentes que hacen cesar las actividades petroleras en los proyectos en aguas profundas en México. De tal forma que al conocer dicha situación se tomen las medidas y acciones necesarias para disminuir tales situaciones.
- Uno de los grandes beneficios de esta metodología es visualizar las técnicas y tecnologías que necesitará nuestra área de estudio para maximizar su valor comercial.

Esta metodología tiene un amplio espectro de aplicación que se puede generalizar en tres principales grupos: privado, público gubernamental y académico. Estos tres grupos pueden tener acceso a la metodología y por ende realizar su debida aplicación para distintos fines, por ejemplo:

- En el ámbito privado la metodología se presenta como una opción para realizar un estudio técnico previo a la toma de decisión ante un proyecto de inversión en un área contractual en aguas profundas en México.
- Por la parte pública gubernamental, la metodología es una opción ante las necesidades regulatorias del país, ofreciendo una forma de visualizar desde un punto de vista internacional cómo se deberán desarrollar las áreas contractuales en aguas profundas y a su vez, también poder pronosticar cómo las van a desarrollar los distintos operadores. Siendo este un punto a favor para tomar las decisiones pertinentes para realizar las acciones necesarias para regular de mejor manera dichos proyectos.
- En la parte académica esta metodología puede ser utilizada para obtener la información necesaria para realizar las debidas simulaciones de áreas y plantear diversos puntos de análisis que permitan posteriormente ofrecer un modelo de desarrollo más cercano a la realidad.

Capítulo IV

Aplicación de la metodología

Capítulo IV - Aplicación de la metodología

Con el fin de visualizar los resultados de la aplicación de la metodología, a continuación, se muestran los debidos procesos aplicados a un área contractual en aguas profundas en México.

En este capítulo se podrán visualizar los resultados obtenidos al aplicar la metodología para aprovechar las oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en México, para el área contractual número siete de la Ronda Dos, licitación, 04 del Cinturón Plegado Perdido.

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos de la aplicación a esta área contractual.

Área contractual 7 de la Ronda 2 licitación 04 Cinturón Plegado Perdido

Datos de entrada

Para comenzar con la aplicación de la metodología se decidió elegir el área contractual 7 de la Ronda Dos, licitación 04, ubicada en la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido. Por lo que para realizar la ejemplificación de la aplicación de la metodología se ingresaron los respectivos datos mostrados a continuación:

Tabla 17 - Aplicación de la metodología, datos de entrada

Datos de entrada	
Selecciona una provincia petrolera	Cinturón Plegado Perdido
Selecciona un área contractual	CNH-R02-L04-AP-PG07

Provincia Petrolera - Cinturón Plegado Perdido

Se optó por seleccionar un área de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido puesto que en dicha provincia se han realizado 26 pozos exploratorios siendo la provincia con el mayor número de pozos perforados.

Estos pozos comenzaron a desarrollarse en el año 2012 y actualmente se continúan realizando; y se busca cambiar los resultados poco favorables obtenidos. La provincia petrolera mencionada tiene su mayor atractivo en el aceite, que en su mayoría de casos es de buena calidad de acuerdo con los resultados obtenidos durante los seis años que se han realizado actividades petroleras.

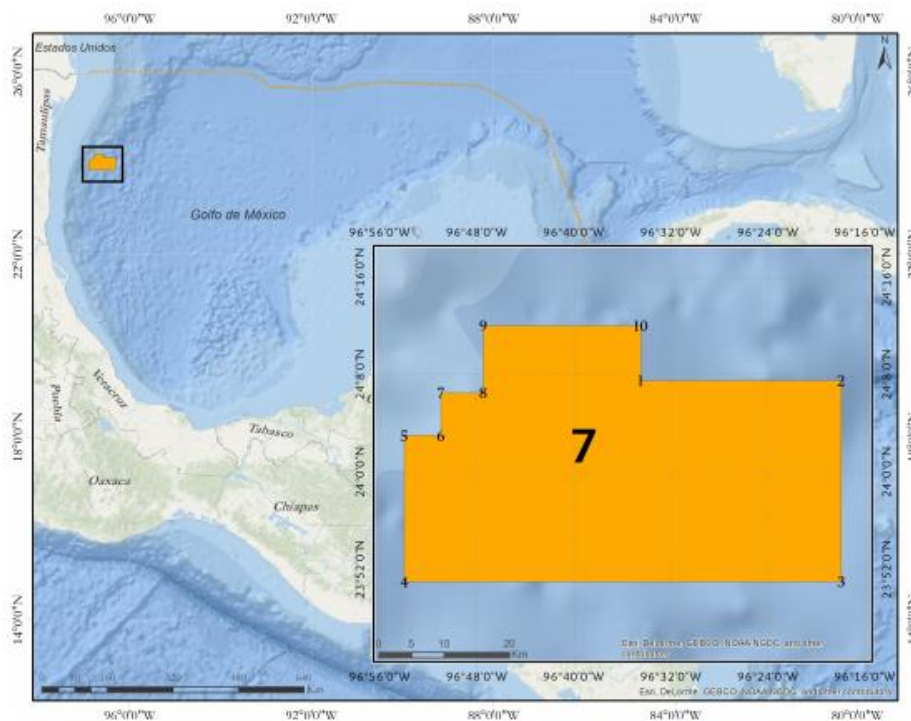
Área contractual - CNH-R02-L04-AP-PG07

El área contractual seleccionada se identifica con la nomenclatura del contrato firmado CNH-R02-L04-AP-PG07/2018 dicha nomenclatura se utilizó en esta metodología como un código de referencia para identificar las áreas y se licitó en la Ronda Dos dentro de la cuarta licitación denominada aguas profundas, obteniendo como licitante ganador al consorcio conformado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. y QPI México, S.A. de C.V.

Ubicación

El área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018 se encuentra a unos kilómetros frente a las costas de Tamaulipas y cuenta con una superficie de 1967.934 Km² mostrada a continuación:

Mapa 13 - Ubicación del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018



CNH. (2018). Ubicación del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018 (mapa). Recuperado de www.rondasmexico.gob.mx

Características generales

Partiendo del proceso anterior en donde se seleccionaron los datos de entrada:

- Provincia petrolera: **Cinturón Plegado Perdido**

- Área contractual: **CNH-R02-L04-AP-PG07/2018**

Se procedió a recopilar y analizar las características generales de dicha área contractual y se obtuvo la siguiente información:

Tabla 18 - Aplicación de la metodología, características generales para el área CNH-R02-L04-AP-PG07/2018

Características generales	
Superficie del área contractual (km2)	1967.9
Cobertura sísmica 3d	1
Edad del play	Mioceno Temprano
Litologías	Arena de grano medio
Hidrocarburos esperados	Aceite ligero > 31.1°API
Si cuenta con contrato se mostrará el tipo	Licencia
Tipo de licitante	Consortio
Operador	Shell y Qatar Petroleum
Valor de la regalía adicional	20
Etapa en la que se encuentra	Etapa de transición y arranque
Cuenta o no con desarrollos previos	0
Pozos comprometidos	2
Pozos en perforación	0
Pozos terminados	0
Áreas o campos colindantes	Áreas 4,8,9,6 de la Ronda Dos CPP

Al analizar las características generales del área contractual en cuestión se observó que al igual que las demás áreas del Cinturón Plegado Perdido, el hidrocarburo predominante es el aceite. Dicha área corresponde a un play con edad fechada en el Mioceno temprano, el cual tiene un sistema integrado por arenas de grano fino a medio en donde se espera encontrar aceite ligero.

Esta área contractual se encuentra rodeada por las áreas cuatro, ocho, nueve y seis; dichas áreas fueron licitadas en la ronda 2 y se espera compartan características con el área de estudio.

Parte importante del proceso de identificar las características generales del área fue, determinar las características de referencia, mismas que permitieron realizar el proceso siguiente en la base de datos, por lo que al aplicarlo para dicha área se identificó la siguiente información:

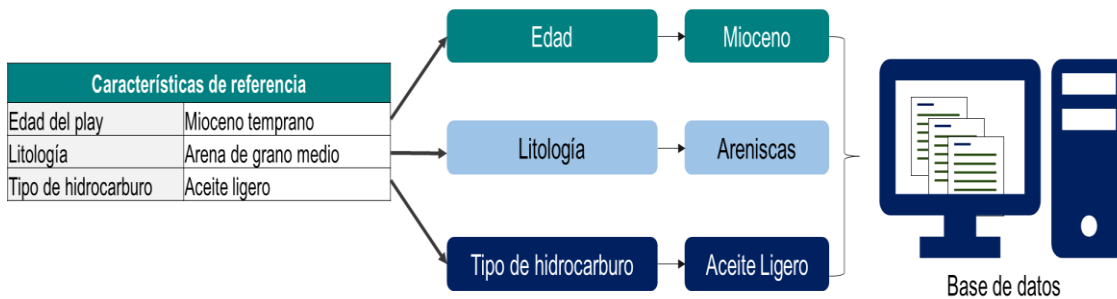
Tabla 19 - Aplicación de la metodología, características de referencia CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.

Características de Referencia	
Edad	Mioceno temprano
Litología	Arena de grano medio
Tipo de hidrocarburo	Aceite ligero > 31.1°API

Base de datos

Una vez identificadas las características de referencia propias del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07, se procedió a ingresar a la base de datos, filtrando y correlacionando la información obtenida con los datos almacenados en la base.

Gráfico 28 – Aplicación de la metodología, ingreso a la base de datos para el área CNH-R02-L04-AP-PG07/2018



Al realizar el debido proceso se encontró que, 49 de los 1082 campos contenidos en la mencionada base de datos cumplían con la condicionante de tener las mismas características de referencia del área en estudio.

La información arrojada por la base de datos se analizará y evaluará en el siguiente proceso como lo marca la metodología.

Análisis y evaluación de escenarios

Una vez realizado el proceso anterior se procedió a identificar, analizar y evaluar los escenarios a partir de los campos que comparten características a la del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018, mismos que fueron arrojados por la base de datos.

Por lo que a continuación se describirán los resultados obtenidos del el análisis y evaluación de los campos obtenidos en el proceso previo.

Tabla 20 - Aplicación de la metodología, análisis y evaluación de escenarios CNH-R02-L04-AP-PG07/2018

Análisis y evaluación de escenarios	
Edad	Mioceno temprano
Litología	Arena de grano medio
Tipo de hidrocarburos	Aceite ligero
Campos analizados	1082
Campos coincidentes	49

Tabla 21 - Aplicación de la metodología, datos generales de campos con características similares a la del área CNH-R02-L04-AP-PG07/2018

Datos generales						
Nombre del Campo	País	Operador	Madurez	Estado Actual	Clasificación del descubrimiento	Reservas recuperables (MMbpce)
OML 133 (Erha and Bosi)	Nigeria	ExxonMobil	Joven	En Operación	Comercial	2490.92
Bosi	Nigeria	ExxonMobil	En desarrollo	Contingente	Técnico	945
Usan (OML 138)	Nigeria	ExxonMobil	Joven	En Operación	Comercial	869.08
OML 130 (PSA)	Nigeria	Total	Joven	En Operación	Comercial	838.89
OML 130 (PSC)	Nigeria	South Atlantic Petroleum	Joven	En Operación	Comercial	838.89
Erha	Nigeria	ExxonMobil	Media Vida	En Operación	Comercial	707.22
Bonga SW	Nigeria	Shell	En desarrollo	Desarrollo Probable	Comercial	679.91
Tahiti (GC 640)	Estados Unidos	Chevron	Media Vida	En Operación	Comercial	475.1
Block 16 (Angola)	Angola	Total	En desarrollo	Contingente	Técnico	452.8
Bolia-Chota	Nigeria	Shell	En desarrollo	Técnico Favorable	Técnico	445.6
Shenzi (GC 654)	Estados Unidos	BHP Billiton	Maduro	En Operación	Comercial	410.13
Caesar/Tonga	Estados Unidos	Anadarko	Joven	En Operación	Comercial	335.55
Uge	Nigeria	ExxonMobil	En desarrollo	Contingente	Técnico	329.09
Erha North	Nigeria	ExxonMobil	Media Vida	En Operación	Comercial	308.92
Chissonga	Angola	Total	En desarrollo	Contingente	Técnico	302.8
Stampede	Estados Unidos	Hess Corporation	Joven	En Operación	Comercial	264.72

En la tabla anterior se muestran algunos de los campos que comparten características con el área de estudio, al realizar el análisis completo de los resultados obtenidos se puede observar que la mayoría de estos campos se encuentra ubicado en Angola, Nigeria y Estados Unidos, dichos campos han sido

desarrollados en su mayoría por empresas como Exxon Mobil, Shell, Hess Corporation, Eni, Chevron y Fieldwood Energy.

a) Clasificación del descubrimiento

De los 49 campos analizados se encontró que 14 han sido clasificados como técnicos mientras que los 35 restantes se han declarado comerciales, por lo que, para el área contractual en estudio como un escenario optimista, es posible esperar que los descubrimientos que se lleguen a realizar se caractericen como comerciales.

Tabla 22 - Aplicación de la metodología, clasificación del descubrimiento

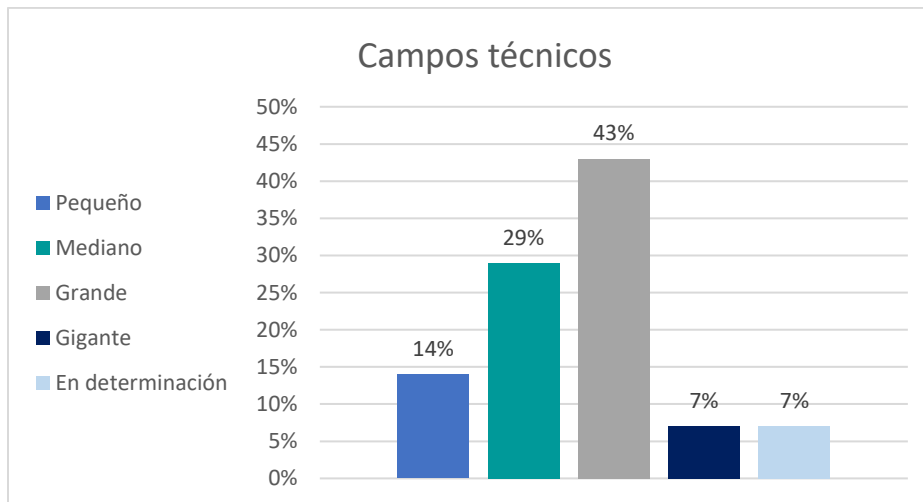
Técnico	Comercial
29%	71%

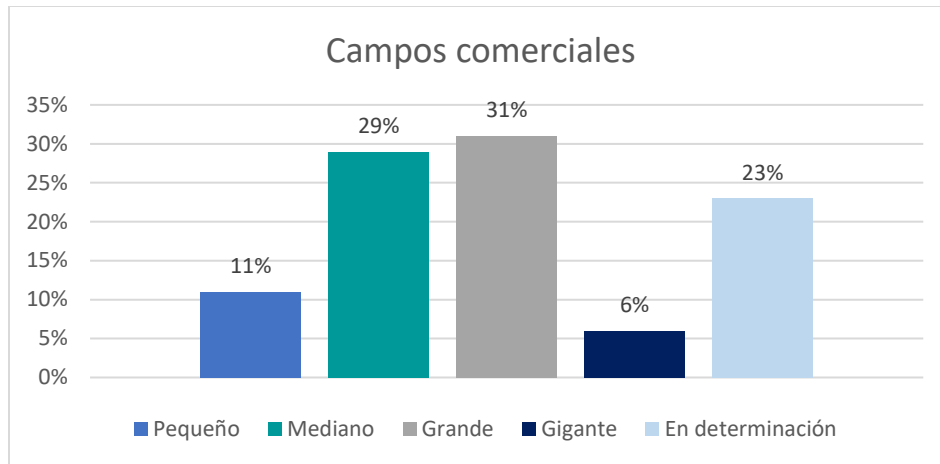
b) Tamaño del descubrimiento

El tamaño de los descubrimientos realizados en campos internacionales en promedio ha sido grande, tanto los que se han catalogado técnicos como los comerciales.

Dicho tamaño marca una tendencia que puede presentarse en el área de estudio, dicha tendencia ha sido aprovechada internacionalmente al prever incorporar técnicas y tecnologías que permitan extraer y alcanzar los grandes volúmenes de hidrocarburos entrapados en los yacimientos productores.

Gráfico 29 - Aplicación de la metodología, tamaño del descubrimiento





c) Tirante de agua y profundidad del subsuelo marino al yacimiento

Con un tirante de agua ponderado de 1019 m, una profundidad entre el subsuelo marino y el yacimiento de 1028 m, las oportunidades de desarrollo para el área estudiada se incrementan, debido a que al conocer dichas distancias es posible seleccionar en base a dichos rangos ponderados las técnicas y tecnologías que mejor se comporten bajo dichas condiciones.

En promedio, los campos internacionales analizados se han desarrollado a partir de una plataforma del tipo FPSO y un sistema submarino, mismas tecnologías que han permitido asegurar la producción, mejorar los rendimientos del sistema petrolero, alcanzar los objetivos y poder combinar tecnologías para favorecer los desarrollos.

Por lo que posteriormente para el aprovechamiento de las oportunidades que presentan las condiciones que puede presentar el área se recomendarán este tipo de tecnologías:

Tabla 23 - Aplicación de la metodología, Tirante de agua promedio

Tirante de agua promedio	
Técnico	Comercial
940 m	1051 m

Tabla 24 - Aplicación de la metodología, profundidad del subsuelo marino al yacimiento

Profundidad del subsuelo al yacimiento		
	Técnico	Comercial
Mínima	546 m	443 m
Promedio	983 m	1046 m
Máximo	1519 m	1589 m

d) Estado actual y madurez

El estado actual ponderado de los campos internacionales que cumplen con las mismas características de referencia que el área en estudio para el caso de los campos catalogados como técnicos es contingente, afectado principalmente por la baja producción, los volúmenes encontrados y las variaciones del precio del barril del petróleo y demás indicadores económicos.

Para el caso de los campos comerciales, la mayoría de estos se ha llevado hasta una producción estable y algunos otros se encuentran en desarrollo. Cabe destacar que algunos campos pese a haber tenido cierta etapa comercial han tenido que abandonar o cesar su producción debido principalmente a las variaciones del precio del barril del petróleo.

Tabla 25 - Aplicación de la metodología, estado actual del campo

Técnico		Comercial	
Contingente	93%	En operación	71%
Técnico favorable	7%	Desarrollo probable	9%
		En desarrollo	6%
		Abandonado / Cesado	14%

De los resultados obtenidos sobre la madurez de los campos analizados, se obtuvo que pueden ser catalogados como campos jóvenes en promedio y, como fue mencionado anteriormente, la mayoría se encuentran en operación.

Tabla 26 - Aplicación de la metodología, madurez

Madurez	
Comercial	
Preproducción / sin explotar	14%
Joven	34%
Media vida	9%
Maduro	29%
Abandonado/ Cesado	14%

Los resultados ponderados sobre el estado actual del campo y la madurez representan una oportunidad ligada a los tiempos en el desarrollo de estos campos misma que se describirá en el siguiente apartado.

e) Tiempos en el desarrollo

Los tiempos en el desarrollo en conjunto representan una de las oportunidades más importantes obtenidas a partir de la metodología, pues en estas se plasman las necesidades ponderadas que se pueden presentar en el área estudiada.

En primera instancia, se puede observar que el tiempo promedio entre realizar un descubrimiento y pasar a una producción comercial es de 12 años para campos con las características que presenta el área, por lo que será un punto que considerar al desarrollar el área de estudio, tomando en cuenta los tiempos que marca la regulación mexicana para la etapa exploratoria.

Por otro lado, este tipo de campos tardan en promedio 2.6 años en alcanzar el pico de producción, por lo que, con el fin de obtener el máximo beneficio del área, se deberá plantear un proyecto que busque ampliar ese tiempo a fin de prolongar la producción bajo una tasa estable.

Por último, este tipo de campos tienen una vida productiva promedio de 22 años aunados a los demás tiempos analizados. Desde un punto de vista profesional representan una oportunidad en donde se deberán implementar técnicas y tecnologías para obtener el máximo beneficio del área a partir de un óptimo manejo de la producción que procure:

- Evaluar el descubrimiento
- Plantear una estrategia de producción óptima y constante
- Implementar las técnicas y tecnologías que permitan ampliar la vida productiva del área

Gráfico 30 - Aplicación de la metodología, tiempos de desarrollo

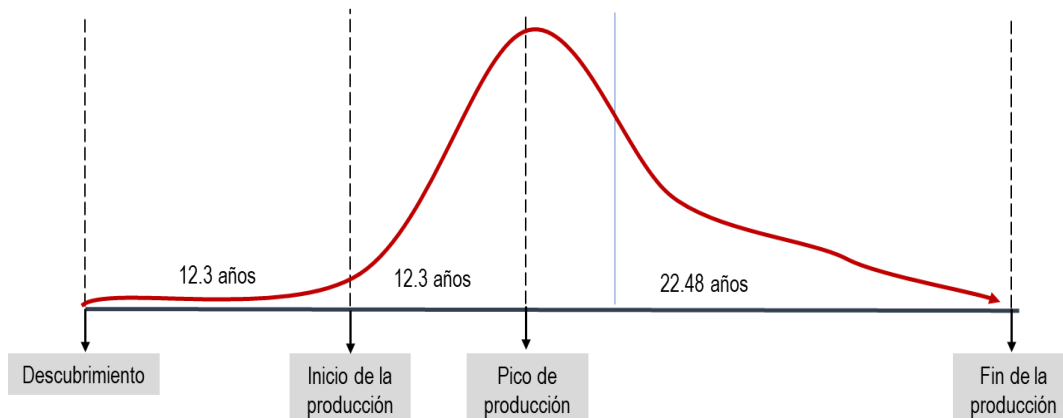


Tabla 27 - Aplicación de la metodología, tiempos de desarrollo

Campos comerciales			
Tiempos	Mínimo	Promedio	Máximo
Tiempo entre el descubrimiento y el inicio de la producción	2 años	12.3 años	26 años
Tiempo en alcanzar el pico de producción	1 años	2.6 años	11 años
Tiempo real o estimado en llegar al fin de su producción	11 años	22.48 años	31 años

f) Factor de recuperación

Conocer el factor de recuperación promedio es una oportunidad para el área en estudio, debido a que sirve de referencia para estimar los hidrocarburos que podrán ser recuperados del área, a su vez podrá ser un factor apegado a la realidad al momento de realizar una simulación y evaluar sus condiciones en un estudio técnico.

Tabla 28 - Aplicación de la metodología, factor de recuperación

Factor de recuperación	
Mínimo	15.42%
Promedio	31.18%
Máximo	78.67%

g) Mecanismo de empuje

Conocer el mecanismo de empuje que se presenta con mayor frecuencia en los campos internacionales que comparten características con el área de estudio, es una oportunidad que podrá ser aprovechada al aplicar las técnicas pertinentes de recuperación secundaria y previendo un plan de contingencias ante el riesgo inherente.

Tabla 29 - Aplicación de la metodología, mecanismo de empuje

Mecanismo de empuje	
1°	Acuífero asociado
2°	Expansión del casquete de gas

h) Permeabilidad y porosidad

Los datos promedio de permeabilidad y porosidad son una oportunidad que sirve para predecir el comportamiento de los fluidos dentro de la formación, también se pueden tomar en cuenta

los datos al momento de realizar las simulaciones propias de las etapas previas a la perforación y conocimiento de estas condiciones del área.

Tabla 30 - Aplicación de la metodología, porosidad y permeabilidad

Campos Técnicos			Campos Comerciales		
	Porosidad	Permeabilidad		Porosidad	Permeabilidad
Mínimo	21%	Desconocido	Mínimo	19%	90.3 mD
Promedio	26%		Promedio	25%	919.03 mD
Máximo	31%		Máximo	29%	2200 mD

i) Reservas recuperables

Reservas		
Mínimo	0.61	MMbpce
Promedio	277.03	MMbpce
Máximo	2490.92	MMbpce

j) Producción

Producción		
Mínimo	1.49	Mbpced
Promedio	60.18	Mbpced
Máximo	203	Mbpced

Las reservas promedio de 277.03 y producción promedio de 60.18 Mbpced son indicadores para contemplarse al momento de decidir las capacidades específicas de producción que deberán cubrir los equipos ocupados durante el desarrollo del área en estudio.

Al analizar y evaluar los escenarios que se pueden presentar en el área partiendo de la correlación de los datos de los campos internacionales en aguas profundas, en resumen, se encontraron las siguientes necesidades por cubrir para transformar dichos escenarios en oportunidades mediante las técnicas y tecnologías propuestas en el siguiente proceso.

- Descubrimientos en tamaños que van de medianos a grandes
- Tirante de agua promedio 1019 m
- Profundidad promedio del subsuelo marino al yacimiento de 1028 m
- Tiempos de desarrollo que se pueden mejorar
- Factor de recuperación promedio de 31.18
- Acuífero asociado como mecanismo de empuje frecuente en este tipo de campos

- Reservas promedio de 277
- Producción promedio de 60.18
- En promedio de 1 a 2 yacimientos productores
- Capacidades promedio de producción 60.18 Mbpced

Aprovechamiento de oportunidades

De acuerdo con la metodología si es que se presentarán dichas oportunidades en el área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018, a criterio propio de selección estas son las técnicas y tecnologías que se deberán aplicar en su momento al área para aprovecharlas.

Tabla 31 - Aplicación de la metodología, técnicas y tecnologías para el área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018

Etapa de desarrollo	Técnicas y tecnologías	Necesidades por cubrir para aprovechar las oportunidades
Exploratoria	Levantamiento Aeromagnético	<ul style="list-style-type: none"> • Descubrimientos en tamaños que van de medianos a grandes • Tirante de agua promedio 1019 m • Profundidad promedio del subsuelo marino al yacimiento de 1028 m • Tiempos de desarrollo que se pueden mejorar • Factor de recuperación promedio de 31.18 • Acuífero asociado como mecanismo de empuje frecuente en este tipo de campos • Reservas promedio de 277 • Producción promedio de 60.18 • En promedio de 1 a 2 yacimientos productores
	Sísmica 4-D	
	Monitoreo del yacimiento sísmica 4-D	
	Cuantificación de anomalías AVO	
Evaluación	DST Drill Steam Test	
	EWT (Extended Well Test)	
	PVT	
	Repit Formation Teaster (RFT)	
Perforación	Perforación direccional	
	Plataforma tipo FPSO	
	Extended Reach Drilling (ERD)	
Producción	DST (Drill Steam Test)	
	Pruebas de producción en tiempo real	
	Subsea Sistem	
	Multizone Multirate (MRMZ)	
Terminación	Gravel-packs	
	Terminación submarina	
	Terminación Horizontal	
	Riser Flexible	
Monitoreo y control	inhibidores de hidratos de metano	
	Monitoreo de pozos productores	
	Inhibidor de Parafina	
IOR / EOR	Inyección de Agua Periférico	
	Bombeo de Agua	

The image features a dark blue background with a complex, low-poly geometric pattern of overlapping triangles and polygons. The colors range from deep navy to a slightly lighter, muted blue. Centered in the middle of the image is the word "Conclusiones" in a bold, white, sans-serif font.

Conclusiones

Conclusiones

- La presente metodología puede ser desarrollada para cualquier tipo de campo, generando mayores beneficios para la industria petrolera mexicana.
- Los proyectos en Brasil son un punto de referencia internacional y un modelo que se debería repicar en México debido a las mejores prácticas internacionales aplicadas en sus campos que han permitido obtener grandes resultados y disminuir los tiempos de desarrollo.
- Brasil ,Angola y Nigeria pueden ser un ejemplo para México en cuestiones de mejora regulatoria, en primera instancia Brasil por la cantidad de Rondas Licitatorias realizadas y el éxito de sus proyectos. Y en segunda instancia los países ubicados en África Occidental por la cantidad de proyectos que se han realizado ejecutados bajo contratos similares a los implementados en el país.
- El área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07 al igual que sus similares internacionales requieren un desarrollo cuidadoso pues las condiciones contingentes por las que algunos campos fueron abandonados están presentes actualmente para dicha área.
- A medida que se conozca e incorpore más información sobre las áreas contractuales, asignaciones y los campos internacionales, esta metodología permitirá obtener resultados más precisos en cada uno de sus procesos.
- México es un país que presenta oportunidades en la exploración y extracción de hidrocarburos, mismas que pueden ser aprovechadas al fomentar el uso de técnicas y tecnologías que han dado buenos resultados en proyectos similares.
- Con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología propuesta en este trabajo y el estudio de casos similares a las áreas estudiadas es posible tomar en cuenta factores que se han presentado en los proyectos internacionales y aprovecharlos si es que se presentaran al desarrollar un área en aguas profundas en México.

Recomendaciones

Recomendaciones

- Aplicar la metodología propuesta en el presente trabajo a todos los proyectos en aguas profundas en México, con el objetivo de obtener el mayor beneficio de estos.
- Utilizar la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos CNIH, en donde se encuentra la información histórica actualizada sobre los campos y pozos realizados en el país.
- Actualizar la información referida a las áreas en aguas profundas nacionales e internacionales a evaluarse mediante la metodología propuesta para obtener resultados más precisos al aplicarla.
- Automatizar los procesos de la metodología y plantearlos en una plataforma digital a fin de obtener los resultados de una forma más ágil que permita visualizar a tiempo real los beneficios de su aplicación.
- Incorporar al mapa curricular de la carrera de ingeniería petrolera una materia relacionada con los proyectos en aguas profundas nacionales e internacionales con el fin de hacer frente a las necesidades laborales de la industria petrolera del país.

Anexo I

**Técnicas y tecnologías para
campos en aguas
profundas**

Anexo 1 – Técnicas y tecnologías para campos en aguas profundas

Anexo 1 – Técnicas y tecnologías para campos en aguas profundas		
Etapa de desarrollo	Técnicas y Tecnologías	Principales atributos y beneficios
Etapa exploratoria	Bioestratigrafía	Datar los estratos a partir de los fósiles vegetales y animales Determinar la edad absoluta o relativa y el ambiente deposicional de una formación en particular, una roca generadora o un yacimiento de interés
	Gravimetría	Mide la aceleración de la gravedad sobre un espacio con el fin de detectar las variaciones de densidades en las unidades geológicas presentes en el subsuelo
	Magnetometría	Mide las anomalías magnéticas en la superficie terrestre, las cuales pueden ser producto de un yacimiento. Permite localizar y definir la extensión de las cuencas sedimentarias con posible contenido de petróleo
	Levantamiento Aeromagnético	Es posible calcular la profundidad del basamento respecto a la altura de vuelo. Determina la magnitud de los espesores sedimentarios.
	Sísmica 3-D	Obtener imágenes 3d del subsuelo 1.- Identificar litología con presencia de hidrocarburos Mejorar la resolución de yacimientos ya identificados a cierta profundidad Analizar el área para ubicar un pozo Identificar litología con presencia de hidrocarburos Definir cuerpos de sal Delinear secciones sedimentarias Estudio sísmico estándar internacional
	Sísmica 4-D	Evaluar las condiciones del descubrimiento a un tiempo dado Identificar nuevas oportunidades de perforación Definir la progresión de afluencia de acuíferos en todos los niveles de contacto Monitorear el agotamiento de la capa de gas Monitorear los contactos del Agua, Aceite y Gas Monitorear la producción en tiempo real

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

	Análisis y cuantificación de Anomalías AVO	Identificar trampas estratigráficas Identificar trampas estructurales Identificar fluidos en la formación
	DHI (Direct Hydrocarbon Indicator)	Identificar trampas estratigráficas Identificar trampas estructurales Conocer ciertas propiedades de la roca
	Sísmic Flat Spots	Determinar la presencia de hidrocarburos
	Pulsed Neutron Logging	Localiza y gestiona la producción de manera más efectiva Permiten conocer la formación y las propiedades de los fluidos Detección de flujo de agua y la evaluación de paquetes de grava
	Toma de Núcleos	Determinar las características petrofísicas de la roca y la formación Identificar hidrocarburos presentes en la formación Confirmar la presencia de hidrocarburos en una formación
Evaluación	Datos MWD	Las herramientas MWD que miden los parámetros de una formación (resistividad, porosidad, velocidad sónica, rayos gamma)
	DST Drill Steam Test	Evaluar el potencial productivo comercial del yacimiento Conocer las características de la roca Permite obtener fluidos del yacimiento Permite predecir el comportamiento del yacimiento
	EWT (Extended well Test)	Estimar el Volumen del yacimiento Confirmar las reservas del yacimiento Datos adicionales relacionados con la producción, como el corte de agua, la producción de arena Probar técnicas de control de arena y tecnologías relacionadas con procesos y producción Minimizar los riesgos en la producción y el desarrollo del campo
	Loggin While Drilling (registro)	Medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación.
	MDT prueba de formación	Identificar el tipo de hidrocarburo en la formación Conocer la permeabilidad de la formación Realizar un perfil de presión versus profundidad permite identificar la naturaleza del fluido
	OBMI (Oil-Base Micromager) registro	Permite realizar imágenes de micro resistencia en sistemas de lodo a base de aceite, no conductivos y de emulsión inversa

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

	Procesamiento Sísmico avanzado	Mejora la calidad de las imágenes recuperadas de los levantamientos sísmicos
	PVT	Conocer las propiedades de los fluidos en el yacimiento Descripción del comportamiento de cada fluido Medición de la viscosidad del fluido Estimar el factor de recuperación del yacimiento Permite con los datos obtenidos realizar simulaciones más exactas del comportamiento del yacimiento
	Registro RMN	Toma de decisiones en la perforación y terminación de pozos Reducen el riesgo y los tiempos no operativos
	SCAL Análisis especial de Núcleos	Miden la presión capilar, la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, el daño a la formación
	Perforación Horizontal	Explotar un yacimiento con un número significativamente menor de pozos La superficie total utilizada de una operación de petróleo o gas puede reducirse mediante el uso de pozos horizontales. Retrasa significativamente la aparición de problemas de producción que provocan tasas de producción bajas, baja eficiencia de extracción y/o abandono prematuro
	Perforación direccional	Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo. Ángulo de inclinación moderado. Generalmente puntos de arranques someros
	Perforación bajo presión controlada	Proceso de perforación adaptativo usado para controlar en forma precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo abierto mientras se perfora. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo con estos límites
	Perforación de alcance extendido, Extended Reach Drilling (ERD)	Permite alcanzar nuevos objetivos aproximadamente a una distancia del doble de su TVD
	Side Track Drilling	Perforación de un pozo nuevo lateral al existente que tiene poca o ninguna productividad debido al daño mecánico del pozo o a los hidrocarburos agotados en ese sitio
	Plataforma tipo SPAR	Costos operativos bajos La mejor opción en tanto a su comportamiento en el mar Tiene almacenamiento propio de hidrocarburos
	Plataforma tipo FPSO	Se pueden realizar diversas actividades partiendo del FPSO Conectividad en etapas donde aún no hay la suficiente infraestructura Movilidad una vez instalada la infraestructura Almacenamiento Disminuye el riesgo operativo y aumenta la eficiencia de trabajo

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

	Plataforma tipo Semisumergible	Excelente comportamiento Gran estabilidad Permiten realizar actividades tanto de exploración como de extracción
	Tension Leg	La mayor parte de los pozos en el Golfo de México se han desarrollado mediante esta plataforma
	DST (Drill Steam Test)	Evaluar el potencial productivo comercial del yacimiento Conocer las características de la roca Permite obtener fluidos del yacimiento Permite predecir el comportamiento del yacimiento
	Multizone Multirate (MRMZ)	Estimar los caudales de la capa, las presiones, las permeabilidades, los factores de superficie, el flujo cruzado y la distancia y el tipo de límites Este enfoque permite la caracterización del yacimiento sin requerir aislamiento zonal
	Prueba de producción	Establecer los parámetros definitivos de producción en lo que respecta al caudal y las presiones que se controla en boca de pozo. Regular las condiciones óptimas de explotación en función al programa específico diseñado para el pozo.

	Subsea sistem	<p>Control de la producción Monitoreo de las condiciones generales en la etapa de producción Conectividad en el área siendo un punto de referencia entre distintos pozos Conexión segura del pozo y la superficie Permite la medición de hidrocarburos Es el Sistema más utilizado en las operaciones costa afuera en aguas profundas por los beneficios económicos y comerciales que genera. Reduce los riesgos operativos.</p> <p>El sistema submarino es propuesto como un proceso operativo unificado para campos en aguas profundas . Este sistema está compuesto básicamente por:</p> <ul style="list-style-type: none"> Equipo de Superficie Sistema de Producción Flotante Sistema de Almacenamiento Estación de Control Maestro Unidad de Alimentación Hidráulica Unidad de Alimentación Eléctrica Unidad de Alimentación Química Unidad de Terminación de Umbilicales en Superficie Equipo Submarino Sistema de control de Producción Cabezal Submarino Mudline (Tirantes de Agua Poco Profundos) Subsea (Tirantes de Agua Profundos) HUB Mandrel DWHC Árbol de Válvulas Árbol de Válvulas Vertical Árbol de Válvulas Horizontal Sistema de Estructuras Submarinas Maniflod
--	---------------	---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

		<p>Maniflod de Producción Maniflod de Inyección PLEM PLETS Jumper Jumper tipo "U" Jumper tipo "M" Sistema de Umbilicales Umbilicales Flying leads Sistema de distribución submarino (SUTA/SDU's) Sistema Submarino de Intervención ROV ROV/AUV Sistema de control de Monitoreo Válvulas de Seguridad Válvulas de Control Sensores de temperatura Sensores de presión Sensores de arenas Sistema de distribución Unidad de Distribución Submarina</p>
	DFA (Downhole Fluid Analysis)	<p>Delimitar el yacimiento Evaluar el impacto de los fluidos Propiedades y compartimientos productivos de los yacimientos</p>
Terminación	Gravel-packs	<p>Evita el deterioro de la formación Evita la filtración de arenas a la formación productora Estabilizar la formación</p>
	Frack Packs	<p>Técnica combinada de estimulación y control de producción de arena ha resultado efectiva en una amplia gama de formaciones con sólidos móviles, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad</p>
	Riser Flexible	<p>Permiten la conexión con la superficie tanto para la producción como para la conexión con otras fuentes.</p>
Tipo de pozos	Pozo Exploratorio	<p>Permite corroborar la existencia de hidrocarburos en un yacimiento mediante sus descubrimientos</p>
	Pozo de Evaluación	<p>Determinar la comercialidad del descubrimiento Determinar la importancia y el tamaño del yacimiento Evaluar las condiciones del descubrimiento.</p>

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

	Pozo de Producción	Pozo perforado exclusivamente para producir los hidrocarburos de una formación
	Pozos delimitadores	Permiten delimitar la extensión de un yacimiento
	Pozo Inyector	Sera la vía de acceso para realizar la inyección de fluidos a la formación como parte de un proceso de recuperación secundaria o mejorada
	Fluidos de perforación	Lodo Inhibidor
		Lodo Sintético
	Fractura miento hidráulico	La fractura miento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo.
	Aislamiento de la línea de flujo	Contra resta las bajas temperaturas por las que fluyen los hidrocarburos
	Calefacción de Flujo	Contra resta las bajas temperaturas por las que fluyen los hidrocarburos
	Cloruro de Potasio Nitrificado	Inhibe la formación de hidratos de metano
	inhibidores de hidratos de metano	Inhibe la formación de hidratos de metano
	Inyección de metanol	Inhibe la formación de hidratos de metano
	MEG (Monoenglicol)	Inhibe la formación de hidratos de metano
	Monitoreo de pozos productores con sísmica 4D	<p>Evaluar las condiciones del descubrimiento a un tiempo dado</p> <p>Identificar nuevas oportunidades de perforación</p> <p>Definir la progresión de afluencia de acuíferos en todos los niveles de contacto</p> <p>Identificación de la comunicación entre la litología presente derivada de la producción</p> <p>Barreras verticales que separan unidades de flujo</p> <p>Monitorear el agotamiento de la capa de gas</p> <p>Monitorear los contactos del agua, aceite y gas</p>
Inhibidor de Parafina	Sustancia química inyectada en el pozo para evitar o minimizar la deposición de parafina	
IOR y EOR	Dynamic Annular Pressure Control (DAPC)	<p>Un sistema y método para controlar las presiones de formación durante la perforación de una formación</p> <p>También se proporciona un sistema de monitoreo de presión el pozo y controlar el sistema de contrapresión del fluido.</p>

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Taponamiento para aislar Zona de producción	Aísla una zona específica dentro de la formación para mejorar la producción
Inyección de Agua	Inyección cíclica de Agua
	Inyección de agua
	inyección de Agua con baja salinidad
	Inyección de agua de formación
	Inyección de agua de mar
	Inyección de Agua Downlip
Inyección de Agua Periférico	
Artificial Lift	El levantamiento artificial se puede usar para generar flujo desde un pozo en el que no se produce flujo o se usa para aumentar el flujo de un pozo para producir a una tasa mayor.
Válvulas de Elevación de Gas	Mejora el rendimiento con los sistemas de elevación de gas
ESP (electrosomergible pumping)	Impulse la producción con los sistemas de bombas sumergibles eléctricas REDA. Desde los pozos de agua fría y los sistemas de deshidratación de pozos de gas hasta las condiciones de alta presión y los sistemas de bombeo a alta temperatura, los sistemas de bombeo REDA admiten una amplia gama de aplicaciones de levantamiento artificial.
Inyección de Gas	Inyección cíclica de Gas
	Inyección de Gas
	Inyección de Gas Updip
	Reinyección de excedentes de Gas
Estimulación Química (ácida)	Remover cualquier daño ocasionado por los fluidos que se generaron en las etapas de perforación o por otros factores



Bibliografía

Bibliografía

A

Adwait, C., Umut, O., Sullivan, K., Jalalai, Y., y Riding, M. (2009). Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas. *Oilfield Review* | Schlumberger, 21(1), 26 - 35.

Alcocer, S. M. (2008). 07 Retos tecnológicos en aguas profundas (presentación archivo PPT). *Banco de información Memorias de eventos*. Recuperado de: www.iingen.unam.mx

American Petroleum Institute - API. (2015). General Overview of subsea production systems. *API Technical Report 17TR13. First edition*. Recuperado de: www.api.org/~media/files/publications/.../17tr8_e1%20pa.pdf

Ardizzone, J. A. (1996). Análisis de datos Aeromagnéticos. Metodologías y aplicación al levantamiento Aeromagnético de España peninsular (Memoria presentada para optar al grado de Doctor en Ciencias Físicas). *Universidad Complutense de Madrid*. España. Recuperado de: www.biblioteca.umc.es/tesis/19911996/x/1/x10124

B

Banxico (2018). Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana. Mercado cambiario (Tipos de cambio). Recuperado de: www.anterior.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/

Barbosa, F. (2008). Situación de los campos petroleros en aguas profundas en el mundo (archivo pdf). *Problemas del desarrollo* | Revista latinoamericana de economía, 39 (155). Recuperado de: www.scielo.org.mx

C

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH. (2016). Balance de recursos prospectivos del país en yacimientos convencionales. Recuperado de: www.cnh.gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH (2016). Contrato No.CNH-R01-L04-AI.CPP/2016. Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, Ciudad de México, 10 de marzo del 2017. Administración de contratos. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH. (2017). Portal de información técnica generada a lo largo de la historia petrolera de México (Pozos perforados en aguas profundas). Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). Recuperado de: www.portal.cnih.cnh.gob.mx/iicnih2/?lng=es_MX

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH. (2017). Resultados del evento de presentación y aperturas propuestas. Ronda 1. Aguas Profundas Cuarta Convocatoria. Seguimiento y Transparencia. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx/l04-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH. (2018). Mapa de los pozos en aguas profundas en México. Portal de información técnica CNIH. Recuperado de www.portal.cnih.cnh.gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos - CNH (2018). Resultados de Ronda 3 Licitación 01[Mapa]. Seguimiento y transparencia Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx/r03-l01-seguimiento-y-transparencia/#resultados

Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH. (2018). Ubicación del área contractual CNH-R02-L04-AP-PG07/2018 (mapa). Seguimiento y transparencia. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx

D

Daks IQ (s.f.). DAKS | Digital Anologs Knowledge System. Deepwater Oil fields (Consulta). Recuperado de: www.daks.ccresevoirs.com

E

EcuRed (s.f.).Magnetometría. EcuRed Conocimiento con todos y para todos. Recuperado de: www.ecured.cu

Energy Information Administration – EIA. (2017). Country Analysis Brief: (utilizado para cada país nombrado en el presente escrito). EIA Beta International Analysis, 1-16. Recuperado de: www.eia.gov

F

FMC Technologies (s.f.). Subsea Control Systems (archivo pdf). Recuperado de: www.fmctechnologies.com

FMC Technologies (s.f.). Subsea Tie in Systems (archivo pdf). Recuperado de: www.fmctechnologies.com

Frajia, J., Ohmer, H., Jardon, M. y Paez, R. (2002). Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales. Oilfield Review |Schlumberger, (14) (3), 56 - 75.

G

Geodatos (s.f). Método gravimétrico. *Geodatos | Geofísica avanzada*. Recuperado de:
www.geodatos.cl/gravimetria.php

H

Halliburton (2018). Pulsed Neutron Logging. Productos y servicios. Recuperado de: www.halliburton.com

Hechem, J. I., (2012). Experiencias en perforación bajo balance/mpd, desde 2009 a 2012 en Cuenca Neuquina, República Argentina (presentación PPT). Perforación con Presión Controlada (MPD). Congreso Latinoamericano y del Caribe de perforación, terminación, reparación y servicio de pozos. Diapositiva 4. Recuperado de: www.iapg.org.ar/congresos/2012/perforacion/Presentaciones/Sala1/08-08.../12.00.ppt

I

Instituto Mexicano del Petróleo - IMP. (2010). Estado del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en aguas profundas. Observatorio de la ingeniería. Recuperado de: www.observatoriodelaingenieria.org.mx

International Energy Agency - IEA. (2016). México Energy Outlook. World Energy Outlook Special Report, 63-70. Recuperado de: www.iea.org

M

McDonald, M. (2013). Operaciones sísmicas marinas en aguas profundas (presentación archivo pdf). Shell UAX / Geophysical Operations | Shell Exploration & Production Co. Recuperado de: www.anh.gov.co/seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/

O

OilPrice (2018). Históricos del precio por barril del petróleo de WTI, Brent Crude, Mexican Basket. Oil Price Charts. Recuperado de: www.oilprice.com

P

Pemex (2018). Mezcla mexicana de exportación. Precio. Recuperado de: www.pemex.com

Perforación horizontal (2018). Perforación horizontal. Información sobre la perforación horizontal, qué es y para qué sirve. Recuperado de: www.perforacionhorizontal.com

R

Rangel. E (2015). IOR-EOR Una oportunidad histórica para México. Academia de Ingeniería México.10-15.
Recuperado de www.ai.org.mx

Repsol (s.f.). Petróleo en 3D. Repsol News. España. Recuperado de: www.repsol.com

S

Schlumberger (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones.Oilfield review.(25)(2). 17. Recuperado de:
www.slb.com

Schlumberger (2013). Registros de resonancia magnetica nuclear adquiridos durante la perforación. Oilfield
review . Recuperado de: www.slb.com

Schlumberger (2018). OBMI Oil-Base Microimager.Overview. Recuperado de: www.slb.com

Schlumberger (s.f.). Bioestratigrafía. Oilfield Glossary | Schlumberger. Recuperado de:
www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/biostratigraphy.aspx

Secretaría de Energía - SENER. (2003). Nomenclatura de unidades usadas en el Sector Energético. Sistema
de Información Energética. Ciudad de México. Recuperado de: www.sie.energia.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER (2014). Áreas otorgadas a Pemex en el CPP, Ronda Cero [Mapa].
Documento web Ronda Cero. Recuperado de: www.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER (2014.). Áreas otorgadas a Pemex en las regiones Holok y Han, Ronda
Cero [Mapa]. Documento web Ronda Cero. Recuperado de: www.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER (2014). Ronda Cero Pemex (Documento web Ronda Cero SSH.pdf).
Recuperado de: www.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER. (2015). Glosario de términos petroleros (archivo pdf). Subsecretaria de
hidrocarburos Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Recuperado de:
www.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER. (2015). Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de
hidrocarburos 2015-2019: Un proceso participativo (archivo pdf). Recuperado de:
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41843/Plan_Quinquenal.pdf

Secretaría de Energía – SENER (2016), Asignación CNH-A1-TRION/2016[Mapa]. Asociaciones de Pemex
2016. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx/CNH-A1-TRION-2016/

Secretaría de Energía - SENER (2016). Resultados de la Ronda Uno Licitación 04[Mapa "Modificado"]. Ronda 1 Aguas Profundas. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx/l04-ap-bloques/

Secretaría de Energía - SENER (2017). Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 [Mapa]. Acciones y programas. Recuperado de: www.gob.mx

Secretaría de Energía - SENER (2017). Resultados de la Ronda Dos Licitación 04 [Mapa (modificado)]. Ronda 2 Aguas Profundas. Recuperado de: www.rondasmexico.gob.mx/r02-l04-seguimiento-y-transparencia/#resultados

Secretaría de Energía - SENER (s.f.). Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero [Mapa]. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Recuperado de: www.gob.mx

Secretaría de Gobernación - SEGOB. (2013). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Diario Oficial de la Federación. Ciudad de México.

W

Wood Mackenzie (s.f). Upstream data tool. Deepwater Oil fields (Consulta). Recuperado de: www.woodmac.com