



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS MACROECONÓMICO Y PERSPECTIVAS DEL
DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS EN
MÉXICO: LA METODOLOGÍA FEL APLICADA A UN CASO
DE ESTUDIO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER POR EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

BUENDÍA DÍAZ DE BONILLA JESUS ARTURO

FRANCO FLORES EDMUNDO



TUTOR:
ING. CLAUDIO DE LA CERDA NEGRETE

2013

DEDICATORIAS

Dedicamos este trabajo a nuestra Máxima Casa de Estudios UNAM, por habernos permitido forjar nuestras bases y cimientos académicos en sus aulas, por permitirnos vivir una gran etapa de nuestras vidas en compañía de nuestros amigos y profesores.

De manera muy especial, dedicamos este trabajo a nuestros padres (“*J. Arturo Buendía Guerrero y Ma. del Carmen Díaz de Bonilla Valdós*”, “*Armando Franco Salas+ y Cecilia Flores Rodríguez*”) por habernos dado su cariño, amor y apoyo incondicional cada día en que cursamos nuestra carrera, por sus regaños que cumplieron la intención planeada por ellos, de hacernos mejores hijos, mejores personas, mejores amigos, mejores hermanos y prosperar y perseverar para lograr este gran objetivo, por velar siempre por nosotros y motivarnos en cada momento, para que llegase el día de hoy, y así haber concluido este trabajo y con ello nuestra carrera universitaria.

A nuestros hermanos (“*Karol y Gaby*”, “*Isaías y Armando*”), a quienes no alcanzarían las hojas ni las palabras para agradecerles por todo su apoyo, su cariño y su amor, a ellos, dedicamos este trabajo por habernos dado el ejemplo a seguir, por impulsarnos siempre a alcanzar nuestras metas, por estar a nuestro lado en cualquier momento e instante, para alentarnos cuando nos vemos en una situación que no podemos afrontar solos, y sobre todo por tener siempre palabras para motivarnos a derribar los obstáculos y seguir siempre adelante.

Agradecemos de manera especial al M. C. Saúl Gómez Díaz de Bonilla, por todo el apoyo brindado, por su amistad, consejos, alientos y particularmente por todo lo aprendido para llevar a cabo este proyecto y culminarlo con este trabajo.

A nuestros amigos (en especial a César Meráz “*El Gordo*”) a los que aún están, a los que sabemos que siempre estarán, a los que están por culminar su carrera, a los que dejamos de ver en el camino y a los que ya no están con nosotros, a todos ellos siempre los llevaremos como un recuerdo sumamente especial, por todos y cada uno de los momentos que nos brindaron, por cada risa, alegría, instante, viaje, problema, etc. que fueron, una aventura que jamás se repetirá por el hecho de que cada uno de ellos, es una persona irremplazable en nuestras vidas.

Dedicamos este trabajo con gran determinación y orgullo a nuestro México, para contribuir con un pequeño grano de arena con este trabajo y formar parte de los profesionistas que deseamos sacar adelante a nuestro país.

Con lo anterior solo resta expresar la más grande felicidad de ser Orgullosamente Egresados de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Jesús Arturo Buendía Díaz de Bonilla

Edmundo Franco Flores

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios en primera instancia, por permitirnos llegar a este momento de nuestras vidas y a partir del mismo, iniciar una nueva etapa.

Agradecemos a nuestra Máxima Casa de Estudios UNAM, por habernos permitido forjar nuestras bases y cimientos académicos en sus aulas, por permitirnos vivir una gran etapa de nuestras vidas en compañía de nuestros amigos y profesores.

Agradecemos a la Facultad de Ingeniería, en donde tuvimos el gran honor y la dicha de estudiar nuestra carrera profesional.

A nuestro Director de Tesis “Ing. Claudio de la Cerda Negrete”, por su apoyo y amistad y por todo lo brindado para llevar a cabo este trabajo.

A nuestros sinodales de examen profesional “Ing. Israel Castro Herrera” “Ing. Agustín Velasco Esquivel”, “Dra. Irma Del Carmen Glinz Ferez”, “M.C. Ulises Neri Flores”, por su apoyo y amistad y por todo lo brindado para llevar a cabo este trabajo.

A nuestros profesores, (*particularmente a: “Ing. Alberto Herrera Palomo”, “Ing. Jaime Martínez Martínez+”, “Ing. Victor Damián Pinilla Morán”*) por su apoyo general y en particular porque además de aprender de ellos como profesores, ganamos también una gran amistad.

Agradecemos a nuestros padres, hermanos, familiares, amigos y a todos aquellos que junto con nosotros formaron parte del desarrollo este proyecto, que comenzó con el primer día de clases, pero que no termina aquí.... ¡Gracias!

ÍNDICE

Resumen, iii

Abstract, iv

Capítulo I. Reservas y reseña histórica de yacimientos en aguas profundas

1.1 Reservas de yacimientos en aguas profundas a nivel mundial.....	1
1.1.1 Definición de reservas.....	1
1.1.2 Evolución de las reservas en aguas profundas.....	4
1.1.3 Reservas mundiales en aguas profundas.....	5
1.2 Reservas de México en yacimientos de aguas profundas.....	7
1.2.1 Evolución de las reservas Mexicanas.....	7
1.2.2 Recursos prospectivos.....	8
1.3 Reseña histórica de los yacimientos en aguas profundas.....	9
1.3.1 Inicio de las operaciones costa afuera.....	9
1.3.2 Evolución para el desarrollo de campos en yacimientos en aguas profundas....	11
1.3.2.1 Evolución de la perforación marina mundial.....	11
1.3.2.2 Evolución de los sistemas automatizados.....	13
1.3.3 Primeras actividades de PEMEX en aguas profundas.....	15

Capítulo II. Análisis de la situación de la explotación de campos en aguas profundas

2.1 Panorama internacional.....	17
2.1.1 Prospectos y perspectivas.....	17
2.1.2 Desarrollo en aguas profundas.....	18
2.1.3 Situación internacional.....	20
2.1.3.1 África.....	21
2.1.3.2 Oceanía.....	24
2.1.3.3 Asia.....	25
2.1.3.4 Europa.....	26
2.1.3.5 América.....	28
2.1.4 Panorama tecnológico.....	29
2.1.4.1 Problemática y retos tecnológicos en aguas profundas.....	29

2.1.4.2	Tecnologías aplicadas a la explotación de campos en aguas profundas.....	31
2.1.4.3	Tecnología: Modelado geológico y geofísico.....	35
2.1.4.4	Tecnología: Interpretación sísmica y análisis cuantitativos.....	36
2.2	Panorama nacional.....	36
2.2.1	La industria petrolera nacional.....	36
2.2.2	Situación nacional en aguas profundas.....	39
2.2.2.1	Pozos perforados.....	39
2.3	Expectativas de PEMEX.....	43
2.3.1	Proyecciones a futuro.....	43
2.3.2	Alianzas estratégicas.....	44

Capítulo III. Marco legal y económico de yacimientos en aguas profundas

3.1	Yacimientos transfronterizos.....	45
3.1.1	Definición de yacimientos transfronterizos.....	45
3.1.2	Hoyos de dona.....	46
3.1.3	Normatividad de yacimientos transfronterizos.....	46
3.1.4	Acuerdos transfronterizos.....	48
3.1.4.1	Actividades petroleras en la frontera México – Estados Unidos.....	48
3.1.4.1.1	El proyecto Cinturón Plegado Perdido.....	48
3.1.4.1.2	La Dona Occidental.....	51
3.1.4.1.3	Campo Trident y Hammerhead.....	53
3.1.4.2	Actividades petroleras en la frontera México – Cuba.....	53
3.1.4.2.1	La Dona Oriental.....	53
3.2	Normatividad para aguas profundas emitida por la CNH.....	55
3.3	Aspectos financieros.....	59
3.3.1	Objetivos del programa estratégico e iniciativas de exploración.....	59
3.3.2	Recursos Financieros.....	60
3.3.3	Inversión y metas de PEMEX 2012 – 2016.....	60
3.3.3.1	Actividad física 2012 – 2016.....	60
3.3.3.1.1	Área Cinturón Plegado Perdido.....	61
3.3.3.1.2	Área Holok.....	62
3.3.3.1.3	Área Cinturón Subsalino.....	63

3.3.3.1.4 Proyecto Lakach.....	64
3.4 Equipos contratados por PEMEX.....	68
Capítulo IV. Metodología FEL aplicada a proyectos de aguas profundas	
4.1 Introducción a la metodología FEL.....	69
4.1.1 Antecedentes históricos.....	69
4.1.2 Objetivos.....	71
4.1.3 Importancia en el uso de la metodología FEL.....	71
4.1.3.1 Ventajas y beneficios.....	71
4.2 Definición de metodología FEL.....	72
4.3 Principios básicos.....	74
4.3.1 Retos de la metodología FEL.....	75
4.4 Componentes y elementos de la metodología FEL.....	77
4.4.1 Ciclo de vida de los proyectos.....	77
4.4.2 Toma de decisiones.....	77
4.4.3 Factores críticos.....	78
4.5 Etapas de la metodología FEL.....	80
4.5.1 Descripción y diagrama de etapas.....	80
4.5.2 Etapa Pre – FEL.....	81
4.5.3 Etapa V.....	82
4.5.4 Etapa C.....	86
4.5.5 Etapa D.....	90
4.6. Uso de la metodología FEL por algunas compañías.....	93
Capítulo V. Caso de aplicación.....	96
Conclusiones.....	129
Bibliografía.....	130

Resumen

Análisis macroeconómico y perspectivas del desarrollo de campos en aguas profundas en México: la metodología FEL aplicada un caso de estudio

Actualmente la industria petrolera atraviesa por un punto en el cual la exploración, el desarrollo y la explotación de campos se ven proyectados hacia las aguas profundas y ultra profundas. En México particularmente hablando, PEMEX está en vías de expandir su potencial, gracias a que ha invertido recursos y puesto la mira de sus proyectos hacia las áreas de esta naturaleza.

Este trabajo presenta una recopilación de temas enfocados principalmente al uso de los mismos para que el lector cuente con una herramienta importante para el análisis y la toma de decisiones en proyectos en aguas profundas.

Los capítulos que tratan el análisis macro económico y las perspectivas del desarrollo de campos, muestran como su nombre lo indica, un análisis acerca de la evolución de la producción enfocada a las aguas profundas, así como exponen panoramas nacionales e internacionales de prospectos y perspectivas, desarrollo, tecnologías implementadas, entre otros, de igual manera enfocada a las aguas profundas; también contiene una recopilación de temas acerca del marco legal y económico necesario para ejecutar proyectos de esta naturaleza.

Debido a la importancia de la toma de buenas decisiones en este tipo de proyectos, se muestran las ventajas y beneficios de la implementación de la metodología FEL; misma en la que en este trabajo expone desde sus aspectos teóricos, hasta finalizar con un caso de aplicación a un proyecto de aguas profundas; dicho caso manifiesta en su totalidad la necesidad de la implementación de metodologías como el FEL, ya que el éxito del proyecto dependerá de la correcta evaluación de los aspectos que lo beneficien y lo perjudican; para así obtener el mayor valor económico con el menor riesgo.

Abstract

Macroeconomic analysis and prospects of development in the deep waters fields in México: The FEL methodology applied to a study case

Currently the oil industry is going through a point at which the development, exploration and exploitation of fields is projected to deeper waters and ultra-deeper waters. Speaking particularly of Mexico, PEMEX is in the process of expanding its potential, thanks to the resources invested and focused their projects to areas of this nature. This paper presents a collection of themes focusing mainly on the use of the same for the reader count with an important tool for the analysis and the decision making in deep waters projects. The chapters dealing macroeconomic analysis and prospects of development of fields, shown as the name implies, an analysis of the evolution of the production focused on the deep waters, also national and international scenarios about of prospects and perspectives, development, technologies implemented, among other similarly focused on the deep water, also contains a collection of topics about the economic and legal framework needed to implement projects of this nature.

Because of the importance of making good decisions in this type of project, shows the advantages and benefits of the implementation of the Front End Loading methodology; same in which this work presents from its theoretical, to finish with an application case a deep waters project, this case fully expressed the need for the implementation of methodologies like FEL, since the success of the project depends on the correct assessment of the aspects that benefit and harm, in order to get the higher economic value with less risk.

Capítulo I.

Reservas y reseña histórica de yacimientos en aguas profundas

1.1 Reservas de yacimientos en aguas profundas

1.1.1 Definición de reservas

PEMEX utiliza para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país, definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la **Securities and Exchange Comission (SEC)**, organismo que regula los mercados de valores y financieros de Estados Unidos. Para las reservas probables y posibles, se emplean las definiciones denominadas **SPE – PRMS**, emitidas por la **Society of Petroleum Engineers (SPE)**, la **American Association of Petroleum Geologist (AAPG)**, la **Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)** y el **World Petroleum Council (WPC)**, organizaciones técnicas en donde México participa.

En el presente sub capítulo, se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicando las definiciones y conceptos empleados a lo largo del mismo, así como señalizando los elementos dominantes y necesarios para la estimación de reservas.

Volumen original de hidrocarburos.- Es la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento; este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiéndose expresar tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie. Puede estimarse por procedimientos deterministas (métodos volumétricos, de balance de materia y simulación numérica) o probabilistas (modelado de incertidumbre de parámetros como porosidad, saturaciones, espesores, etc.).

Recursos petroleros.- Son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Desde el punto de vista de explotación, se le llama recursos, únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. A la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no; así mismo a sus porciones recuperables, se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

Volumen total de hidrocarburos in-situ.- Es la cuantificación de volumen, referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas (ya sean comerciales o no y recuperables o no), a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación y a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Volumen original de hidrocarburos no descubierto.- Cantidad de hidrocarburos que se estima que a una cierta fecha, se encontrarán contenidas en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

Volumen original de hidrocarburos descubierto.- Cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha dada, estarán contenidas en acumulaciones conocidas antes de su producción.

Recursos prospectivos.- Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuro.

Recursos contingentes.- Cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero los proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para su desarrollo comercial. Estos recursos pueden incluir: proyectos en los cuales no existen mercados viables, proyectos en los que la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo o proyectos en donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad.

Reservas.- Se definen como cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante, la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben cumplir 4 criterios: estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación). Las reservas son categorizadas conforme al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones. La certidumbre depende principalmente de la calidad y cantidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería y esta misma se usa principalmente para clasificarlas en probadas o no probadas.

Reservas Probadas.- Son cantidades estimadas de aceite, crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros. Estas reservas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

Reservas desarrolladas.- Aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual, mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

Reservas no desarrolladas.- Son reservas que se espera sean recuperadas mediante pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiera una gran inversión para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

Reservas no probadas.- Volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto económicos como técnicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

Reservas probables.- Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento, sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Sí se usan métodos probabilísticos para su evaluación, existirá al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Reservas posibles.- Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya incertidumbre geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. La suma de las reservas probadas más probables más posibles, tendrá al menos un 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

La clasificación de los recursos se muestra en las Figuras 1.1 y 1.2, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable y probada más probable más posible. En la Figura 1.1, el rango de incertidumbre que se muestra al costado izquierdo, enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello se generan distintas estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece al costado derecho, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

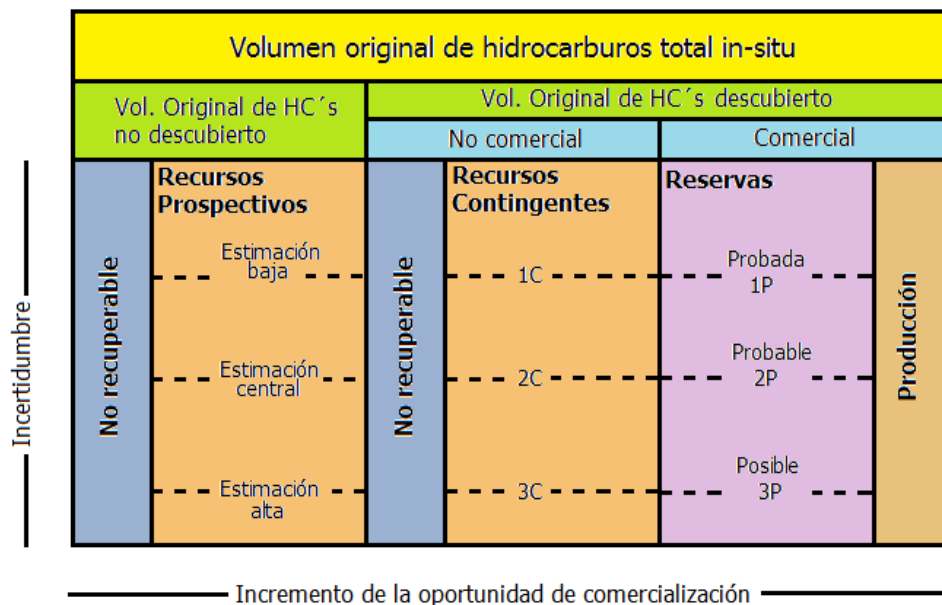


Figura 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.¹

En la Figura 1.2 se puede apreciar una clasificación que incluye también la madurez del proyecto en las sub – clases en las que este puede ir incrementando las oportunidades de comercialización, de acuerdo al tipo de volumen recuperable o no recuperable.

1. - Adaptado de: Petroleum Resources Management System, Society Petroleum Engineers, 2007.

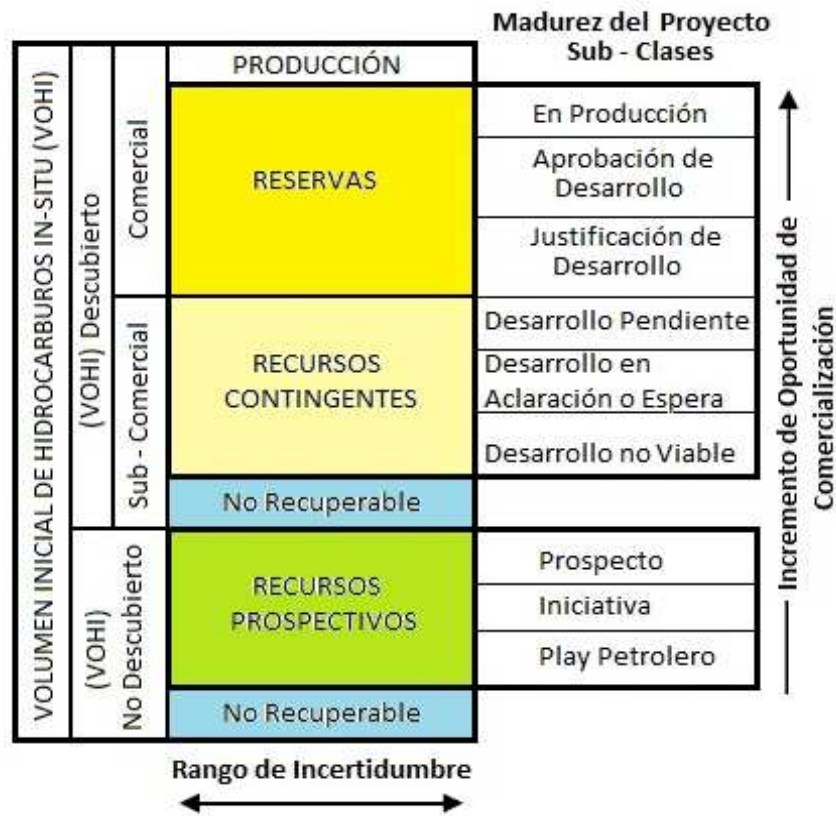


Figura 1.2 Clasificación de los recursos y reservas de acuerdo a las sub – clases basadas en la madurez del proyecto.²

1.1.2 Evolución de las reservas en aguas profundas

Actualmente la necesidad de producción de hidrocarburos ha provocado que sea de suma importancia la producción de campos desarrollados en aguas profundas, en donde se han logrado grandes avances en las metodologías de exploración y producción, esta evolución de tierra a aguas profundas se ha visto a lo largo de las últimas décadas.

La necesidad de encontrar grandes reservas es la prioridad de las empresas petroleras mundiales, además que se presenten altas tasas de producción que justifiquen los costos y los riesgos implicados en donde se ha estimado que algunos campos en aguas profundas contienen más de 2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en donde un solo pozo puede producir hasta 50 000 bpd. A finales de los noventas casi 28 campos que producían en tirantes de agua de 500 metros, se obtenían 935,000 bpd; donde la mayoría de estos campos se localizan en el Golfo de México y en las costas de Brasil y, aunque ya se están descubriendo otros campos en otras localidades del mundo como las costas de África Occidental, México, lejano Oriente, y márgenes del atlántico norte.

Analistas mundiales estiman que en todo el mundo se han descubierto un adicional de 43.5 miles de millones de barriles de petróleo en aguas profundas y, que se estima una reserva potencial de otros 86.5 miles de millones de barriles, considerando que solo se ha explorado aproximadamente la mitad de la superficie que se supone que contiene hidrocarburos en aguas profundas.

Algunas estimaciones opinan que el 90% de las reservas de hidrocarburos aún no descubiertas en el mundo en zonas marinas, se encuentran en lugares cuyas profundidades superan los 1000 metros de tirante de agua.

1.1.3 Reservas mundiales en aguas profundas

Los inicios de las actividades petroleras dieron comienzo a principios de los años 60's, y hasta 2008 se tienen registros de que solo 14 países tienen campos en operación en aguas profundas; cuando se hizo un estudio estadístico sobre las reservas en el mundo en aguas profundas, se llegó a la conclusión de que con pocas excepciones, los descubrimientos y el inicio de operación de campos en aguas profundas no han repercutido por lo menos hasta el día de hoy en la estadística de producción mundial.

Algunos de los países productores en aguas profundas son: países de la Costa Occidental de África, un campo en Malasia, Noruega, Golfo de México, Estados Unidos, Brasil, Nigeria, Angola y Guinea Ecuatorial. Se han hecho descubrimientos importantes de que existen campos gigantes de más de 5000 millones de barriles.

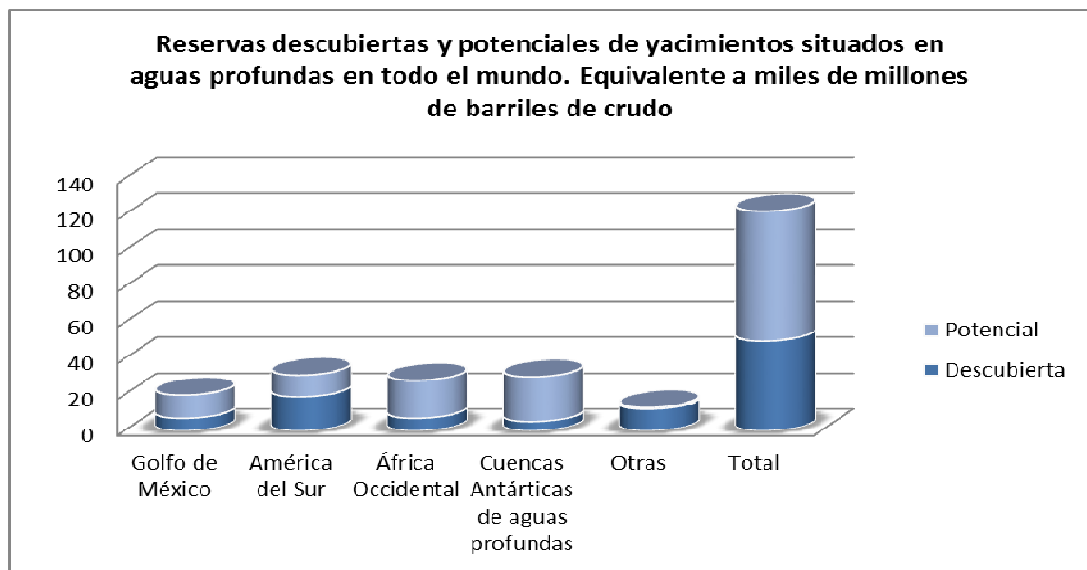


Figura 1.2 Reservas descubiertas y potenciales en aguas profundas.³

3.- Fuente: Presentación: Desarrollo tecnológico para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas de México, IMP 2012

A nivel mundial la producción diaria de campos de barriles de petróleo contabilizado en aguas profundas, alcanzó un poco más de 6 millones de barriles en 2008.

Es de suma importancia entender las altas necesidades de explotar estas reservas en aguas profundas ya que aunque implica una fuerte complejidad y alto costo la explotación de estos recursos prospectivos, son una opción viable porque que representan el futuro de la industria petrolera mundial y una alternativa de solución al fin del petróleo fácil.

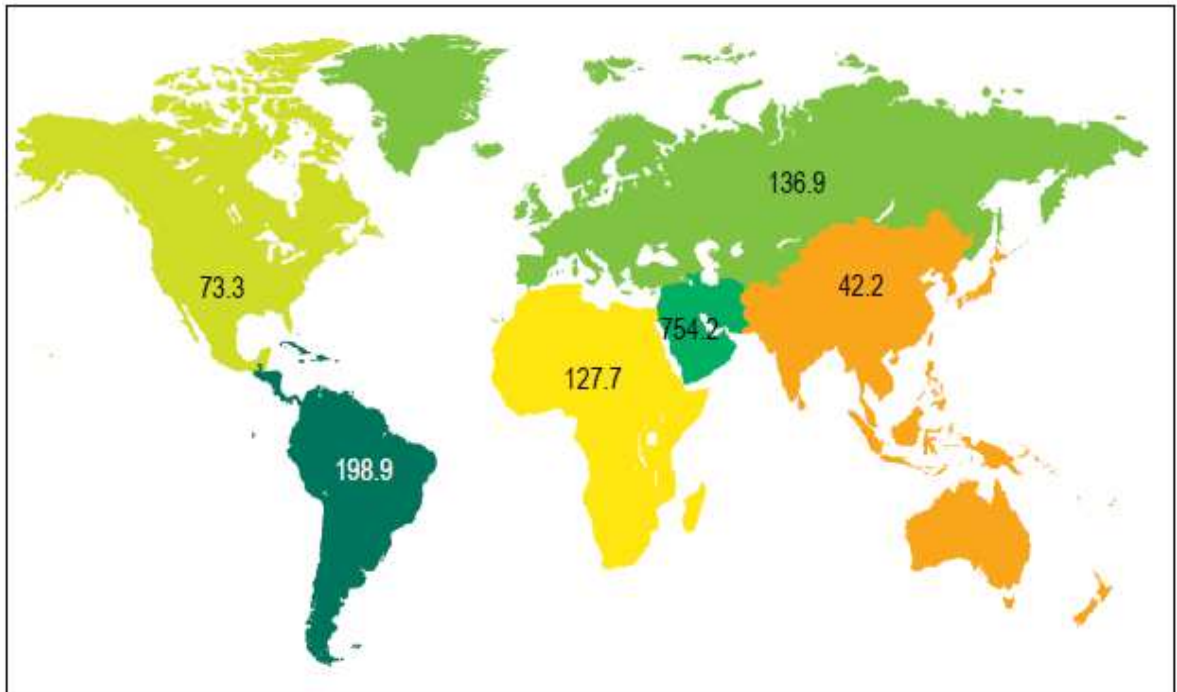


Figura 1.3 Ámbito mundial: reservas probadas, finales de 2009 (mmb).³

Reservas Mundiales de Petróleo en 2009 (mmb)	
En Tierra	1,120
Aguas Someras	213
Aguas Profundas	25

Tabla 1.1 Reservas mundiales de petróleo en 2009.³

Evolución en el número de campos productores de petróleo y gas en aguas profundas (Triángulo de Oro)		
REGIÓN O PAÍS	Año 2000	Año 2009
Oeste de África	2	18
Brasil	9	18
US Golfo de México	32	112

Tabla 1.2 Evolución en el número de campos productores de petróleo y gas en aguas profundas. ³

1.2 Reservas de México en yacimientos de aguas profundas

1.2.1 Evolución de las reservas Mexicanas

En México a pesar de contar con un enorme potencial petrolero, sus reservas han disminuido desde 1984 y su producción ha en los últimos años. A pesar de que en el resto del mundo se ha observa una enorme restitución de reservas y que cuentan con recursos de hidrocarburos, en México sucede lo contrario.

Se ha estimado que desde 1904 (que fue el año en que se realizó el primer descubrimiento comercial en el pozo La Pez-1, en San Luis Potosí, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros), se han descubierto 300 mmbb de crudo y 260 mmmmpc de gas. Debido a la falta de tecnología se estima que la recuperación final para el aceite fue de 68 mmbb y de 122 mmmmpc para el gas (23% y 47% respectivamente), lo que dejaría en el subsuelo 261 mmmmbdp crudo y 196 mmmmpc de gas.

PEP (PEMEX Exploración y Producción) ha identificado que actualmente el país tiene un potencial petrolero exploratorio remanente adicional identificado del orden de 52.3 mmbpce, donde los retos potenciales son identificar el potencial final incluyendo el no descubierto.

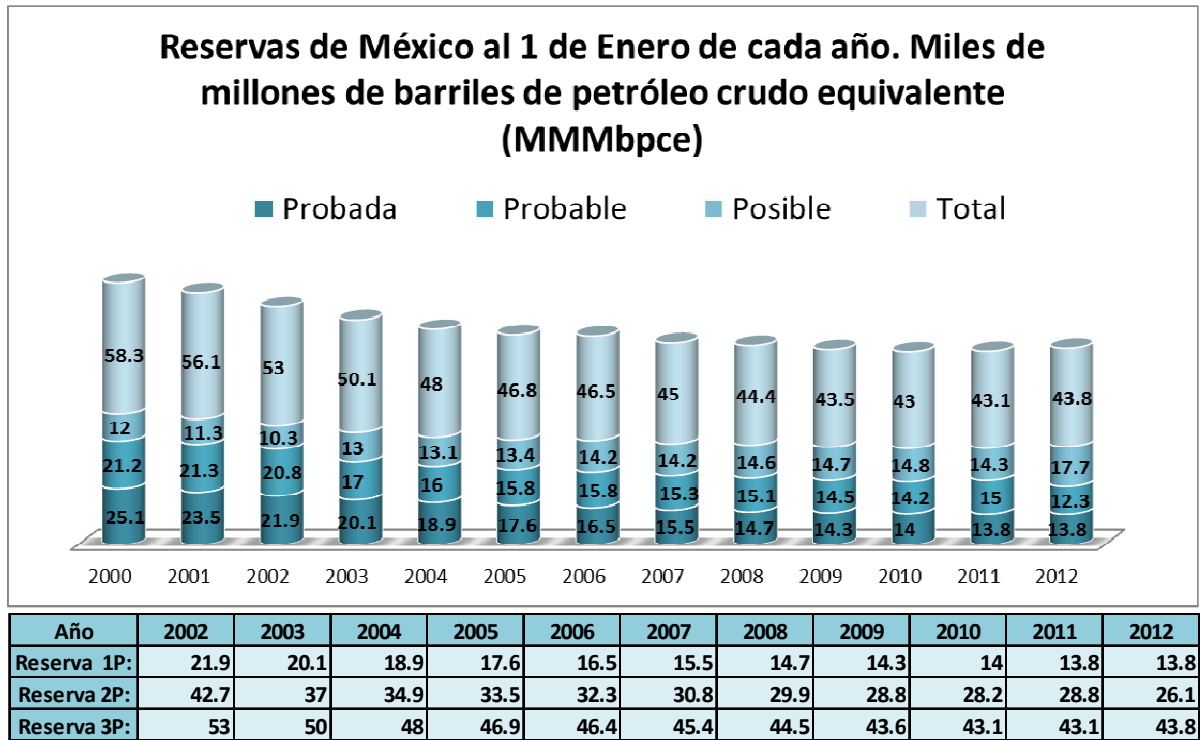


Figura 1.4 Evolución de las reservas Mexicanas. ⁴

1.2.2 Recursos Prospectivos

En el Golfo de México se definieron nueve zonas como las más relevantes, considerando como los principales criterios: valor económico, tamaño prospectivo, tipo de hidrocarburo, riesgo geológico, cercanía con infraestructura productiva y restricciones ambientales.

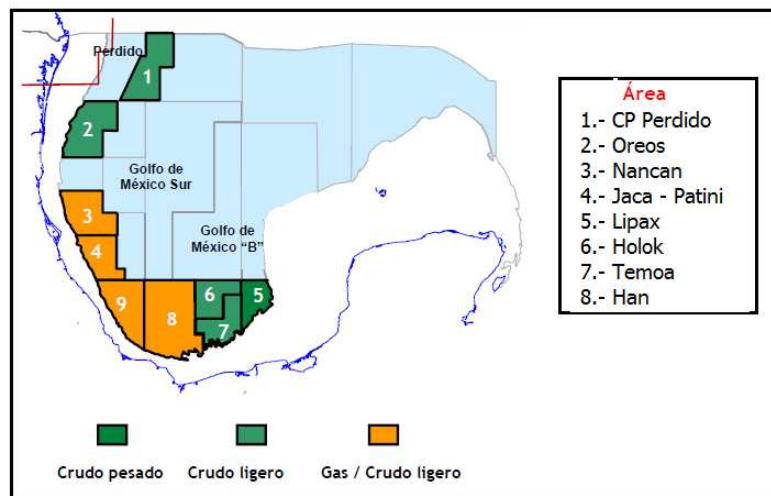


Figura 1.4 Zonas de interés de aguas profundas en México. ⁵

La siguiente tabla, representa el área, riesgo geológico, aguas profundas (metros) y recursos prospectivos (mmbpe) de las zonas de interés ubicadas en la figura anterior. Los datos corresponden al 1 de Enero de 2011.

Área	Riesgo Geológico	Aguas Profundas (metros)	Recursos Prospectivos (Mmboe)
1.- CP Perdido	Bajo - Moderado	> 2000	100 - 600
2.- Oreos	Moderado - Alto	800 - 2000	40 - 130
3.- Nancan	Alto	500 - 2500	35 - 290
4.- Jaca - Patini	Moderado - Alto	1000 - 1500	90 - 260
5.- Lipax	Moderado	950 - 2000	50 - 200
	Bajo - Moderado (Oeste)	1500 - 2000	100 - 480
6.- Holok	Moderado - Alto (Este)	600 - 1100	65 - 300
7.- Temoa	Alto	850 - 1950	20 - 270
8.- Han	Alto	450 - 2250	80 - 350
9.- Nox - Hux	Moderado	650 - 1850	90 - 250

Tabla 1.3 Recursos prospectivos de las zonas de interés de aguas profundas en México.⁵

1.3 Reseña histórica de los yacimientos en aguas profundas

1.3.1 Inicio de las operaciones costa afuera

En 1859, Col. Edwin Drake perforó y puso en producción el primer pozo petrolero del que se tenga registro, este pozo se situaba en una comunidad de Pensilvania y fue perforado gracias a la implementación de un sistema de percusión que aprovechaba la masa y la aceleración de secciones tubulares y una punta tipo cincel, cuando éstas se dejaban caer desde la torre de perforación hacia la roca, se generaba la ruptura de la misma. Los primeros métodos y herramientas de perforación no sufrieron cambios hasta por 40 años, hasta que la técnica de perforación con mesa rotaria y sistema hidráulico fue utilizada para perforar el pozo “Spindletop” en 1901.

En 1887 en las costas de Summerland, California se detectaron zonas con indicadores de la existencia de hidrocarburos; se realizaron trabajos para analizar la zona, ya que se encontraron pequeñas manchas de aceite sobre el agua. Así entonces, en 1887 se completó el primer pozo petrolero que se perforó costa afuera; la perforación de este pozo se logró mediante el uso de un muelle que funcionó de base para soportar la torre de perforación y todo el equipo requerido.

Para 1900 la perforación comenzó a ser llevada desde la orilla hasta 150 metros costa afuera; posteriormente 5 años más tarde, ya se contaba con unos 150 pozos, los cuales para esta fecha se encontraban ya produciendo petróleo.

Para 1910 la perforación costa afuera, sufrió un cambio importante, esto porque se orientó a la explotación de los grandes lagos y para 1930 después de la perforación del Lago Maracaibo en Venezuela, se utilizaron tuberías debajo del agua para transportar el aceite crudo del lago hasta la orilla. Dentro de este último periodo mencionado la tecnología de las plataformas de perforación era muy básica, sin embargo se da un gran salto al cambiar de plataformas de madera a estructuras de concreto.

Las perforaciones marinas en el Golfo de México comenzaron en 1930 con pozos ubicados en las ciénagas y pantanos de Luisiana. En 1931 se construyó una plataforma de madera en las costas de Cameron, Luisiana, en un tirante de agua de 12 pies, a una distancia de 90 metros de la costa. Para 1932 existió una compañía llamada Indian Petroleum Corp, la cual tenía como meta explorar a una distancia de 800 metros de la costa; para ello construyeron una porción de un muelle con pilotes y soportes de acero entrecruzados, agregando un piso, barandales y una torre de perforación; la compañía logró su objetivo y se le llamó a la estructura “la isla de acero” la cual tenía dimensiones de 60 pies x 90 pies y fue terminada en un tirante de agua de 38 pies y un claro de 25 pies desde el nivel del mar hasta el piso de perforación; esta plataforma se mantuvo en operación hasta 1939, fecha en la que se concluyó su tercer pozo, el cual reportó un gasto de 40 bpd.

Ya para 1938, aproximadamente a una distancia de 1.5 Km costa afuera de Mc Fadding Texas se construyó una plataforma de 50 pies x 90 pies, fabricada con troncos de madera y esta se ubicó en un tirante de agua de 12 pies. De 1939 a 1942, se perforaron aproximadamente 25 pozos costa afuera en el Golfo de México. Las últimas operaciones costa afuera mencionada evidenciaron la gran cantidad de problemas que debían superarse si se deseaba continuar con este tipo de operaciones de una forma segura y eficiente, pues ninguna de las empresas petroleras o compañías de servicio estaban preparadas para este tipo de operaciones.

A principios de la segunda guerra mundial, las actividades costa afuera se interrumpieron y no se reanudaron hasta principios de 1946, cuando el Estado de Luisiana comenzó a reactivar sus actividades de perforación. En este último año mencionado la compañía Magnolia Oil, construyó una plataforma en 140 pies de tirante de agua y aproximadamente 8 km costa afuera, esta fue la primera plataforma en quedar sin tierra a la vista, (es decir que fue la primera operación llevada a cabo tan lejos de la orilla); esta plataforma fue diseñada para resistir vientos de huracanes, de hasta 240 Km/hr y olas de una altura máxima de 18 pies.

En el verano de 1947 en el Golfo de México, se llevó a cabo la construcción de una plataforma de perforación mucho más pequeña, solamente medía 250 m² de área, en contraste con los 1800 m² a 3000 m² que medían las primeras plataformas; esta estructura se instaló en un tirante de agua de 180 pies a 17 Km de la orilla, sin tierra a la vista.

En 1949 se diseñó un barco con torre de perforación para realizar trabajos costa afuera y también en este mismo año se dio la construcción de 2 plataformas que a partir del mismo tiempo, se convirtieron en el diseño estándar por muchos años. Estas plataformas ofrecieron un cambio radical en el diseño principalmente, ya que se implementó la torre de perforación, equipo y herramientas, tuberías de producción y todas las instalaciones de soporte dentro de la misma. Este diseño se llamó de 6 piernas, era fabricado en tierra y transportado costa afuera empleando barcos de remolque; una vez colocado en su lugar, se fijaba en el lecho marino con 168 pilotes de metal de 8 y 10 pulgadas de diámetro. Este nuevo diseño permitió también el uso de refuerzos de la estructura por debajo del agua lo cual permito colocar a las plataformas en aguas mucho más profundas.

1.3.2 Evolución para el desarrollo de campos en yacimientos en aguas profundas

1.3.2.1 Evolución de la perforación marina mundial

La industria petrolera ha venido extendiendo sus primeras operaciones de exploración y producción, esta evolución se dio desde la tierra hacia el mar a lo largo del último siglo, a partir de 1987 cuando se instaló el primer mástil de perforación de un muelle en las costas de California. Más adelante se comenzaron a utilizar los equipos de perforación costa afuera con plataformas marinas, semisumergibles, equipos de perforación auto elevables y embarcaciones de perforación con sistemas de posicionamiento dinámico.

A medida que se perfeccionó la tecnología de operaciones marinas en busca de la conquista de ambientes cada vez más desafiantes, la perforación costa afuera evolucionó en dos direcciones principales. En primer lugar, los pozos se perforaban en zonas en las que la columna de agua aumentaba año tras año y en una segunda dirección, los equipos de terminación de pozos se fueron sumergiendo en el agua.

Las primeras operaciones en pozos submarinos que se terminaban en aguas someras con equipos de perforación semisumergibles, se llevaban a cabo con ayuda de buzos que dirigían el emplazamiento de los equipos y operaban las válvulas; hoy en día en día, estas operaciones pueden resultar demasiado profundas para los buzos, de tal modo que los equipos se controlan y manejan por medio de vehículos operados por control remoto. La tecnología submarina de la que se dispone hoy en día comprende una amplia variedad de equipos y actividades como lo son cables grúa para descender equipos, árboles de válvulas de cabezal de pozo, preventores de reventones, líneas de flujo, tubos ascendentes (risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y medición de fluidos, entre otros.

Las tablas 1.4, 1.5 y 1.6 muestran las principales actividades que se han llevado a cabo para el desarrollo y evolución de la perforación marina, respecto a la profundidad del mar y actividades submarinas.

Perforación marina	
Año	Actividad
1897	Se coloca un mástil de perforación encima de un muelle a 250 pies de la costa
1911	Se construye la primera plataforma de perforación
1925	Se construye la primera isla artificial de perforación
1932	Se perfora el primer pozo desde una plataforma independiente
1953	Se crean los primeros taladros móviles y sumergibles
1956	Se alcanza la perforación a 600 pies de profundidad bajo el agua
1966	Se crea el primer taladro de perforación autoelevable

Tabla 1.4 Evolución de la perforación marina. ⁶

Profundidad del mar	
Año	Actividad
1970	Perforación guía a partir de 1490 pies de profundidad bajo el agua
1971	Primera embarcación con sistema de posicionamiento dinámico
1987	Record de perforación a partir de 7520 pies de profundidad bajo el agua
1994	Récord de producción de petróleo a partir de 3370 pies de profundidad bajo el agua
1996	Récord de producción de petróleo a partir de 5607 pies de profundidad bajo el agua
2000	Récord de perforación a partir de 9050 pies de profundidad bajo el agua

Tabla 1.5 Evolución de la perforación respecto a la profundidad del mar. ⁶

Actividades Submarinas	
Año	Actividad
1961	Primer árbol de válvulas submarino
1973	Primer plantilla de pozos múltiples submarinos
1991	Récord de tubería horizontal submarina de 48 km de longitud
1992	Primer árbol horizontal
1996	Récord de tubería horizontal submarina de 109 Km de longitud
1997	1000 Pozos submarinos completados

*Tabla 1.6 Evolución de perforación respecto a actividades submarinas.*⁶

1.3.2.2 Evolución de los sistemas automatizados

Los sistemas de perforación automatizados, mitigan el riesgo ocasionado al personal del equipo de perforación, reducen los costos y mejoran la eficiencia. A medida que las industrias avanzan y maduran, la automatización ingresa en casi todos los niveles de operación.

La automatización permite a las compañías lograr consistencia en los procesos, mejorar la seguridad y eficiencia y reducir el riesgo y los costos. La tabla 1.7, representa una línea del tiempo, mostrando los hitos más importantes que muestran la evolución de los sistemas de perforación automatizados.

Los adelantos de los sistemas de perforación automatizada se centraron fundamentalmente en la reducción de la exposición del personal a la fatiga y el riesgo durante las actividades de manipulación de equipo.

Los equipos de perforación de aguas profundas, de operación dual, poseen dos penetraciones a través del piso del equipo de perforación para permitir la bajada simultánea del tubo ascendente y la tubería de revestimiento de superficie.

Con los estibadores de tubería, desapareció la necesidad de contar con personal en las torres de perforación, pero fue preciso disponer de elevadores operados en forma remota.

6.- José Eduardo Mendoza et al.: "Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas". Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000

Se diseñaron y aplicaron las mesas rotativas de avance hidráulico.	1940	B.J. Hughes construyó el primer sistema prototipo de estibado de tubería de tres brazos.	1950
1930	Se introdujo el control de avance de los frenos de cinta de accionamiento neumático.	1949	Al inicio de esta década, los primeros búques de perforación incorporaron el sistema de estibado de tubería y además utilizaron la primera cabeza de inyección motorizada y los primeros empalmes motorizados.
Paul Scott, desarrollo la primera cabeza de inyección motorizada hidráulica, y el primer malacate hidráulico.	1956	A comienzos de esta década, Brown Oil Tool y Bowen desarrollaron y comercializaron la primera cabeza de inyección motorizada de accionamiento eléctrico.	1974
1955	El primer equipo de perforación flotante incluyó un estibador de tubería para operaciones de tendido y un sistema de almacenamiento de tubería horizontal	1970	Un buque de perforación de Sedco incluyó el primer sistema estibador de tubería horizontal comercial de Western Gear.
1975	El primer equipo de perforación semisumergible kaspomeft II incluyó un sistema de estibado mecánico.	1982	Se introdujo y desplegó el primer sistema de estibado de columna completa en el quipo de perforación semisumergibles Transocean 8.
Se desarrolló el primer equipo mecanizado de maniobras de perforación en la boca del pozo.	1981	Varco diseñó un sistema de propulsión superior, accionado eléctricamente, utilizaba un dispositivo de manipulación de tubería integral para efectuar conexiones y desconexiones a cualquier altura en la torre de perforación	1986
1993	Se instaló el primer sistema de estibado de tubería modular en una plataforma de perforación autoelevadiza del Mar del Norte. Se comercializó el sistema rotativo direccional Power Drive	1997	El sistema rotativo direccional Power Drive contribuyó a la perforación del pozo de alcance extendido más largo del mundo, el pozo Wytch Farm M-16SPZ.
Se desplegó el primer sistema que manipulaba la tubería de manera remota en la cubierta para tubería, además de rescatarla y tenderla.	1996	Helmerich & Payne y Varco iniciaron el desarrollo de un sistema de control de avance de la barrena electrónico. National Oilwell desarrolló un malacate compensado.	1998
2002	Schlumberger lanzó el sistema rotativo direccional Power Drive Xceed para ambientes hostiles y rigurosos.	2004	
El sistema Power Drive Xtra 475 perforó el primer pozo de diámetro reducido utilizando un sistema rotativo direccional.	2003	Schlumberger y M/D Totco concretaron el primer control remoto transatlántico de una operación de perforación entre Cambridge, Inglaterra, y Cameron, Texas.	

Tabla 1.7 Evolución de los sistemas automatizados.⁷

1.3.3 Primeras actividades de PEMEX en aguas profundas

Las actividades de PEMEX en lo que se determina como aguas profundas comenzaron desde los años noventa. La necesidad de avanzar hacia estas aguas estaba relacionada con el desarrollo tecnológico y la capacitación de personal, en opinión de varios académicos, como el titular del colegio de ingenieros petroleros comentó: “México tiene que prepararse técnicamente para perforar, desarrollar y explotar estructuras en aguas profundas”, con información de la declinación de los grandes campos descubiertos en los sesentas se determinó que era necesario entrar a explorar y descubrir recursos en aguas profundas.

Estos planteamientos y gestiones no fueron inútiles en ese mismo año de 1992, PEMEX perforó el primer pozo “Ayin” frente a Tabasco en 176 metros de tirante de agua y en 1994 el “Dzunum” en 192 metros. Casi durante todo el sexenio de Zedillo, PEMEX perforó pozos en tirantes de agua con casi 400 metros de profundidad, como “Chuktha” y “Tabascoob”. También a mediados de los noventa se iniciaron de manera incipiente, los estudios para determinar las primeras localizaciones Mexicanas en aguas profundas cercanas a las frontera de Estados Unidos, fue en este mismo sexenio donde se dedicaron recursos para iniciar el estudio de la primera localización de perforación en el área fronteriza de cinturón plegado perdido, al igual de que se hicieron públicos los primeros mapas Mexicanos de las áreas profundas en el Golfo de México.

En el siguiente sexenio se extendió otros 250 metros más de tirantes de agua, al perforarse el pozo “Nab” en 2004, en alrededor de 650 metros y en ese mismo sexenio “Lakach” en tirante de 1000 metros.

Debido a la declinación de Cantarell se destinaron entre 2001 y 2004 casi 10,000 millones de dólares esto fue entre el 25% y 28 % del presupuestos de PEMEX Exploración y Producción al estudio de aguas profundas, por eso en los 5 años de 2000 a 2005 se invirtieron cerca de 410,000 millones de pesos, en donde se comprendió entre sísmica 3D, interpretación de registros, perforaciones, estudios de laboratorio de muestras del subsuelo marino y otras actividades de exploración. Es importante que estas actividades se incluyen en las perforaciones realizadas, así como destacar un indicador importante que es el número de oportunidades y localizaciones de perforación obtenidas.

En 2004 un año después de que PEMEX crea la Unidad Especializada en Aguas Profundas, esta logro reportar 190 “Oportunidades Exploratorias”, actualmente se disponen de 260 zonas exploratorias con alta probabilidad de encontrar hidrocarburos.

Si se logra realizar un comparativo de las cifras anteriores con las inversiones destinadas a “Cantarell” y el proyecto de “Ku-Maloob-Zaap”, para compensar la declinación del primero, se pudo observar que desde entonces las actividades de aguas profundas en el Golfo de México serian la gran oportunidad a desarrollar.

Por último se logra analizar las erogaciones que se realizan a cumplir los compromisos de los PIDIREGAS del pago del nitrógeno en “Cantarell” entre 2001 y 2004, en total de 89,569 millones de pesos, las cuales permiten concluir que las inversiones en el complejo quedaron

relegadas a un segundo plano desde hace dos sexenios cuando las proyecciones mostraron su declinación inevitable.

Pidiregas. Pagos Presupuestados a Cantarell, KMZ y Aguas Profundas Millones de Pesos										
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Cantarell	3 147	12 979	18 337	20 210	25 867	30 709	20 778	12 215	7 392	6 914
KMZ	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	No Vigente	3 954	9 279	8 763	5 308	4 315
Aguas Profundas					25 000 (Promedio)	25 000 (Promedio)	25 000 (Promedio)	25 000 (Promedio)		

Tabla 1.8 Pagos presupuestados Pidiregas entre las diferentes inversiones de PEMEX.⁸

Capítulo II.

Análisis de la situación de la explotación de campos en aguas profundas

2.1 Panorama internacional

2.1.1 Prospectos y perspectivas

Los pozos que se encuentran en aguas profundas, son de suma importancia para el futuro de la industria petrolera. El desarrollo de pozos en mares cuyas profundidades alcanzan millas o kilómetros, presentan nuevos retos que orillan a la industria petrolera a implementar y utilizar nuevas soluciones y a perfeccionar su desempeño.

Hoy en día la mayor parte de las reservas petroleras mundiales, se encuentran debajo de los océanos, al límite de las posibilidades actuales de alcance. Todo muestra que en el futuro, será posible perforar a profundidades superiores a las de hoy existentes. Los rápidos avances que se han alcanzado en los métodos de exploración y producción en aguas profundas en los últimos años, demuestran que apenas y cuando se rompe un record, inmediatamente después surge otro que lo supera.

Las compañías operadoras se sienten atraídas por la exploración de pozos en aguas profundas, lo anterior por la perspectiva de encontrar grandes volúmenes de hidrocarburos y altas tasas de producción que puedan justificar y cubrir las enormes cantidades de inversión que se aplican en esta área. Algunos campos situados en aguas profundas contienen más de 2 millones de barriles, y un solo pozo puede llegar a producir 50,000 bpd.

Según los informes, en todo el mundo se elaboran continuos estudios de exploración para poder incorporar un margen de prospectos y perspectivas, mismos que permitan a las empresas continuar por el camino de la explotación de campos en aguas profundas.

La siguiente figura, permite visualizar un panorama a nivel mundial, de los lugares del mundo con mayor prospección, y la capacidad que tienen de explotar aceite y gas.

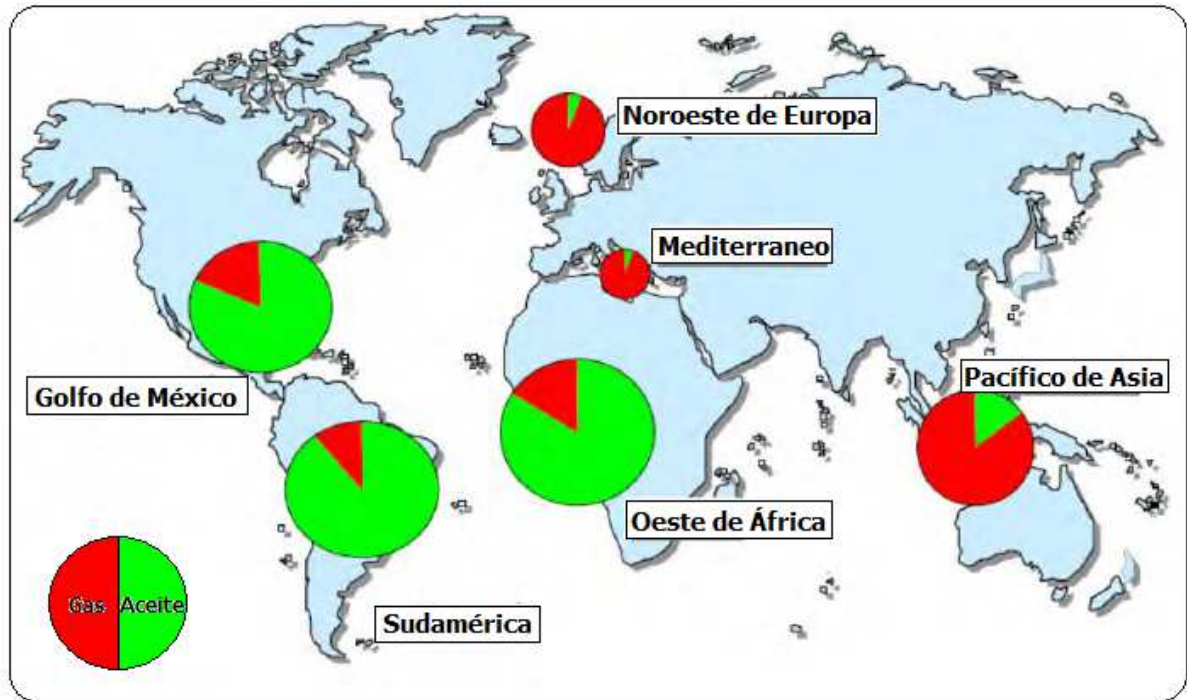


Figura 2.1 Actividad Mundial en explotación de gas y aceite en aguas profundas.¹

2.1.2 Desarrollo en aguas profundas

Es necesario entender el potencial importante de los recursos prospectivos en aguas profundas a nivel mundial, esta es una estimación aproximada, lo cual nos indica que existe una cifra de 250 billones de barriles de petróleo crudo equivalente lo cual cerca del 60% es crudo.

En materia de exploración se han realizado enormes esfuerzos para explotar campos en aguas profundas con tirantes de agua de más de 500 metros, lo cual se ha visto últimamente con una enorme cantidad de descubrimientos que enfrentan problemas tecnológicos con tirantes de agua más profundos, se ha logrado estimar de que estos descubrimientos son cerca de 250 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con estos datos se supone que la producción en aguas profundas tendrá una tendencia creciente y así se calcula que para 2016 se rebasará una producción de 9 millones de barriles diarios en aguas profundas siendo a la actualidad de un orden de los 6 millones de barriles diarios.

Para poder realizar el desarrollo de un yacimiento en aguas profundas de la mejor forma y exitosamente, se deben de tomar varias consideraciones; es por eso que se deben de considerar la variables en juego teniendo en cuenta que estas se pueden manipular en cierto momento, pero lo que sí es importante, es entender que no se puede manipular la naturaleza misma del yacimiento.

Con los datos anteriores se puede determinar que para explotar un campo petrolero en aguas profundas, se deben de conocer las características del yacimiento y las reservas; se debe de entender que los costos son demasiado altos, tanto en las operaciones como en la renta de equipos, además de que es una necesidad el uso de tecnologías de punta, lo cual no se encuentran disponibles al momento de su implementación, así como los retos técnicos por enfrentar como: fuertes vientos, oleajes, corrientes submarinas, bajas temperaturas, así como las instalaciones subsuperficiales.

Por lo anterior, es de suma importancia contar con un equipo de administración de proyectos y yacimientos que logre implementar las soluciones requeridas de forma eficiente en tiempo y que minimice los costos y los riesgos implicados que implica que se ejecuten una serie de acciones innovadoras y con ingenio para que la producción de estos pozos sea la máxima. Esto implicaría que cada campo requiera un particular y elevado grado de organización, comunicación y excelente sinergia entre el equipo desarrollador. Se tienen datos que los costos para desarrollar campos en aguas profundas en la parte Norteamericana del Golfo de México rondan entre los 60 y 120 millones de dólares por pozo, cuando se han optimizado costos y procesos.

Es por eso que se deben considerar tanto los aspectos, como la complejidad del yacimiento para diseñar su explotación adecuada, y así obtener el máximo factor de recuperación; por lo anterior, es necesario contar con herramientas de sísmica 3D de alta resolución (para obtener un mapa detallado del yacimiento), ya que cada yacimiento es específico, presenta problemas específicos y requiere soluciones específicas.

Algunos ejemplos de la efectividad al explotar estos yacimientos es la de Petrobras, la cual desarrolló y adquirió la tecnología para explotar estos recursos en aguas profundas, así como los numerosos casos de éxitos presentados en Estados Unidos, así como la responsabilidad tecnológica corporativa de la empresa Norks Hydro, que explota campos en el Mar del Norte. Esta última compañía mencionada, enfrentaba condiciones ambientales extremas e implementó la explotación mediante el desarrollo de pozos multilaterales; la empresa hasta el día de hoy ha perforado y completado un pozo de seis brazos y otro de siete ramas, el cual ha permitido minimizar los costos y riesgos implicados. Lo anterior fue posible gracias a que la compañía invirtió 35 centavos de dólar por cada barril de petróleo producido por cerca de 5 años.

Otro caso fue el proyecto Independence en las costas del Río Mississippi, el cual implicó la conexión de 10 campos independientes que su explotación sería incoachable de manera individual. Las profundidades registradas fueron de entre 2,000 y 2,700 metros y se conectaron hasta 15 pozos productores. El campo "Cheyene" rompió record mundial de 2,800 metros, al igual que el campo de gas "Ormen Lange" (ubicado en el Mar de Noruega a 120 km de la costa) con un tirante de agua de 1,000 metros y con una reserva de 14,000 billones de pies cúbicos; este campo decidió implementar un sistema submarino a tierra donde se instalaron cuatro terminales de producción submarina y del cual se extrae el gas del yacimiento hasta una planta de procesamiento instalada en tierra, superando los retos de lo irregular del lecho marino; el lapso entre su descubrimiento y producción fue de tan solo

de 10 años, esto fue gracias a la detallada descripción sísmica con la que contaba el yacimiento.

Finalmente, cabe mencionar que en el Mar del Norte se instaló la primer planta de separación e inyección submarina en el mundo, como el campo “Troll” donde se instaló en el lecho marino, el sistema de reinyección de agua producida el cual recibió el nombre “Eliminación de agua producida” con una capacidad de inyección de 35,000 bpd.

2.1.3 Situación Internacional

En este sub capitulo se presenta una breve explicación de los campos en aguas profundas en el mundo. En el caso de Estados Unidos, no se consideró la información, pues en este país existe más de la mitad de los campos profundos en el mundo; incluir los detalles duplicaría la extensión del texto. Estados Unidos es un caso especial en la industria petrolera y su estudio puede realizarse por separado.

La información se presenta desglosada en tablas de información, mismos que contienen indicadores como son: nombre del campo, fecha de su descubrimiento, fecha de inicio de operaciones, profundidad de agua, sistema de plataforma instalado y nombre actual de la compañía operadora.

Las cifras de las reservas probadas y otras estimaciones acerca del potencial siempre han sido objeto de interminables cuestionamientos. Cuando se examinan los cuadros estadísticos sobre las reservas en el mundo, la conclusión es que, con pocas excepciones, los descubrimientos y el inicio de la operación en campos profundos, no han repercutido, por lo menos hasta hoy, en la estadística mundial; es decir que los incrementos en reservas probadas de las aguas profundas, han sido significativos. Pero hay excepciones, en dos o tres países de la costa occidental de África, un campo en Malasia y otro en Noruega. Es indudable que las aguas profundas han ofrecido descubrimientos importantes, incluso gigantes (más de 500 millones de barriles) y sorprendentemente súper gigantes (más de 5,000 millones de barriles) como parecen ser los descubiertos actualmente en Brasil.

El recuento de información comprende nueve cuencas: el Golfo de México, Brasil y la cuenca del Delta del Níger (en la costa de Occidente Africano), el litoral Occidental de Australia, el sur del Mar de China, los litorales de Japón y de India, el Mediterráneo y el margen del Atlántico frente a Noruega y norte de Escocia. Los campos están distribuidos en 21 países, incluyendo México. Se presentan agrupados por continente para su análisis y en cada caso se presentan los 5 campos más recientes (en el caso de países que tienen más de 5 campos) o en su defecto los campos totales de cada país (en el caso de países que tienen 5 campos o menos).

2.1.3.1 África

NIGERIA

En este país las primeras licitaciones de bloques en aguas profundas, se realizaron desde 1990 y los primeros campos profundos se descubrieron en 1996, pero todos los campos descubiertos estuvieron inactivos, hasta que los precios iniciaron el actual ascenso en 2003.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Uson	2002	.	750	Chevron	-	Virgen
2.- Bongo Northwets	2003	.	1200	Shell	-	Virgen
3.- Erha north	2004	2006	1000	Exxon	Plataforma satelital a producción flotante	En producción
4.- Éti/Asasa	2005	-	Sin información	Chevron	-	Virgen
5.- Agbami	2006	-	Sin información	Chevron	-	Virgen

Tabla 2.1 Campos profundos de Nigeria.²

ANGOLA

Igual que en Nigeria, sus primeros campos profundos, fueron descubiertos desde los años noventa, uno de ellos inició operaciones en 2002, pero todos los demás se han desarrollado hasta el periodo 2003 – 2008.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Bovuco	2004	-	1094	Exxon	-	Virgen
2.- Marte	2004	-	2000	Bp	-	Virgen
3.- Venus	2004	-	2012	Bp	-	Virgen
4.- Cordelia	2007	-	1208	Bp	-	Virgen
5.- Cominhos	2007	-	1594	Total	-	Virgen

Tabla 2.2 Campos profundos de Angola.³

GUINEA ECUATORIA

Los primeros tres campos en aguas profundas se perforaron en la segunda mitad de la década de los noventa y todos ellos iniciaron operaciones al año siguiente. El campo Zafiro fue descubierto por Exxon – Mobil en 1995, una zona cuyas fronteras marítimas se encontraban indefinidas. Zafiro es un campo gigante, su producción inicial fue de 49 mil barriles diarios.

2.- Fuente: Shell, boletines de prensa; Esso Exploration and production Nigeria Limited, Petroleum Economist y Offshore

3.- Fuente: Petroleum Economist, Esso Exploration Angola y www.gulfoilandgas.com

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Okume	2001	-	503	Amerada Hess	-	Virgen
2.- Seiba Souhth	2002	-	1001	Amerada Hess	-	Virgen
3.- Ébano	2002	-	625	Amerada Hess	-	Virgen
4.- Benita	2007	-	Sin información	Noble Energy Inc.	-	Virgen
5.- Diego	2008	-	600	Noble Energy Inc.	-	Virgen

Tabla 2.3 Campos profundos en Guinea Ecuatorial.⁴

CONGO

En este país nos encontramos con campos marinos profundos que a pesar de haber sido descubiertos desde los años noventa apenas han iniciado operaciones en principios de 2008.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Moho	1995	2008	800	Total	Sin información	En Producción
2.- Bilondo	1998	2008	546	Total	Sin información	En Producción
3.- Lianzi	2004	-	909	Chevron	Sin información	Virgen
4.- Azurie	2005	-	1376	Murphy	Sin información	Virgen

Tabla 2.4 Campos profundos en Congo.⁵

MAURITANIA

Éste es quizás el país que más recientemente ha sido incorporado a la carrera por la explotación de campos profundos. En 2001 la empresa Australiana Woodside descubrió el primer campo, el Chinguetti, que en 2006 inició operaciones.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Chinguetti	2001	3006	791	Woodside	Producción Flotante	En Producción
2.- Tiof	2003	-	1080	Woodside	-	Virgen

Tabla 2.5 Campos profundos en Mauritania.⁶

COSTA DE MARFIL

Igual que Mauritania, este país apenas comenzó perforaciones y explotación de campos en aguas profundas en el periodo comprendido de 2002 a 2005.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Baobab	2001	2005	1000	CNR Internacional	Producción Flotante	En Producción
2.- Acojou	2003	-	930	CNR Internacional	-	Virgen
3.- Espoir	Sin información	2002	600	CNR Internacional	Plataforma satelital a producción flotante	En Producción

Tabla 2.6 Campos profundos en Costa de Marfil.⁷

GHANA

Durante el mes de Mayo de 2008, la prensa petrolera mundial reportó el primer descubrimiento de un campo en aguas profundas de este país: el Mahogany, explotado por la compañía Kosmos Energy.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Mohogany	2008	-	1320	Kosmos Energy	-	Virgen

Tabla 2.7 Campos profundos en Ghana.⁸

EGIPTO

Los primeros campos profundos se perforaron en 1998, pero su desarrollo se inició hasta el periodo de principios de 2003. En este país se han construido sistemas de explotación que combinan las instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Saurus	2001	2004	630	Burullus Gas Co.	-	Virgen
2.- Sequoia	2002	-	600	Burullus Gas Co.	-	Virgen
3.- Solar	2002	-	700	Burullus Gas Co.	-	Virgen
4.- El King	2002	-	729	Hess Corp.	-	Virgen
5.- El Max	2002	-	945	Hess Corp.	-	Virgen

Tabla 2.8 Campos profundos en Egipto.⁹

7.- Fuente: www.rigzone.com y www.offshore-technology.com

8.- Fuente: Petroleum Economist

9.- Fuente: Offshore y Petroleum Economist, diversos números

2.1.3.2 Oceanía

AUSTRALIA

La explotación de sus campos inició en 2006. El campo Stybarrow arranca operaciones en Noviembre de 2007. Actualmente se encuentran en vía de desarrollos los campos Eskdale y Pluto.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Laverda	2000	-	840	Sin información	-	Virgen
2.- Stybarrpw	2003	2007	825	BHP Billiton	Producción Flotante	En Producción
3.- Skiddaw	2003	-	780	BHP Billiton	-	Virgen
4.- Eskdale	2004	-	822	Woodside	-	Virgen
5.- Pluto	2005	-	976	Sin información	-	Virgen

Tabla 2.9 Campos profundos en Australia.¹⁰

INDONESIA

Los primeros campos fueron descubiertos en los años noventa, pero el único campo en operación el West Seno, tuvo que esperar hasta el pico de precios del año 2006 para iniciar operaciones. Este campo mencionado se construyó con un sistema combinado de plataformas marinas con equipos de proceso en tierra.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Mera	1997	-	520	Chevron	-	Virgen
2.- West Seno	1998	2003	953	Chevron	-	En Producción
3.- Aton	1999	-	1150	Chevron	Producción Flotante	Virgen
4.- Janaka	1999	-	1316	Chevron	-	Virgen
5.- Sadewa	2003	-	550	Chevron	-	Virgen

Tabla 2.10 Campos Profundos en Indonesia.¹¹

FILIPINAS

Es un país importador neto, en el que los ingleses de Shell han incursionado en aguas profundas desde finales de los años ochenta. En 2001 se inició la producción de gas en el campo Malampaya.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Camago	1989	-	746	Shell	-	Virgen
2.- Malamaya - 38	1992	2001	820	Shell	Producción Flotante	En Producción
3.- Malampaya (Rim)	2000	-	845	Pnoc Energy	-	Virgen

Tabla 2.11 Campos Profundos en Filipinas.¹²

2.1.3.3 Asia

MALASIA

En 2002, la Murphy Oil Corporation, pequeña empresa Estadounidense, realizó el primer descubrimiento, el campo Kikeh, anunciado como un gran éxito. Un año después se descubrieron extensiones del mismo lugar. Se iniciaron operaciones a finales de 2007, con una producción de 100 mil barriles diarios, dato que es suficiente para reconocer este campo como gigante.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Kikeh Sb	2002	-	1330	Murphy	-	En Producción
2.- Kikeh Kecil	2003	-	1359	Murphy	-	En Producción

Tabla 2.12 Campos profundos Malasia.¹³

JAPÓN

En este país las actividades en aguas profundas son recientes. Frente a las islas Hokkaido se descubrió el único campo; las pruebas de producción fueron exitosas pero las nuevas perforaciones para delimitar el yacimiento fracasaron. El Japan Energy Group (JAPEX) afirma en un reporte que continuaría la exploración con sísmica 3D y otras técnicas avanzadas.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Sanriku Oki	2000	-	857	JAPEX	-	Virgen

Tabla 2.13 Campos Profundos en Japón.¹⁴

12.- Fuente: Shell Philippines Exploration

13.- Fuente: Murphy Oil Corporation

14.- Fuente: Japan Energy Development

INDIA

India inició actividades en sus aguas profundas en el año 2000. De todos sus campos descubiertos ninguno se encuentra en funcionamiento, quizá porque ha sufrido problemas, como lo reporta la prensa internacional. En Octubre de 2006 la plataforma Sagar Bhusan sufrió un accidente en el que se perdieron todos los equipos en el fondo del mar, tal vez ello retrasó sus programas.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Krishna	2000	-	844	ONGC	-	Virgen
2.- Annaopurna	2001	-	1030	ONGC	-	Virgen
3.- M. Field	2001	-	500	ONGC	-	Virgen
4.- D6 Field	2002	-	900	ONGC	-	Virgen

Tabla 2.14 Campos Profundos en India.¹⁵

2.1.3.4 Europa

NORUEGA

Este país sólo tiene un campo en aguas profundas, el Ormen Lange, descubierto por Norsk Hidro en 1997, inició producción 10 años más tarde, en Octubre de 2007, con Shell como operadora. Este es un campo gasero gigante, del que se espera una producción de 2,470 millones de pies cúbicos de gas diarios.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Ormen Lange	1997	2007	888	Shell	Plataforma satelital a producción flotante	En Producción

Tabla 2.15 Campos Profundos en Noruega.¹⁶

REINO UNIDO

Desde la primera mitad de los noventa, este país descubrió en sus aguas profundas sus primeros campos en áreas del margen del Atlántico. Después de casi 15 años, ninguno de ellos ha producido. En el Mar del Norte no se han descubierto campos en profundidades de 500 metros o más, los únicos tres campos profundos se ubican al noroeste de Escocia, cerca de las islas Faroes.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Cullin Central	1994	-	510	BP	-	Virgen
2.- Cullin South	1994	-	530	BP	-	Virgen
3.- Alligin	1995	-	514	BP	-	Virgen

Tabla 2.16 Campos Profundos en Reino Unido.¹⁷

ALBANIA

Inmediatamente después del derrumbe del socialismo, este país abrió su sector del Mar Adriático a las licitaciones internacionales. En 1993 una asociación entre Chevron y la italiana AGIP, perforó un pozo profundo, reportando manifestaciones de hidrocarburos. El propio gobierno ha publicado que el descubrimiento no es comercial, quizá nunca se explote.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- A4-1X	1997	-	700	AGIP (Italia)	-	Virgen

Tabla 2.18 Campos Profundos en Albania.¹⁸

ITALIA

Muy temprano la Agencia Generale Italiana Petroli (AGIP) perforó, asociada con Chevron, un pozo profundo, el Aquila. Considerando en un inicio como poco rentable por su ubicación remota y escasa reserva (20 millones de barriles), fue desarrollado con perforaciones horizontales, rama en la que los Italianos han logrado importantes desarrollos submarinos.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Aquila	Sin información	1998	850	AGIP (Italia)	Producción Flotante	En Producción

Tabla 2.19 Campos Profundos en Italia.¹⁹

ISRAEL

En este país, se han descubierto tres campos profundos. Ninguno se encuentra en explotación. Recientemente la Estadounidense Noble Energy, descubrió el campo que parece ser el más importante de esta nación, el Mari-B, con localizaciones tanto someras como profundas.

17.- Fuente: British Petroleum

18.- Fuente: AGIP (www.agippetroli.it/index.html)

19.- Fuente: Offshore, Houston, Texas, 22 de Junio de 1999

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Noa	1999	-	779	Samedan	-	Virgen
2.- Mari-B	2007	-	1646	Noble Energy Inc	-	Virgen
3.- Tamar	2007	-	1620	Noble Energy Inc	-	Virgen

Tabla 2.20 Campos Profundos en Israel.²⁰

2.1.3.5 América

BRASIL

Este país es un caso similar al de Estados Unidos, pues se adelantó una década en las perforaciones en aguas profundas y logró iniciar la explotación de sus campos desde comienzos de los años noventa. El campo más profundo es Tupi, en poco más de 2,231 metros de profundidad. Los funcionarios de PETROBRAS esperan que entre cinco y siete años más adelante, Brasil se encontrará explotando campos en más de 2,500 metros de profundidad.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de la explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistemas	Situación actual
1.- Canaopu	2005	-	1608	PETROBRAS	-	Virgen
2.- Golginho Northwest	2006	-	1300	PETROBRAS	-	Virgen
3.- Tupi	2007	-	2231	PETROBRAS	-	Virgen
4.- Sugar Loaf	2007	-	Sin información	PETROBRAS	-	Virgen
5.- Júpiter	2008	-	Sin información	PETROBRAS	-	Virgen

Tabla 2.21 Campos Profundos en Brasil.²¹

MÉXICO

En el caso de México, la información de sus campos, se considerará a detalle en un siguiente subcapítulo, con la intención de hacer un análisis más a fondo y detallado de la situación actual por la que atraviesa el país en el ámbito de la industria petrolera en aguas profundas.

2.1.4 Panorama Tecnológico

2.1.4.1 Problemática y retos tecnológicos en aguas profundas

La mayoría de las tecnologías necesarias para el estudio, desarrollo y explotación de campos, fueron superadas con alianzas estratégicas de compañías que sumaron esfuerzos para desarrollar las mismas. Los tirantes de agua a vencer son las principales problemáticas presentes (mismos que fluctúan entre 1,900 m a 3,500 m).

Otra de las variables que influye en la explotación, es que debido a la complejidad de los campos, se necesita de la planeación óptima de los pozos que tendrán que ser perforados por una plataforma; actualmente la tipo semisumergible o plataforma PDQ (Instalaciones de Perforación y Producción) son de las más eficientes para realizar este tipo de trabajos, y su principal reto es el manejo de los fluidos producidos a altas presiones (1,200 bar) y altas temperaturas (135 °C); así como una alta corrosión por la presencia de H₂S, CO₂ y sulfuro de hidrogeno. Estos equipos manejan una estimación de exportación de 250,000 barriles por día, más otros 5.6 millones de metros cúbicos de gas asociado por día, esta tecnología implica que la plataforma contenga una torre de perforación doble, donde se puede perforar hasta 20 pozos submarinos por debajo de la plataforma con un alcance de distancia de hasta 9,000 m a 10,000 m de profundidad; además de contar con la capacidad de tener la conexión de los pozos del campo a la PDQ (con una capacidad de hasta 28 productores y 5 inyectores de agua), y lograr enviar la producción a través de un sistema de ductos.

En la perforación de pozos en aguas profundas, se tienen ventanas de operación muy restringidas, por lo que el diseño de los lodos debe ser mucho más estricto que en otros pozos; lo anterior implica que los valores de la densidad, varíen en rangos de onzas por galón. También existe la necesidad de añadir resistencia a las sartas de tuberías de revestimiento y a los centralizadores de raisers, lo que permite una fácil recuperación de los sistemas BOP'S, en caso de desconectar el pozo durante una contingencia.

Entre las muchas problemáticas, hay una relacionada con el fluido de empaque que se utiliza en los pozos para llenar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, conforme los fluidos a altas temperaturas del pozo aumentan, la temperatura del agujero y el fluido de empaque se expande, y rápidamente acumula la presión en el anillo sellado (lo anterior sucede en particular durante el arranque del pozo, cuando el fluido de empaque está muy frío). En circunstancias extremas, este efecto podría muy posiblemente colapsar la tubería de producción o reventar la tubería de revestimiento.

Otro de los retos tecnológicos existente, se refiere a los árboles y equipos de preventores submarinos, ya que estos se ven afectados al resistir estas altas presiones, por lo que deben

ser elaborados, con nuevos y más resistentes materiales. El diseño de los risers de perforación y las sartas, implican que estos tienen que viajar primero por una columna de agua, la cual está caracterizada por sus fuertes corrientes circulares, lo anterior conlleva a una problemática para la perforación de pozos en aguas profundas, así como el nuevo diseño de los risers de producción, mismos que llegan a pesar hasta 400 toneladas (cada uno) y el principal problema que se enfrenta con los mismos, es el tener que soportar la fatiga a largo plazo provocada por el movimiento de las corrientes marinas y los movimientos de la PDQ.

En el aspecto geológico y geofísico, la creación de métodos de imagen sísmica 3D, ha implicado un reto para superar la problemática subsalina o la presencia de domos salinos, los cuales no permiten la definición correcta de las estructuras de interés.

Es importante mencionar como otra problemática la protección y la seguridad ambiental, ya que esta se ve afectada primordialmente en el diseño de plataformas más resistentes a efectos meteorológicos, principalmente para resistir tormentas de gran magnitud, así como huracanes de la misma índole; es por lo anterior, que debe ser cubierta de manera necesaria el aseguramiento marino y los sistemas independientes de monitoreo en tiempo real de la PDQ. Los sistemas mencionados anteriormente, miden de manera continua un rango de parámetros operacionales como el movimiento del barco, las corrientes oceánicas, la velocidad del viento, la tensión de las líneas de amarre y la brecha de aire por debajo de la plataforma de la PDQ; muchos de estos datos obtenidos, se envían a través de cable de fibra óptica a los centros de soporte en tierra o vía enlace satelital, para una mejor integridad operacional día a día, así como el desempeño de la plataforma durante evacuaciones provocadas por huracanes.

Finalmente cabe resaltar que una de las problemáticas de la producción de crudo en aguas profundas, es que a pesar de que se produce crudo a alta temperatura, la temperatura del mar está a un punto de congelación, lo que permite que la formación de hidratos, parafinas y asfáltenos; por lo anterior es necesario la inyección de inhibidores químicos, y esto conlleva a que el diseño de los risers de producción y de inyección, se vean obligados a la implementación de elementos enfocados en la resistencia de estos para soportar presiones de hasta 690 bar y diámetros internos de 200mm, con capas concéntricas externas de materiales compuestos de acero, así como un proceso nuevo y mejorado del soldado de estas estructuras.

A continuación se enlistan, las principales problemáticas y retos, que en general se han presentado durante la exploración y explotación de campos en aguas profundas

PROBLEMÁTICAS:

- Alta presión y alta temperatura.
- Hidrocarburos amargos
- Suelos de consistencia blanda y georriesgos de mayor complejidad.
- Fenómenos meteorológicos y oceanográficos severos.
- Formación de hidratos, asfáltenos y parafinas.
- Mayores presiones hidrostáticas.

RETOS:

- Perforación y terminación de pozos.
- Caracterización de hidrocarburos (asfáltenos, parafinas, hidratos de metano).
- Aseguramiento de flujo.
- Caracterización de los peligros naturales (oceanográficos, meteorológicos, geotécnicos, y sísmicos, entre otros).
- Sistemas eléctricos de control.
- Procesamiento submarino.
- Materiales ligeros y resistentes a la corrosión.
- Conocimiento del comportamiento de los sistemas de producción para las condiciones de campos en aguas profundas.
- Generación de normas basadas en riesgo y confiabilidad.

2.1.4.2 Tecnologías aplicadas a la explotación de campos en aguas profundas

SISTEMAS SUBMARINOS

Una de las tecnologías más importantes son los sistemas submarinos, los cuales son capaces de producir los hidrocarburos recuperados de los yacimientos, mismos que son la completa llave del éxito en campos de aguas profundas; hoy en día cerca del 85 % de todos los campos productores en aguas profundas utilizan sistemas submarinos. En general todas estas instalaciones multicomponentes ayudan a recuperar la producción de hidrocarburos a profundidades de tirantes de agua en las que de manera difícil se pueden instalar los sistemas de producción convencionales.

Estas instalaciones submarinas se dividen en dos grandes sistemas: equipos submarinos y equipos superficiales. Los equipos submarinos incluyen algunos o todos de los siguientes componentes: uno o más pozos submarinos, control umbilical, equipo de bombeo o de procesamiento y líneas de flujo. Los equipos superficiales incluyen básicamente el sistema de control e instalaciones de producción localizados sobre el piso de la plataforma (mismo que se puede encontrar a varios kilómetros de los pozos).

La importancia de disminuir los costos de las operaciones costa fuera implican una alternativa de solución, que tiene como objetivo la interconexión de la producción de distintos campos que convergen en un solo punto, así como el desarrollo de materiales y herramientas que soportan altas presiones, altas y bajas temperaturas, así como también el uso de métodos empleados para mantener la integridad de las estructuras estratigráficas que son cambios tecnológicos de la industria petrolera. En la actualidad se buscan los caminos para reestructurar las condiciones ambientales que sufrieron algún tipo de daño por el mal uso de metales y elastómeros que no soportan esas condiciones, y que se presentan en la explotación de campos en aguas profundas.

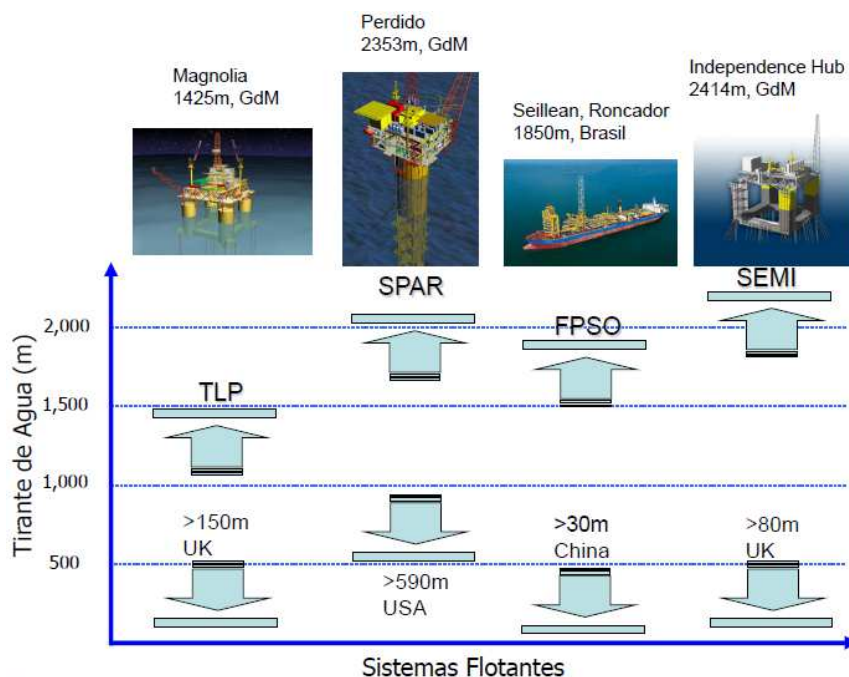


Figura 2.2 Equipos de perforación, utilizados en aguas profundas actualmente, a diversas profundidades y campos.²²

USO DE SÍSMICA 3D

Esta es otra herramienta para impulsar el desarrollo en aguas profundas, la sísmica 3D cumple la función primordial de obtener altos volúmenes de información, resultado de la transmisión y reflexión de ondas sonoras a través de la tierra, para interpretar la información con el fin de localizar las acumulaciones de aceite y gas, lo cual reduce el riesgo exploratorio y con esta información aumenta la tasa de éxito de encontrar estructuras con importantes volúmenes de hidrocarburos.

El proceso de adquisición sísmica es el método geofísico más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos, la mayoría de los equipos de sísmica de alta resolución, se integran a la experiencia de muchos años de fabricación de tecnología electrónica avanzada, con múltiples funciones, alta precisión, alta velocidad, alta fiabilidad y una interface confiable.

Los diseños especializados de parámetros en la sísmica 2D-3D, incluyen:

- Diseño de Líneas Sísmicas 2D: Sparse y Stack Array.
- Diseño de Mallas Sísmicas 3D
- Diseño Ortogonales: Regular, ortogonal offset y ortogonal stagger.
- Diseño diagonales: Ladrillo doble (brick), ladrillo triple, y diagonal.

La toma de sísmica 3D puede llevarse a cabo por diferentes métodos, a continuación se mencionan los 3 más importantes.

Método Full Range (de apertura ancha).- Se diseña el tendido abarcando todos los offsets máximos utilizables para los objetivos. Es un método muy común dada la disponibilidad de canales en el mercado. Con este tipo de tendidos se registran una mayor cantidad de offsets lejanos, los cuales son muy importantes para los análisis de velocidades y supresión de múltiples.

Método SPARSE.- Este tipo de diseño 3D tiene un fold extremadamente bajo y la separación entre líneas fuentes y receptoras es muy grande. La idea principal es poder generar ahorros significativos en la adquisición de programas 3D, reduciendo el número de fuentes y receptoras por línea al igual que el número de líneas fuentes y líneas receptoras por Km².

Método Multicomponente.- Esta adquisición sísmica, se lleva a cabo con el registro de ondas multicomponentes, capturando el campo de onda de una manera más completa que utilizando sólo ondas P. Los geófonos de 3 componentes (3C) registran ondas P, S radial y S transversal., en 2D y 3D utilizando hodogramas para separar digitalmente los datos 3C en componentes radiales y transversales antes del procesamiento. La tecnología aplicada en los geófonos 3C capturan el campo de onda con 3 componentes mutuamente ortogonales X, Y, Z., con acelerómetros que pueden determinar el componente vertical., la comparación de las secciones PS tienen el potencial de proporcionar más información y mayor definición para la interpretación sísmica.

Existe otra toma de sísmica más sofisticada y de última tecnología, esta se refiere a la Sísmica 4D; consiste en una herramienta para la gerencia de un yacimiento en producción que puede repetir una serie de levantamientos 3D a intervalos regulares con el fin de estudiar los cambios observables en el yacimiento. Esta es una técnica aplicada a nivel del desarrollo del yacimiento; suministra información de los cambios en el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, expansión de las cámaras de vapor para estudios de inyección de vapor y perforación horizontal.

SISTEMA DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

El Sistema de Posicionamiento Dinámico se emplea para movilizar una embarcación en una posición fija de forma automatizada en sus propelas sin la necesidad de utilizar anclas, el DPS (por sus siglas en inglés) está diseñado para eliminar el sistema tradicional y rutinario de movimientos de anclas con remolcadores elimina también el uso de buzos, lo que disminuye el riesgo de roturas de cables y que beneficia en costos menores, reducción de accidentes y mayor eficiencia en el trabajo; existen dos tipos de este sistema: de posicionamientos dinámicos (que son el sistema computarizado) y el sistema de propulsión.

El Primero está compuesto de paneles electrónicos, giros, DGPS (Sistema Digital de Posicionamiento Global) y los sensores de referenciado vertical; mientras que el sistema de propulsión está conformado por propelas de acuerdo a las características de cada equipo.

El sistema computarizado permite que un operador maniobre durante las operaciones del equipo y pueda mantenerse en un posición fija neutralizando cualquier fuerza externa tal como los cambios en la dirección y velocidad del viento, así como los efectos de las corrientes sobre el casco. Este sistema se puede operar de forma manual a través de un control o través de un mando automático para integrar el manejo de los motores de propulsión, así como la orientación de las propelas, giros para la estabilidad y la ruta y los sistemas de medición y orientación de vientos el sistema digital de posicionamiento global.

BOMBEO SUBMARINO Y SEPARACIÓN

En el bombeo submarino y la separación de los fluidos, es la clave para optimizar la recuperación de los campos en aguas profundas del Golfo de México, esta tecnología se ha ocupado en varios campos, y emplea bombas que elevan la presión de operación de cada pozo disminuyendo la presión durante el flujo dentro de la tubería, de tal modo que incrementan el gasto de producción. Algunas empresas como Shell, BP y Petrobras emplean este tipo de las tecnologías en casi todos sus pozos en aguas profundas, con el fin de incrementar su producción y extender la vida de sus campos, lo que beneficia a que la tasa de éxito en sus proyectos, ha sido muy elevada.

BP instaló estas bombas submarinas junto con su equipamiento necesario, la instalación logró obtener dos records: uno es la instalación a una profundidad de tirante de agua asociado y el segundo la longitud de la perforación desde el lecho marino. Las bombas se instalaron a una profundidad de 1,700 metros y a más de 24 kilómetros de distancia de la plataforma, cabe mencionar que estas bombas se pusieron en operación en el año 2007.

2.1.4.3 Tecnología: Modelado geológico y geofísico

Como se ha visto, uno de los problemas presentes al perforar pozos en aguas profundas sobre todo en el Golfo de México, es la presencia de sal la cual no permite ver mediante registros, las estructuras con posibilidad de contener hidrocarburos y sobre todo conocer las trampas.

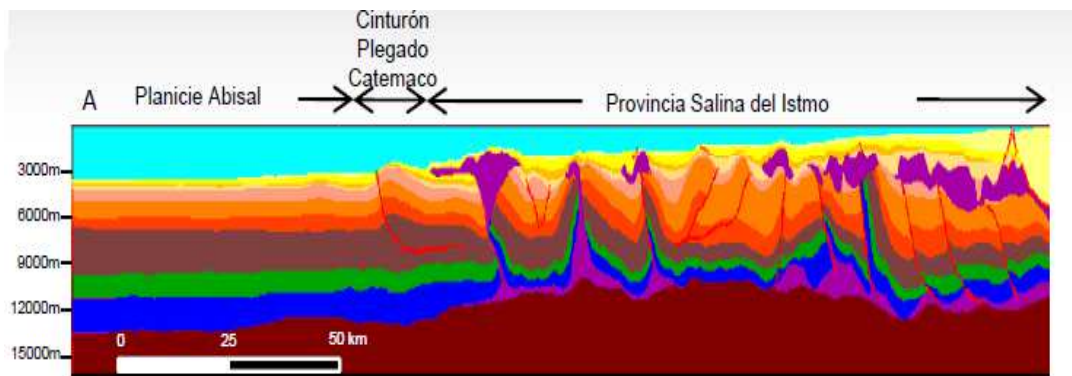


Figura 2.3 Modelado sísmico 3D.²³

Con la ayuda de la sísmica 3D a profundidad, es posible procesar los datos de manera más eficaz y así tener una excelente imagen del subsuelo; lo anterior ha permitido obtener un mejor pronóstico del tipo hidrocarburo y reducir el riesgo e incertidumbre de los recursos prospectivos, además de hacer una actualización de los modelos sedimentarios de las rocas almacén, para entender su distribución y las tendencias de porosidad y permeabilidad.

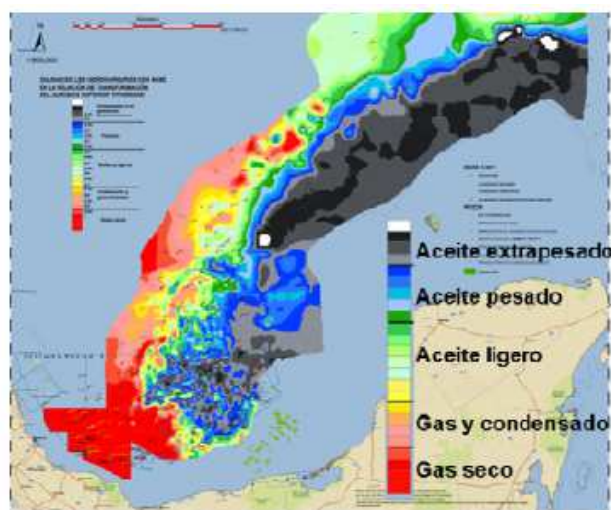


Figura 2.4 Identificación sísmica 3D del tipo de hidrocarburo contenido.²³

2.1.4.4 Tecnología: Interpretación sísmica y análisis cuantitativos

Este proceso, se encuentra en aplicación en la mayoría de los proyectos de aguas profundas de PEMEX; es una de las tecnologías que se han aplicado en aguas profundas sobre todo en los últimos descubrimientos como Kunah-1, Maximino-1 y en la delimitación de los campos Lakach y Piklis.

Con esta tecnología, fue posible en las áreas mencionadas, definir la información que permitirá reducir la incertidumbre de las rocas almacén y los tipos de fluidos.

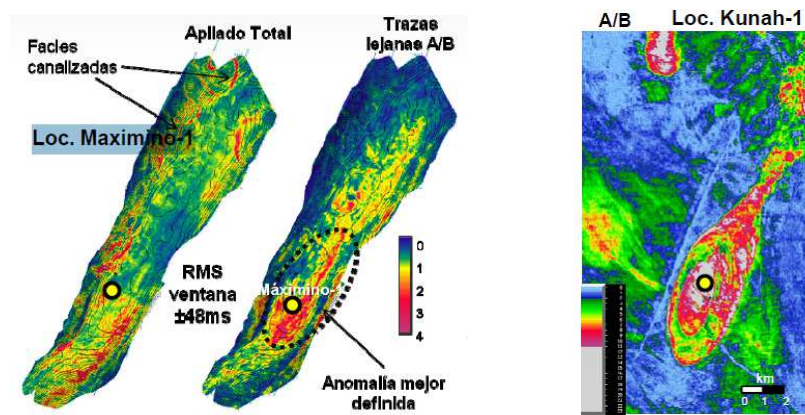


Figura 2.5 Interpretación sísmica mejorada para delimitar extensión de yacimientos.²³

2.2 Panorama nacional

2.2.1 La industria petrolera nacional

El crecimiento alcanzado por la economía Mexicana en el último siglo, ha tenido como sustento, entre otros, el notable papel de la industria petrolera, que mantiene una amplia vinculación con un sinnúmero de actividades productivas y de servicios. Es una garantía que ese papel continuará siendo base para fortalecer la competitividad del aparato productivo nacional hacia los próximos años, dado el crecimiento económico esperado.

Los hidrocarburos continuarán siendo la principal fuente de aprovisionamiento del sector energético en los próximos años; lo anterior se puede justificar en base a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2012, en el cual, en el rubro de la industria petrolera, establece que lo siguiente.

“El sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales”.

Aunque en la planeación nacional se contempla el fomento y desarrollo de las fuentes alternas renovables, no se prevén cambios significativos que modifiquen la dependencia del petróleo y del gas natural en la economía.

También el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2012, establece los lineamientos mediante los cuales se busca superar los retos de la industria petrolera, entre los que destacan los siguientes:

- Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas; la modernización y ampliación de la capacidad de refinación; el incremento en la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte, y el desarrollo de plantas procesadoras de productos derivados del gas.
- Fomentar mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética de alta tecnología, así como promover proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que aporten las mejores soluciones a los retos que enfrenta el sector.
- Fortalecer las tareas de mantenimiento, así como las medidas de seguridad y de mitigación del impacto ambiental.
- Modernizar y ampliar la capacidad de refinación, en especial de crudos pesados.

Para fortalecer su competitividad, la industria petrolera nacional demanda incrementar sus capacidades de asimilación y de desarrollo tecnológico que responda a sus necesidades operativas. En caso contrario, será necesario seguir adquiriendo la tecnología de los mercados internacionales, o llevar a cabo trabajos conjuntos con las compañías que tienen acceso a los desarrollos de tecnología avanzada.

Las acciones para fortalecer tecnológicamente a PEMEX, implican realizar trabajos multidisciplinarios y desarrollar acciones conjuntas entre empresas de distinto perfil de conocimiento y experiencia, a fin de concretar productos y servicios tecnológicos que solucionen la problemática nacional para explotar, transformar y transportar los hidrocarburos.

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, que fue presentada en Febrero del presente año (2013) por el presidente Enrique Peña Nieto, al Senado de la República, es el plan del gobierno federal para atender los temas relacionados con el desarrollo del sector energético. A continuación se hacen mención de los puntos principales que delinear el documento:

Se identifican 22 temas estratégicos en el sector, y plantea un programa para resolverlos, en tres periodos definidos: para finales de 2018, en 2024 y en 2027. Estos temas son:

- Satisfacer el abastecimiento de energía conforme a las expectativas de crecimiento económico.
- Promover el uso eficiente de la energía en todos los sectores.
- Adecuar el acceso a la energía de acuerdo con la nueva estructura poblacional.

- Ampliar el acceso de energía a las comunidades menos favorecidas.
- Suministrar energéticos de calidad con base en la legalidad.
- Fortalecer la operación y confiabilidad de la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.
- Abastecer la demanda nacional de petrolíferos de la manera más eficiente y aprovechando las oportunidades de mercado.
- Dotar de flexibilidad a las redes de transmisión y distribución.
- Contar con una oferta permanente, eficiente, oportuna, y a precios competitivos de petrolíferos de calidad a los consumidores finales.
- Diversificar y optimizar el parque de generación.
- Detonar la industria petroquímica nacional.
- La producción de petróleo crudo debe ir a la par del desarrollo nacional.
- Las reservas deben sustentar la producción en el mediano y largo plazo.
- Aprovechar las oportunidades que brinda el gas natural.
- Identificar y aprovechar el potencial de energías renovables en nuestro país.
- Definir el alcance del programa nuclear si se opta por ampliar la capacidad nuclear en México.
- Desarrollar soluciones y productos para nuestros retos.
- Contar con la capacidad para cubrir los costos, manteniendo capacidad de inversión.
- Fortalecer la regulación, supervisión y normatividad de los organismos del sector.
- Procurar de manera continua la integridad industrial y ambiental.
- Alcanzar la autosuficiencia del sector.
- Suficiencia en las competencias de cada eslabón del sector.

Se plantean dos objetivos estratégicos: apoyo al crecimiento económico e inclusión social.

Se proponen tres elementos de integración:

- Sustentabilidad: lograr un sector sostenible y diverso en energías no fósiles.
- Eficiencia energética y ambiental: aplicar las mejores prácticas en la producción y el consumo.
- Seguridad energética: tener certidumbre en el abasto de energía.

Establece medidas de política pública respecto a los siguientes temas:

- Oferta de energía: transporte, almacenamiento y distribución de combustibles.
- Producción de combustibles: refinación, procesamiento y generación.
- Producción de petróleo: reservas, exploración y recuperación.
- Transición energética: aprovechar fuentes de energía renovable y tecnologías limpias para generar electricidad.

Además de los objetivos estratégicos, plantea las siguientes metas:

- Propiciar el ahorro de energía.
- Expandir los servicios energéticos hacia las poblaciones y regiones de menores recursos.
- Disminuir los impactos negativos sobre la salud y el medio ambiente derivados de la producción y el consumo de energía.
- Fortalecer la capacidad de transformación de fuentes primarias de energía en productos refinados, petroquímicos y electricidad
- Lograr la transición energética hacia fuentes de energía más limpias.
- Unificar y consolidar la infraestructura energética y mantener la integridad de las instalaciones del sector.

2.2.2 Situación nacional en aguas profundas

2.2.2.1 Pozos perforados

El conjunto de los pozos profundos perforados por PEMEX en la última década, se pueden observar en la tabla 2.22, se incluyen datos de 16 pozos exitosos, y aunque sus reservas se reportaron como probables y en algunos casos, “posibles” aún falta mucha información por encontrar. En la tabla 2.23 se enlistan los pozos que fracasaron, incluidos Kastelán, Caxui, Cox, Pok y Kanché, (a pesar de que sus profundidades de agua se encuentran entre los 450 y 479 metros, respectivamente); la decisión de incluirlos, obedece a que estos proyectos formaron parte del proyecto de inversión de evaluación de potencial “Golfo de México B”, es decir, el Golfo de México profundo.

Los pozos que fracasaron son 16: Chucktá, Caxui, Catamac, Chelem, Etbakel, Cox, Holok, Kabilil, Talipau y Caxa, los cuales resultaron hoyos secos o se encontraron en ellos, sólo agua salada; el pozo Tamha, que encontró un sistema petrolero inmaduro; los pozos Puskón y Hux, cuyas perforaciones fueron suspendidas, y los pozos taponados antes de llegar al objetivo. En la lista hemos agregado a “Kanché”, perforado en el sexenio del presidente Fox y que aún no ha sido reportado porque descubrió crudos de 6° API, en 480 metros de tirante de agua (en Alberta, Canadá, ya fue presentado un proyecto preliminar para su explotación).

Considerando estos datos, la tasa de éxitos de PEMEX en aguas profundas (relación entre el total de pozos y el número de descubridores) puede estar entre 28 perforados, con 15-16 fracasos y 12-13 descubridores, entre 42-46%.

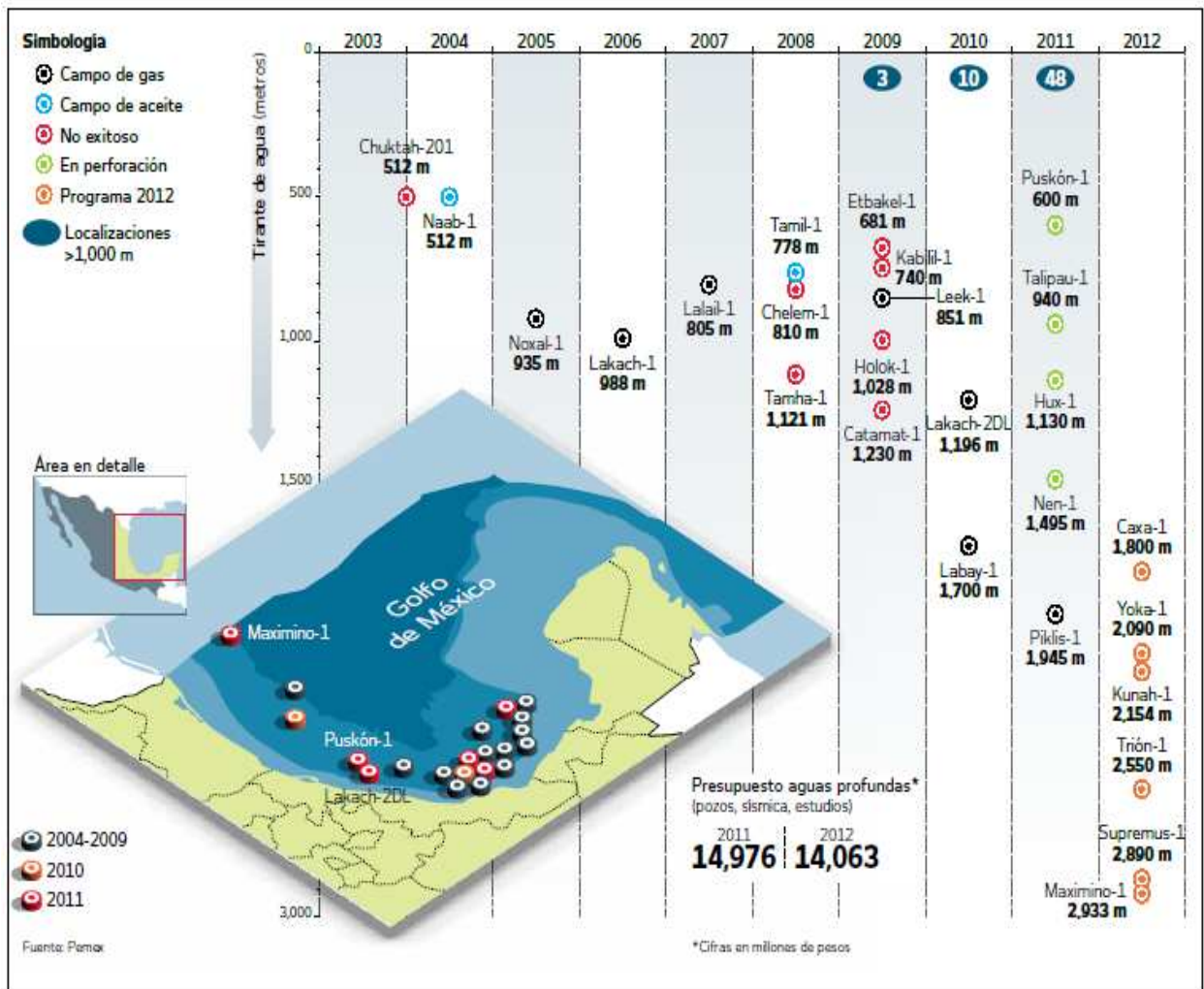


Figura 2.6 Pozos perforados en Aguas Profundas por PEMEX a partir de 2003.²⁴

POZO	AÑO	RESULTADO	EVALUACIÓN
1.- NAB-1	2004	Reportado solo con reservas posibles de crudo extra pesado	32 Millones de barriles de aceite ultra pesado
2.- KASTELAN-1	2005	Reportado solo con reservas posibles de crudo pesado.	43 MMB aceite ultra pesado
3.- NOXAL -1	2006	Reportado solo con reservas posibles de gas	420 MMMPC
4.- LAKACH-1	2006	Único con reservas probadas de gas.	308 MMMPC
5.- LALAIL-1	2007	Reportado solo con reservas probables y posibles de gas.	709 MMMPC
6.- TAMIL-1	2008	No ha sido reportado porque es de crudo ultra pesado de 9.6° API	Pruebas de producción: 638 barriles diarios.
7.- LEEK-1	2009	Reportado solo con reservas posibles de gas.	112 MMMPC
8.- LABAY	2009	Reservas posibles de gas natural.	2, 400 MMMPC
9.- LAKACH Delimitador	2010	Pendiente evaluación de sus reservas de gas.	Pruebas de producción: 25 mil pies cúbicos diarios.
10.- PIKLIS	2011	Primer pozo exitoso de la plataforma Centenario	Entre 400 y 600 MMMPC
11.- NEN-1	2011	Segundo pozo exitoso del Centenario concluyó en noviembre de 2011.	Pruebas de producción: 27 mil pies cúbicos diarios.
12.- KUNAH-1	2012	Tercer pozo exitoso de la Centenario su perforación ha concluido en abril de 2012.	El propio superintendente, el mexicano Mario Alberto Hernández ha anunciado un potencial de condensados y gas más importante que el de Lakach.
13.- KUNAH-DL	2012	4° pozo exitoso de la Centenario su perforación ha concluido en sept. de 2012.	En pruebas de producción
14.- TRION-1	2012	1° pozo exitoso de la Bicentenario.	En pruebas de producción
15.- MAXIMINO-1	2012	Pozo terminado a los 7000m.	En pruebas de producción
16.- SUPREMUS-1	2012	2°Pozo exitoso de West Pegasus concluido en noviembre de 2012	En pruebas de producción

MMMPC: miles de millones de pies cúbicos de gas.

MMB: millones barriles.

Tabla 2.22 Pozos profundos reportados como descubridores, 2004-2012.²⁵

POZO	AÑO	TIRANTE (metros)	UBICACIÓN	PLATAFORMA	REPORTE
1.- KANCHÉ-1	2004	458	Extra pesados Campeche	Semi sumergible OCEAN YORKTOWN	No fue reportado por PEMEX. Se encontró crudo extra pesado
2.- CHUKTA-201	2004	513	Extra pesados Campeche	Semi sumergible OCEAN VOYAGER	Hoyo seco.
3.- CAXUI-1	2005	450	Lankahuasa	Semi sumergible KAN TAN IV	Hoyo seco.
4.- POK-1	2005	479	Extra pesados Campeche	Semi sumergible BORGNY DOLPHIN	No fue reportado por PEMEX.
5.- CHELEM-1	2007	810	Frente a Coatzacoalcos	OCEAN VOYAGER	Hoyo seco.
6.- TAMHA-1	2008	1,121	Frente a costas de Tabasco	NOBLE MAX SMITH	Encontró un sistema petrolero inmaduro.
7.- CATAMAT-1	2009	1,230	Lankahuasa	NOBLE MAX SMITH	Solo agua.
8.- ETBAKEL	2009	681	Extra pesados Campeche	OCEAN VOYAGER	Trazas de crudo. No productivo.
9.- COX	2009	449	Cuenca Salina del Istmo	OCEAN VOYAGER	Hoyo seco.
10.- HOLOK-1	2009	1,053	Frente a Coatzacoalcos	NOBLE MAX SMITH	Solo agua.
11.- KABILIL	2009	730	Cuenca Salina del Istmo	OCEAN WORKER	Hoyo seco.
12.- BAXALE	2010	n.d.	Extra pesados Campeche	NOBLE MAX SMITH	Pendiente de reporte
13.- PUSKÓN-1	2011	647	Lankahuasa	NOBLE MAX SMITH	Se suspendió la perforación al entrar a zona de presiones extremas
14.- TALIPAU-1	2011	945	Lankahuasa	BICENTENARIO	Hoyo seco.
15.- HUX-1	2011	1,186	Extra pesados Campeche	WEST PEGASUS	Se interrumpió antes del objetivo
16.- CAXA	2012	Sin información	Costa Sur de Tamaulipas	BICENTENARIO	Fracaso: No ha sido reportado

Tabla 2.23 Dieciséis pozos profundos que fracasaron.²⁵

2.3 Expectativas de PEMEX

2.3.1 Proyecciones a futuro

Acerca de la incorporación de reservas 2012 – 2016 y del perfil de producción futuro de PEMEX, cabe señalar que durante el año 2012, la contribución en aguas profundas a la incorporación de reservas, fue cercana al 30% del total de la meta; con lo anterior es visible que se debe fortalecer este ramo para diversificar el portafolio de proyectos; para lograr lo anterior, se debe garantizar la disponibilidad de equipos y materiales de perforación y terminación de pozos y asegurar su eficiencia operativa. El cumplimiento de las metas de incorporación de reservas es un elemento clave para alcanzar el perfil de producción planteado en el Plan de Negocios.

Además del reto de descubrir hidrocarburos en aguas profundas, es crítico reducir el tiempo del ciclo. Lo anterior, puede llevarse a cabo considerando una condición que PEMEX ha establecido en su proyección a futuro, esta condición indica que la reducción del tiempo entre la primera inversión exploratoria, el descubrimiento y la primera producción es clave en la economía del proyecto; en dichas áreas el reto es reducir los tiempos para recuperar la inversión y generar valor.

La siguiente figura representa las etapas que PEMEX pretende cubrir para la explotación óptima de las 3 principales áreas de aguas profundas que se encuentran en actual desarrollo.

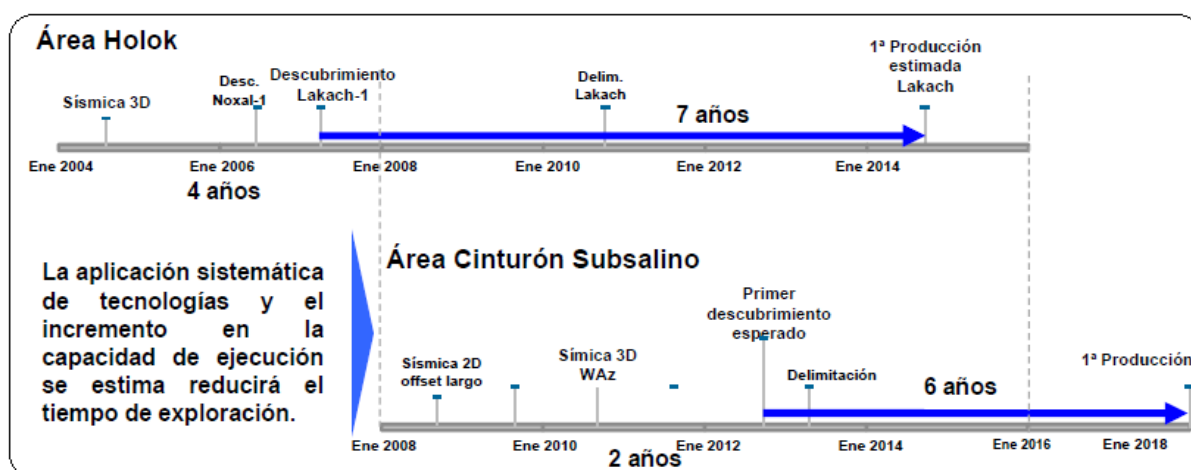


Fig. 2.7 Etapas para reducción de tiempos, recuperar inversión y generar valor; de las 3 áreas de desarrollo actuales por PEMEX.²³

2.3.2 Alianzas estratégicas

PEMEX planea perforar más de 50 pozos en aguas profundas y ultra profundas en el Golfo de México entre el 2013 y el 2015; tiene relativamente poco tiempo explorando en aguas profundas del Golfo, donde PEMEX estima que hay recursos potenciales por 29,000 millones de barriles de petróleo equivalente (bpe), 58% de los recursos prospectivos del país.

PEMEX, podría asociarse con firmas privadas para la exploración en aguas profundas y ultraprofundas, pues es considerable que la empresa no cuenta ni con la capacidad, ni la experiencia suficientes para estos fines.

Las cifras proporcionadas por la CNH muestran que de 2004 a 2007 la profundidad a la que PEMEX perforó fue de menos de 1,000 metros en promedio; entre 2008 y 2009 aumentó a más de 1,200 metros y para 2012 se alcanzó la profundidad de 2,900 metros con el pozo "Supremus".

Según datos de PEMEX, 42% de los recursos prospectivos del país se encuentran en áreas terrestres y en aguas someras, donde destacan las cuencas del Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

México, uno de los mayores proveedores de petróleo de Estados Unidos, está tratando de elevar su producción de crudo pues de sus envíos al exterior dependen gran parte de sus ingresos fiscales.

El país ha logrado mantener su producción en un promedio de 2.6 millones de barriles por día de crudo (bpd), de los que exporta un promedio de 1.2 millones de bpd, pero busca elevarla a los 3 millones de bpd, niveles que perdió hace unos años.

Capítulo III.

Marco legal y económico de yacimientos en aguas profundas

3.1 Yacimientos transfronterizos

3.1.1 Definición de yacimientos transfronterizos

Los yacimientos transfronterizos, son los yacimientos de hidrocarburos que se ha determinado que se extienden a través de la línea de la frontera que son explotables, total o parcialmente, desde cualquier lado de dicha línea.

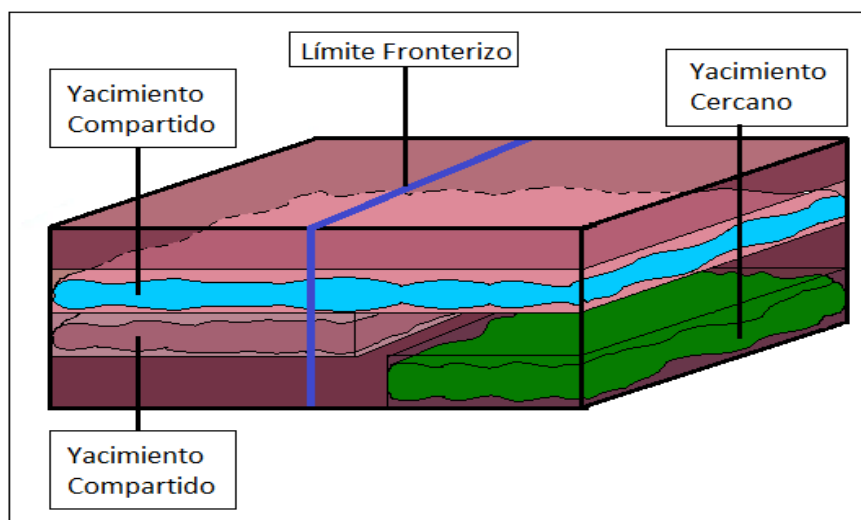


Figura 3.1 Continuidad geológica de un yacimiento, a través de las fronteras entre dos países.

La existencia de este tipo de yacimientos implica para los países la necesidad de negociar. Aunque los pozos solo se encuentran en un lado de la frontera, existe el riesgo de que la explotación de un país afecte el potencial extractivo del otro; esto en función del comportamiento hidráulico del yacimiento que depende principalmente de la permeabilidad y la comunicación del yacimiento.

Esta afectación se debe a la despresurización del yacimiento, lo que afecta la tasa de recuperación de las reservas contenidas en el mismo. En México existen posibilidades de tener yacimientos transfronterizos, tanto en tierra como en mar; en la parte marina existen tanto en

el Golfo de México como en el Océano Pacífico, (con los Estados Unidos), así como en la frontera con Cuba y, en el Caribe, con Guatemala y Belice.

3.1.2 Hoyos de dona

En el Golfo de México, la frontera de las zonas económicas exclusivas de México, Estados Unidos y Cuba, quedaron establecidas desde los años setenta.



Figura 3.2 Zonas Económicas Exclusivas de México. ¹

Pero en tres de los países que comparten aguas y recursos del Golfo de México, quedaron pendientes de negociación dos espacios, más allá de las 200 millas náuticas, estos espacios son las llamadas Dona Occidental, que tiene una superficie de 17,000 Km², que fue dividida en el año 2000 entre México y Estados Unidos y la otra porción al oriente que comprende alrededor de 20,000Km², esta última es contigua también a la zona económica exclusiva de Cuba.

Desde entonces comenzó una amplia discusión sobre el potencial petrolero de esas zonas y la posibilidad de la existencia de yacimientos transfronterizos en ellas.

3.1.3 Normatividad de yacimientos transfronterizos

La delimitación de los mares sujetos a la jurisdicción de los países ribereños y, por consiguiente de los mares internacionales, fue variando a lo largo de las épocas. Los países ribereños pueden reivindicar su soberanía más allá de sus aguas interiores sobre los espacios marítimos que se delimitan a partir de las líneas de base adoptadas de conformidad con la CONVEMAR (Convención de las Naciones Unidas Sobre el Derecho del Mar).

Las zonas marítimas que en la mayoría de los casos serán objeto de la delimitación de las fronteras son el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental. Los espacios marítimos se delimitan bajo los siguientes conceptos:

- Aguas interiores.- Situadas en el interior de la línea de base del mar territorial (de 0 a 3 millas náuticas).
- Mar territorial.- Faja de agua situada entre las costas del territorio nacional, su anchura es de 12 millas náuticas (22,224 metros), medidos a partir de las líneas de base rectas, líneas de base normales o una combinación de las mismas.
- Zona contigua.- Área adyacente al mar territorial del Estado ribereño y su límite no podrá exceder las 24 millas náuticas (44,448 metros), desde las líneas de base a partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial; tiene propósitos de fiscalización, aduaneros, de inmigración o sanitarios.

México tiene una Ley Federal del Mar, reglamentaria de los párrafos Cuarto, Quinto, Sexto y Octavo del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en lo relativo a las zonas marinas Mexicanas.

Existen 2 organismos para disolver controversias; la Corte Internacional de Justicia y el Tribunal Internacional del Derecho del Mar; ambos organismos deben sujetarse a los principios establecidos por la ONU referidos a la delimitación de los espacios marítimos, estos principios establecen que:

- 1.- Por ningún motivo sería cuestión de rehacer completamente la geografía ni rectificar las desigualdades de la naturaleza.
- 2.- El principio vecino de no sobre posición de una parte sobre la prolongación natural de la otra, y que no es sino la expresión negativa de la regla política según la cual un Estado costero goza de los derechos soberanos sobre la plataforma que bordea sus costas en toda la extensión que autoriza el derecho internacional, de conformidad con las circunstancias pertinentes.
- 3.- El respeto debido a todas y cada una de dichas circunstancias pertinentes.
- 4.-El principio por el cual se considera que en ningún momento se estaría tratando una especie de justicia distributiva.

Existen varias posturas respecto de las reglas aplicables a los yacimientos transfronterizos, en este subcapítulo solamente se señalaran dos de ellas:

Por un lado se postula que en ausencia de acuerdos de cooperación de compartir los beneficios se aplica la regla de soberanía sobre el subsuelo y que, a fin de evitar conflictos, se deben desarrollar reglas especiales para los yacimientos transfronterizos. Por otro lado con más aceptación internacional, se enfatiza en la cooperación y se opone a la competencia pues

es contraria al derecho internacional y además plantea la aplicación de cientos de principios, tales como:

- El principio de integridad territorial que se violaría en el momento de una exploración no autorizada, más allá de las líneas fronterizas.
- La obligación de no causar daños a otros Estados.
- La obligación del intercambio de información y consultar a los otros Estados sobre aspectos relevantes a los depósitos comunes.

Se puede considerar también que se deben aplicar las siguientes reglas que son de suma importancia y que en realidad establecen la base jurídica para resolver los asuntos de los yacimientos transfronterizos en una situación de ausencia de normas claras en caso de controversias legales.

- Los Estados tienen derecho mutuo de disposición de los depósitos transfronterizos.
- La naturaleza de tal derecho está basada, en la disposición de un interés real in-situ.
- La explotación unilateral de tales depósitos se considera una desviación de las normas legales.
- La explotación de estos depósitos debe realizarse solo por acuerdos mutuos entre los Estados implicados.

Desde 1922 se han firmado, en el mundo, cerca de 28 convenios para la explotación de yacimientos transfronterizos, entre los acuerdos más representativos, se encuentran los siguientes: Austria y Checoslovaquia, Abu Dhabi y Qatar, Francia y España, Islandia y Noruega, Malasia y Tailandia, Japón y Corea. También se sabe que países en América Latina, han suscrito acuerdos de unificación, estos países son Brasil, Colombia y Ecuador, y entre Venezuela y Trinidad y Tobago.

3.1.4 Acuerdos transfronterizos

3.1.4.1 Actividades petroleras en la frontera México – Estados Unidos

3.1.4.1.1 El proyecto Cinturón Plegado Perdido

Las primeras actividades en el área de la frontera marina de México con Estados Unidos, las hicieron los estadounidenses con estudios de la USGS (United States Geological Survey). El estudio concluyó en el primer trimestre de 1981 y dentro del área estudiada comprendió tres partes, toda la región fronteriza, los espacios más allá de las 200 millas náuticas y por último las regiones de aguas profundas de nuestro país en el Golfo de México.

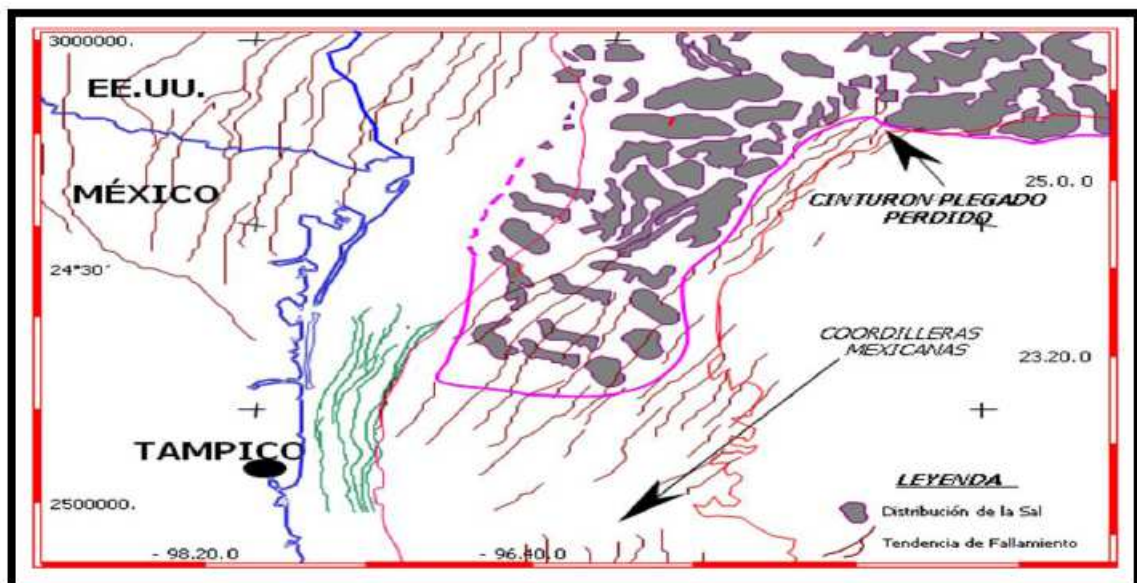


Figura 3.3 Mapa mostrando el Cinturón Plegado Perdido, cruzando la línea fronteriza entre México y Estados Unidos.²

En la región fronteriza se estudiaron áreas desde la desembocadura del Río Bravo, hasta la plataforma de Florida y se señaló la presencia de hidrocarburos y ubicó en sus mapas, seis áreas:

1. - Rio Grande Margin Area.
2. - Perdido Foldbet Area.
3. - Sigsbee Escarpment.
4. - Abyssal Gulf Basin Area.
- 5.- Sigsbee Knolls.
- 6.- Campeche Escarpment.

Aunque el estudio encomendado por el senado de su país supuestamente solo debía comprender las áreas fronterizas, USGS avanzó más al sur, porque las estructuras geológicas se extendían hacia nuevas zonas.

El proyecto Perdido comprende el desarrollo de los primeros tres campos del área Pérdido, estos son Great White, Tobago y Silvetip; los dos últimos mencionados se encuentran en tirantes de agua de más de 2,900 metros. Los primeros reportes señalaron que esperaban anclar las instalaciones de recolección, en una profundidad de caso 8,000 ft y conectar las válvulas mediante tuberías en el lecho marino, se concluía entonces que las empresas participantes estaban en el umbral de rebasar el record tecnológico existente en el desarrollo de campos profundos.

Más tarde se anunció que la compañía “Williams Co Inc.” se encargaría de construir las instalaciones de producción flotantes y las tuberías del proyecto, iniciando en Enero de 2008.

2.- Fuente: “ Exploración gasífera en el área Frontera, Proyecto Lamprea, México”, PEMEX PEP Región Norte.

El reporte anual de Chevron también informó sobre el desarrollo de Great White. Para finales de 2007, Shell anunció que estaba en desarrollo, la instalación de un sistema de producción tipo SPAR y esta sería instalada en un bloque especial de Alaminos Canyon, en el Golfo de México, y sería anclada en el piso marino a una profundidad de 2,392 metros.

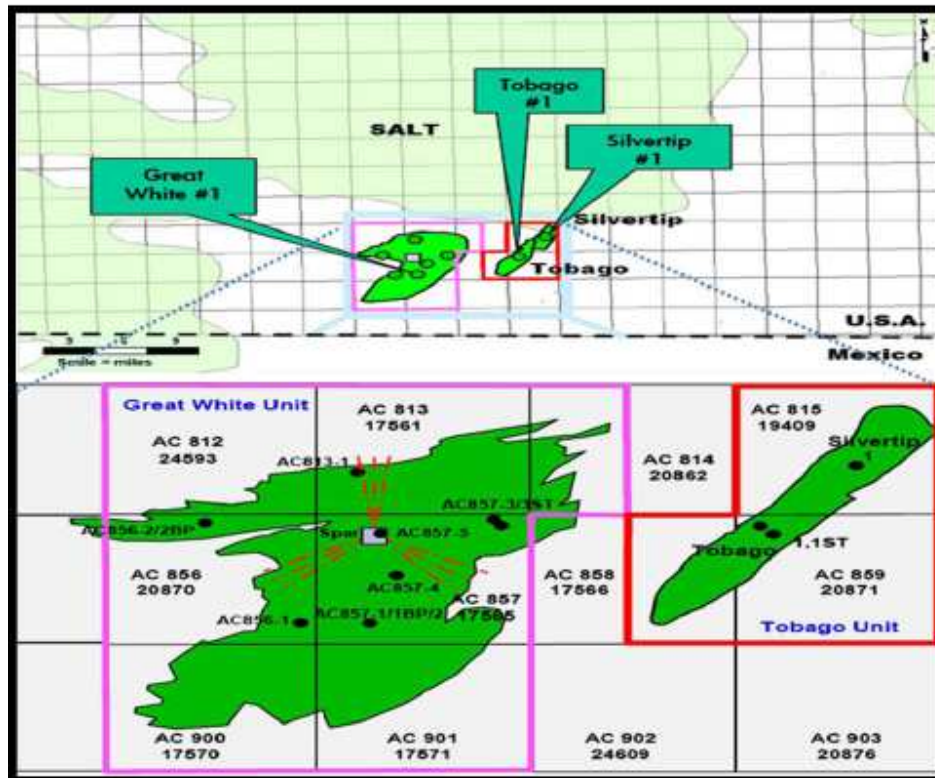


Figura 3.4 Ubicación del Proyecto Perdido.³

Para darse cuenta de la magnitud del Proyecto Perdido en el Golfo de México estadounidense, hay que saber que dentro del mismo se planteó la idea de utilizar el primer sistema de separación y bombeo instalado en el fondo marino, y el cual se pretende que tendrá la tarea de ofrecer estos servicios a toda la producción de estos campos.

El alcance con el cual se pretende contar con el proyecto es con la instalación de 17 árboles submarinos verticales de nueva generación, 2 manifolds para recibir la producción de varios pozos, 2 pilares de succión, controles en superficie, controles submarinos y equipo de distribución submarina, 36 sistemas de cabezales de pozos submarinos, válvulas y/o conectores para 14 terminales de oleoductos y conectores para 29 puentes de conexión entre otros pozos.

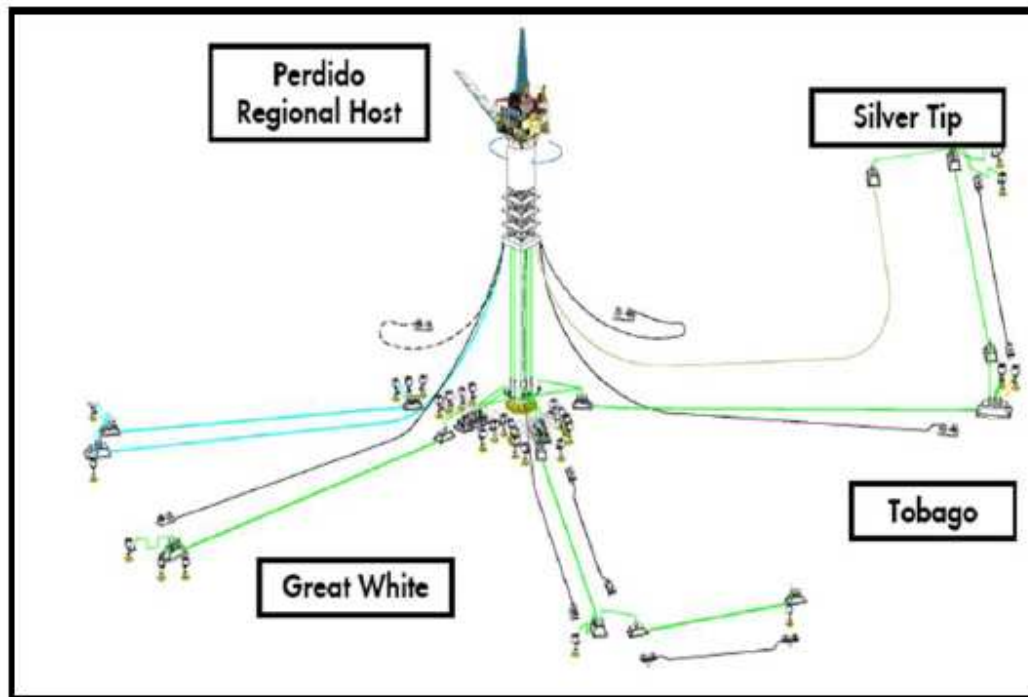


Figura 3.5 Diagrama del diseño de explotación del proyecto perdido.⁴

3.1.4.1.2 La Dona Occidental

El Polígono Occidental se encuentra en la parte central del Golfo de México y tiene una superficie de 17,190 Km², correspondiendo en su mayor parte a la Planicie Abisal (87%) y una pequeña porción al Escarpe de Sigsbee (13%) y queda ubicado en tirantes de agua que varían entre los 2,100 y los 3,700 metros.

Un estudio realizado para este proyecto es el de Limón H. M. el cual fue presentado el 12 de Agosto de 2001 en el Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM. Este estudio se apoyó en 2,300 km lineales de información sísmica bidimensional; complementados con un trabajo sísmico regional realizado por PEMEX Exploración y Producción en 1988, consistió en el levantamiento de 3,000 km lineales cubriendo todo el polígono, con un espaciamiento promedio entre líneas de 20 km y una longitud de grabación de 12 segundos, lo cual equivale a registrar profundidades en el subsuelo de más de 14,000 metros bajo el nivel del mar.

El estudio contiene en su mayor parte información geológica y geofísica, misma que no se tratarán por no llevar la secuencia del tema que tratamos para fines de este capítulo; sin embargo se enunciarán las principales conclusiones con las que finaliza el estudio.

1.- El espesor de la columna sedimentaria que está uniformemente distribuida en el Polígono Occidental, es mayor de 1,000 metros, los 6,000 metros superiores están constituidos por rocas arcillo arenosas del terciario y el resto por rocas calcáreo arcillosas del Mesozoico.

4. - Fuente: Shell

- 2.- Dentro de la secuencia sedimentaria, se postuló la existencia de cuatro intervalos de rocas con potencial generador de hidrocarburos y de cinco intervalos con rocas potencialmente acumuladoras.
- 3.- Estructuralmente, el área del Polígono Occidental se caracteriza por ser esencialmente plana, no deformada, y por lo tanto sin estructuras geológicas de importancia.
- 4.- Entre los 5,000 y 7,500 metros verticales bajo el nivel del mar, en toda el área del Polígono se observan posibles trampas de pequeñas dimensiones asociadas a fallas normales que pudieran contener hidrocarburos.
- 5.- Los resultados de la estimación de hidrocarburos o cantidad de hidrocarburos disponible para acumularse en el área del Polígono Occidental basada en el método de balance de materia, indica un recurso potencial medio de 2,500 mmbpce.
- 6.- Si se comparan los resultados del potencial petrolero del Polígono Occidental con respecto a los de otras áreas fronterizas del Golfo de México, se hace evidente el bajo potencial del Polígono Occidental.
- 7.- Considerando que las características geológicas son uniformes en toda el área del Polígono y que los posibles yacimientos de hidrocarburos serían de tipo estratigráfico, asociados a patrones de sedimentación del terciario, es necesario tener en cuenta la muy alta probabilidad de la existencia de yacimientos transfronterizos.

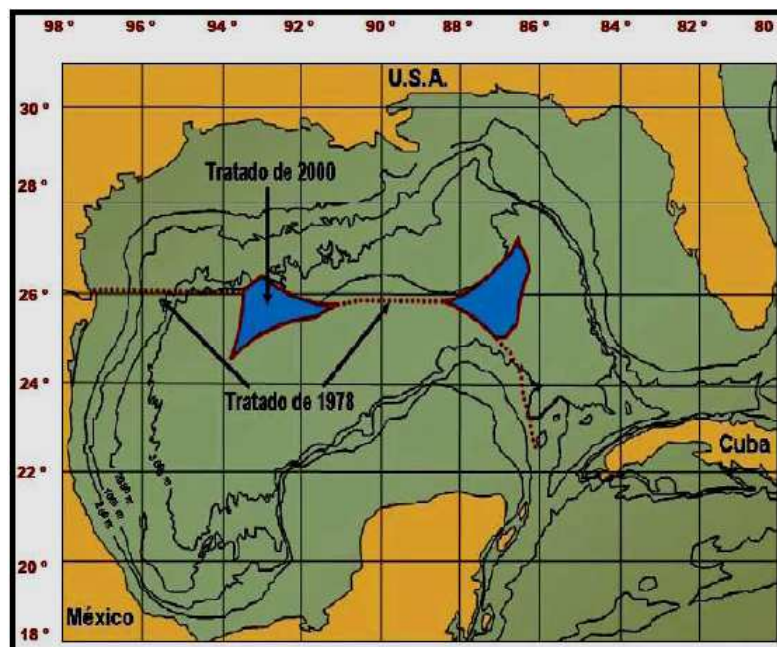


Figura 3.6 Mapa que muestra el polígono occidental y el polígono oriental (hoyos de dona) y la línea fronteriza marítima del tratado de 1978 con los Estados Unidos.⁵

3.1.4.1.3 Campo Trident y Hammerhead

En Julio de 2001 se inició la perforación del Trident -1, aproximadamente a 48 Km al sur en un anticlinal cerrado a lo largo del mismo eje del cinturón, de donde se hicieron las perforaciones BAHA-1 y BAHA-2. Trident-1, en el bloque 903 de Alaminos Canyon, estableció un record de tirante de agua, a los 2,953 metros de profundidad y una profundidad total de 6,250 metros. Este descubrimiento encontró en un rango de 92 metros, una columna gruesa de aceite, encontrándose aceite ligero en la formación Wilcox-Midway.

La integración en gabinete de registros geofísicos, pruebas, registros sísmicos reprocesados en 3D y tiempo de migración, estudios de geoquímica y correlaciones, aseguran el descubrimiento de un gran volumen de turbiditas, de un sistema de depositación de abanicos de aguas profundas.

Buscando delimitar el yacimiento, fue perforado el pozo Trident-2, en el mismo bloque; se encontraron las mismas características que su predecesor; con estos resultados, y asimilando la experiencia de estas dos perforaciones, se perforó el pozos Trident-3, en el bloque 947 de Alaminos Canyon; este pozo también tuvo el mismo éxito que los dos pozos anteriores, confirmándose así la continuidad del yacimiento.

Se han realizado otras dos perforaciones en Alaminos Canyon, en bloques contiguos al límite de la frontera marítima México – Estados Unidos, en el Golfo de México. Toledo, en el bloque 951, que resultó hoyo seco, y en 2004 Hammerhead. Este último pozo se perforó en el año 2004 a 2,427 metros de tirante de agua, por la compañía Shell Offshore Inc. Utilizando la plataforma semisumergible “Jack Rya” de la empresa Global Santa Fe. El bloque 943, en el que se perforó había sido licitado desde 1997, el término de arrendamiento fue 10 años y concluyó el 31 de Diciembre de 2006. El monto de la oferta por dicho bloque ascendió a \$354,450,000 dólares.

Finalmente se considera importante seguir el curso de dos localizaciones de perforación, se trata de “Toronto” y “Aruba”, ambas en el bloque 954 de Alaminos Canyon.

3.1.4.2 Actividades petroleras en la frontera México – Cuba

3.1.4.2.1 La Dona Oriental

Cuba abrió su sector petrolero a la inversión extranjera en 1991 y en el año 1999, dividió su zona económica exclusiva en el Golfo de México en 59 bloques.

En la primera ronda de licitaciones, en Diciembre de 2000, solo se negociaron 6 bloques. El pobre resultado es una consecuencia de las amenazas de los Estados Unidos de aplicar sanciones económicas a las empresas que establezcan relaciones económicas con la isla. En la segunda ronda se negociaron 4 bloques, esto en Agosto del año 2000.

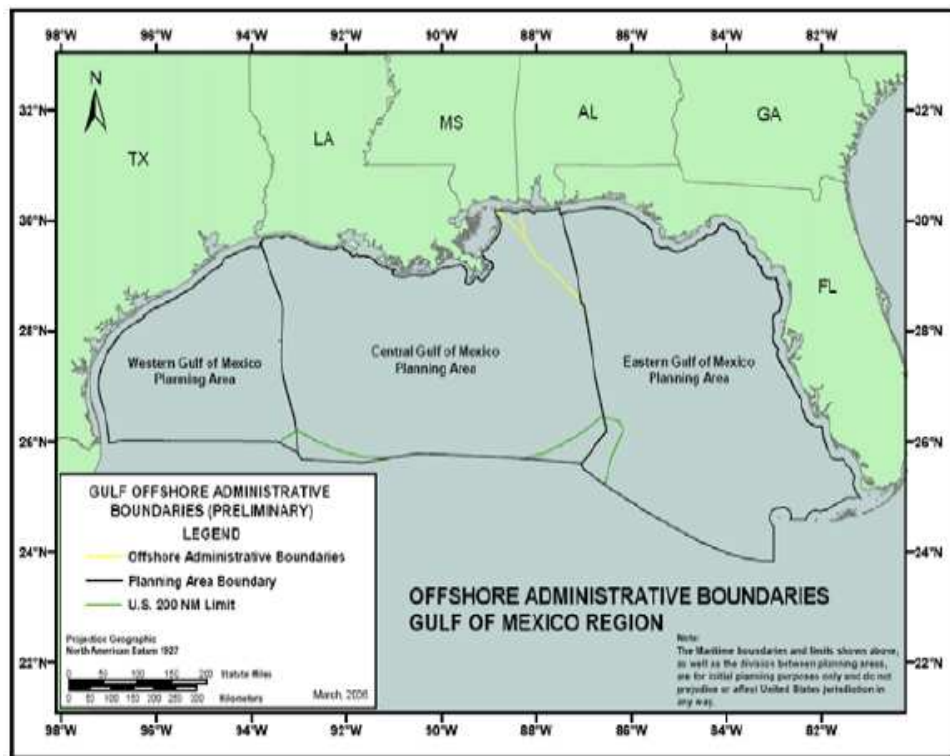


Figura 3.8 Mapa mostrando los límites de las aguas territoriales de los Estados Unidos en el Golfo de México.⁷

3.2 Normatividad para aguas profundas emitida por la CNH

La Comisión Nacional de Hidrocarburos ha emitido y promulgado en el diario oficial de la federación el 11 de Enero de 2011, la resolución para la que se establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán de observar PEMEX y sus organismos para la realización de la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

Esto va acorde del plan nacional de desarrollo 2007-2012, en el sentido de expandir explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Esta regulación de conformidad con el Artículo 1 del capítulo 1 (objetivo de la regulación) es de observarse de manera obligatoria para PEMEX y sus organismos subsidiarios.

De manera general, deberán de cumplir con lo establecido en el Artículo 77:

1.- La realización de una normatividad interna de PEMEX, la cual estará basada en la incorporación de la tecnología a nivel internacional más adecuada y las normas internacionales adoptadas como referencia, sean de mejores prácticas internacionales, las cuales a efecto de

que sean utilizadas como guía o sirvan como para evitar la generación o actualización de algún peligro o riesgo. Esto se puede visualizar en el capítulo IV, el cual establece dicha normatividad, además de la creación de una comisión y sistema que regule dichas normatividades, las cuales serán certificadas por un perito externo independiente cada tres años.

1.- La evaluación del peor escenario posible en el uso de metodologías adecuadas y conforme a las mejores prácticas de la industria. Los cuales están basados en los lineamientos del Capítulo VI y VII, las cuales en forma general establecen:

- Contar con los recursos organizacionales y de coberturas financieras contingentes necesarias para realizarlas actividades de aguas profundas.
- Contar con personal capacitado.
- Identificación de manera particular de los responsables en la jerarquía de la toma de decisiones.
- Contar con un estudio de riesgos.
- Procedimientos de los trabajos técnicos para la etapa de exploración.
- Procedimientos y mecanismos a seguir en cada pozo, del diseño de la tubería de revestimiento, control del pozo que asegure la integridad del mismo, márgenes de seguridad, métodos mecánicos para el análisis del riser y la integridad de la estructura, así como pruebas de negatividad, cambios de fluido, la medición de presión del pozo, la tolerancia al riesgo en el diseño del pozo bajo el empleo de la metodología VCDE.
- Programa de revisión, evaluación y pruebas de preventores, cementaciones, vehículos de operación remota ROV, incluyendo el monitoreo y control remoto de las operaciones de un pozo.

1.- El escenario establecido y cuantificado de los daños y perjuicios a su actualización haya sido certificado por peritos independientes.

2.- Los planes para mitigar los riesgos, como aquellos para la atención de contingencias o siniestros, sean los adecuados para afrontar los riesgos específicos para el/los proyectos, los cuales pueden observarse en el párrafo IV del Artículo 51, inciso E, que la dice: “Se deberán contemplar equipos para atender contingencias o siniestros y estos equipos deberán estar disponibles en un plazo no mayor de 15 días iniciada la contingencia”.

3.- Coberturas financieras contingentes del proyecto que estén de acuerdo con los niveles de riesgo que representen las operaciones inherentes a aguas profundas (Artículo 38).

Esta nueva normatividad da la facultad a la CNH para dar opinión y recomendar las mejores prácticas de las operaciones en aguas profundas en los proyectos actuales y venideros, los cuales deberán acatar los lineamientos ejercidos en el Artículo 58.

El primero paso es el envío de la normatividad interna de PEMEX para después aplicar lo establecido en los Artículos 59 y 60. Una vez realizado lo anterior, deberá realizarse un reporte anual de las actividades de aguas profundas en base a lo señalado en el Artículo 60.

En la actualidad existen proyectos y obras que se están realizando en aguas profundas, las cuales deberán alinearse de conformidad con lo establecido en los Artículos 65 al 77 para la continuidad de las obras, una vez publicado en el diario oficial estos lineamientos para aguas profundas. En el capítulo XI se establecen los procedimientos administrativos para evaluar y subsanar los incumplimientos que se generen del capítulo X en cada proyecto. Deberán de tomarse en cuenta los Artículos 79, 82, 83 y 85, que brindan facultades a la CNH para suspender, clausurar, asegurar, inmovilizar, inutilizar, y ordenar el paro de trabajos, obras y suministros a los trabajos de aguas profundas de un proyecto que no cumpla con los lineamientos establecidos en el Capítulo X.

En los artículos transitorios se establece:

“Para los proyectos en aguas profundas que ya estén en ejecución que vayan a ser presentados en los próximos 6 meses a dictaminarían de conformidad con la resolución CNH.E.03.001/10, o bien, que ya se encuentren dentro del proceso de revisión, la comisión, a través de su órgano de gobierno, emitirá una resolución en la que establezca los elementos específicos e información en materia de seguridad industrial que PEMEX deberá de presentar respecto a dichos proyectos. Lo anterior, de conformidad con las matrices de información que para tal efecto se establezcan.

Adicionalmente, la comisión emitirá los dictámenes y opiniones técnicas respecto de dichos proyectos, de conformidad con lo dispuesto por las resoluciones CNH.06.002/09 y CNH.E.03.001/10, así como también respecto del cumplimiento de las presentes disposiciones.

Con base en la resolución referida en el primer párrafo de este artículo transitorio, PEMEX elaborará y presentará un plan de trabajo, a más tardar, dentro de la tercera semana posterior a la entrada en vigor de estas disposiciones, el cual tendrá por objeto:

- Identificar las diferencias y faltantes en información entre la documentación con la que actualmente cuenta PEMEX respecto de los requerimientos que la comisión solicita para los estudios específicos de seguridad industrial de dichos proyectos.
- Presentar el cronograma y programa de trabajo para solventar dichas diferencias o faltantes de información de esos proyectos.
- Establecer la fecha de presentación ante la comisión de los estudios de seguridad específicos de dichos proyectos.

La presentación de dichos estudios, así como la emisión de la opinión que para tal efecto emita la comisión deberán quedar concluidas en un plazo no mayor a 10 meses.

Quinto.- Las coberturas vigentes a la entrada en vigor de las presentes disposiciones se podrán mantener en los términos contratados hasta su conclusión.

Sexto.- Con base en el programa de movimientos de equipos en aguas profundas a realizarse durante el año 2011 presentado por PEMEX, así como la documentación con la que se cuente con respecto de los proyectos bajo los cuales quedan comprendidos dichos trabajos, la comisión hará una evaluación técnica y remitirá su opinión a la secretaria en materia de seguridad industrial.

Para los trabajos a desarrollarse en aguas profundas durante el año 2011 en tirantes de agua superiores a 1,500 metros, previo al inicio de los trabajos de perforación deberá cumplirse en su totalidad con los elementos establecidos en estas disposiciones.

La siguiente figura, indica de una manera gráfica el análisis de la normatividad emitida por la CNH, considerando los aspectos que esta dictamina para el desarrollo del proyecto, desde la etapa de diseño, hasta el abandono.

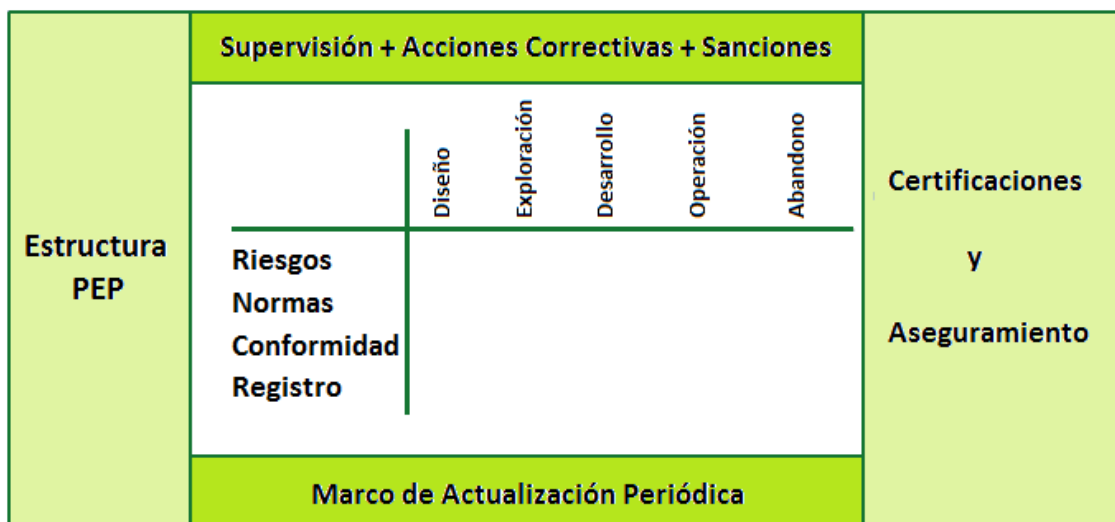


Figura 3.9 Disposiciones de la CNH en SSPA.⁸

3.3 Aspectos Financieros

3.3.1 Objetivos del programa estratégico e iniciativas de exploración

OBJETIVOS DEL PROGRAMA ESTRATÉGICO

Se estima incrementar la producción en un promedio en niveles de 3.1 MMbd aceite y 6.0 MMMpcd de gas en un periodo de entre 3 años y 4 años, esta producción que es superior a la demanda de hidrocarburos interna, nos permite ver la proyección y la importancia de la necesidad de desarrollar rápidamente las aguas profundas en México.

Con el uso de la tecnología y mejores prácticas y técnicas se espera mejorar los resultados exploratorios para alcanzar una relación de reserva probada, y una producción de cuando al menos unos 10 años. Sobre todo mantener los costos competitivos tanto de descubrimiento como de desarrollo, así como de producción.

Hacer un enorme énfasis en mejorar el desempeño en términos de seguridad industrial y protección ambiental para evitar accidentes y mejorar en tiempo y eficiencia todas las operaciones que se realizan en PEMEX Exploración y Producción.

INICIATIVAS DE EXPLORACIÓN

De manera más determinante es intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México profundo para localizar: yacimientos gigantes, o varios yacimientos, para poder mantener los ritmos de producción, tanto para la exportación como el consumo interno nacional y seguirla manteniendo en las cuencas restantes como lo sean de aguas someras y tierra.

Fortalecer la cartera de las oportunidades exploratorias, esto viendo un gran impulso con los altos precios de los hidrocarburos, lo cual se podría ver comenzado, aumentando el número y tamaño promedio de las localizaciones, para así tener un mejor bosquejo de las estructuras con mayor posibilidad de obtener hidrocarburos.

Se deben de definir los lineamientos para una correcta integración, ejecución, y los mecanismos que permitan una pronta y rápida salida de los proyectos exploratorios, así como volver a reactivar proyectos que anteriormente no presentaban un margen rentable (debido al alto precio de los hidrocarburos), para que se convierta su explotación ahora en rentable.

Se deben de mejorar los resultados exploratorios que permitan alcanzar una buena tasa de restitución de reservas totales de un 100% para el año de 2013; este objetivo se logró en la tasa de restitución de reservas en el año 2012, alcanzando el mismo valor con respecto a 2011.

3.3.2 Recursos Financieros

Actualmente se entiende que el desarrollo de los campos y el descubrimiento de potenciales recursos prospectivos, es el objetivo primordial para evaluar el potencial petrolero que permitirá reducir la incertidumbre del recurso prospectivo identificado en incorporar reservas del orden de 2,240 MMbpce.

Las actividades e inversiones se enfocan cerca de 10 aéreas prioritarias que cubren cerca del 23% de la superficie total, solamente esto se verá reflejado a un periodo de entre 3 años y 4 años, con las siguientes acciones:

- Adquisición de cerca de 60,000 Km² de sísmica 3D.
- Perforación prioritaria de 28 pozos exploratorios en las nuevas localizaciones descubiertas para mejorar la tasa de restitución.
- Aumentar la inversión exploratoria cerca del orden de 45,000 Mil Millones de Pesos.

Proyectos	Km ²	Áreas	Áreas Prioritarias	Superficie Km ²
Área Perdido	26,812	2	2	26,812
Golfo de México Sur	396,445	12	3	34,585
Golfo de México B	60,815	5	5	60,988
Totales	484,072	19	10	122,457

Tabla 3.1 Áreas de Interés de proyectos en aguas profundas.⁹

3.3.3 Inversión y metas de PEMEX 2012 – 2016

3.3.3.1 Actividad física 2012 – 2016

Como se ve con gran urgencia debido a los altos costos de descubrir y explotar reservas en aguas profundas, y acelerar el potencial del Golfo de México profundo, se ha priorizado el acelerar que a partir de 2012 y 2013, las contribuciones de aguas profundas a las nuevas incorporaciones de reservas sean mayor al 30% del total de la meta, por lo que se debe de fortalecer y diversificar el portafolio.

Para poder lograr esto se debe de garantizar la disponibilidad de equipos y materiales de perforación, terminación de pozos y sobre todo asegurar una eficiencia operativa. Para esto, la estrategia se enfoca en continuar y mejorar el conocimiento del tamaño y la distribución del tipo de hidrocarburos e incorporar las reservas privilegiando las inversiones de las aéreas con bastante potencial de aceite considerando las siguientes actividades: Confirmar las extensiones

de los plays del paleógeno en las provincias de Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina del Bravo, cuenca salina del Istmo, Porción Occidental del Golfo de México Profundo, evaluar el potencial de los plays mesozoicos y terciarios, además los proyectos de exploración-producción en aguas profundas que se caracterizan por ser de alto volumen-alto riesgo y además una vez realizado un descubrimiento, su desarrollo demanda inversiones entre 2,000 y 4,000 MMUSD.

Por eso la reducción del tiempo entre la primera inversión exploratoria, el descubrimiento y la primera producción es clave en la economía del proyecto. Por eso como prioridad a futuro se debe de adquirir más de 36,000 km² de sísmica 3D para fortalecer la cartera de oportunidades y localizaciones en los alineamientos productores y aéreas nuevas, perforar 31 pozos exploratorios incluyendo pozos delimitadores (de los cuales más de 20 pozos se destinaran a evaluar áreas prospectivas de aceite hasta 2016).

3.3.3.1.1 Área Cinturón Plegado Perdido

Las características de esta área son:

- Área de 12,496 Km², T.A. 2,500 - 3,500 m.
- Fue cubierto con sísmica 3D alrededor de 8,048 km², cobertura aproximada de 64%.
- Plays descubiertos: Oligoceno, Eoceno, Paleoceno, y Cretácico.
- Tipo de Hidrocarburo descubierto: Aceite Ligero alrededor de 26° a 32° API.
- Localizaciones aprobadas: 4.
- Localizaciones de oportunidades: 16
- Nivel de conocimiento relativo: Medio.
- Recurso medio: 11,078 MMbpce con una Pg de 28%.
- Restos: Predecir la calidad de la roca almacén.
- Programa: Perforar al menos cuatro pozos para evaluar el potencial de los plays identificados.
- Avance: Recientemente se aprobó la localización de los pozos Supermus-1 y se documentan las localizaciones Pelagus-1 y Exploratus-1 que probara los plays someros Oligoceno y Mioceno.

Mediante la combinación de la respuesta resistiva de los métodos electromagnéticos y el análisis de amplitudes sísmicas, se ha observado una buena correlación en el área Perdido, por ejemplo las localizaciones Maximino-1, PEP-1 y la oportunidad Alaminos-1

Esta correlación permite reducir la incertidumbre acerca de la presencia y tipo de fluido, lo cual influye en la evaluación de los recursos y su probabilidad geológica, por tanto una reducción en el riesgo de las inversiones.

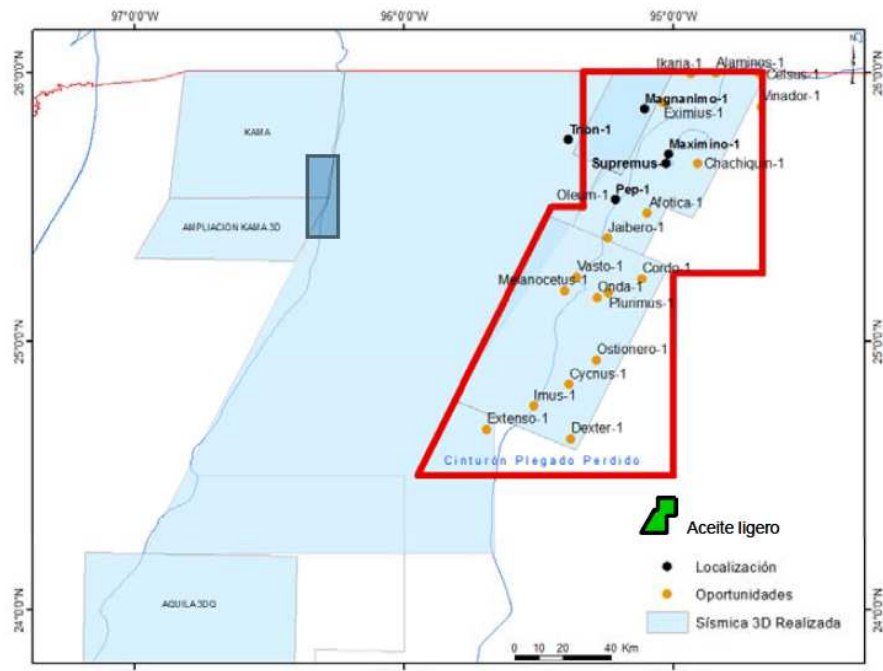


Figura 3.10 Imagen del área de Perdido.⁹

3.3.3.1.2 Área Holok

Las características de esta área son:

- Considerando el tipo de plays e hidrocarburos a encontrar, se subdividió en Holok Occidental y Holok Oriental.
- Área total: 24,100 Km², T.A.: 500 - 2500 m.
- Sísmica 3D: 19,900 Km² que representa el 100% del área de mayor respectividad.
- Plays: Neógeno, Paleógeno y Mesozoico.
- Localizaciones aprobadas: 13.
- Nivel de conocimiento relativo: Medio.
- Recurso medio: 12,644 MMBpce con Pg de 22%.
- Retos: Predecir distribución, calidad de roca almacén y tipo de hidrocarburos y en Holok Oriental, mejorar imagen subsalina.
- Avance: Se adquirieron los cubos Han-Cequi y Yoka-Ixic y se seleccionaron áreas prioritarias para acelerar el procesado sísmico y la generación de localizaciones.

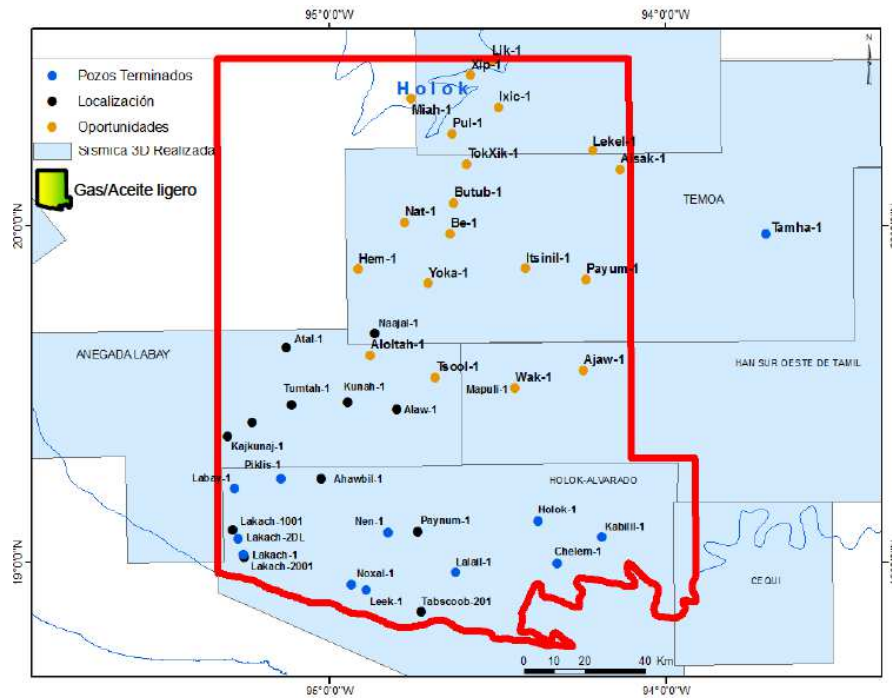


Figura 3.11 Imagen del área de Holok.⁹

3.3.3.1.3 Área Cinturón Subsalino

Las características de esta Área son:

- Área: 14,288 Km², T.A.: 500 - 2500 m.
- Sísmica 3D: Cobertura 100%.
- Plays: Eoceno, Oligoceno y Mioceno.
- Localizaciones aprobadas: 1.
- Nivel de conocimiento relativo: Bajo.
- Recurso medio: 5,900 MMbpce con una Pg de 18%.
- Reto: Mejorar imagen del subsuelo en plays subsal y el entendimiento del sistema petrolero.
- Programa: Perforar al menos cuatro pozos para evaluar el potencial de los plays identificados en el área.
- Avance: Se aprobó la localización Trion- 1, además se documentan las oportunidades Vasto-1 y Corfu-1 en el corto plazo.

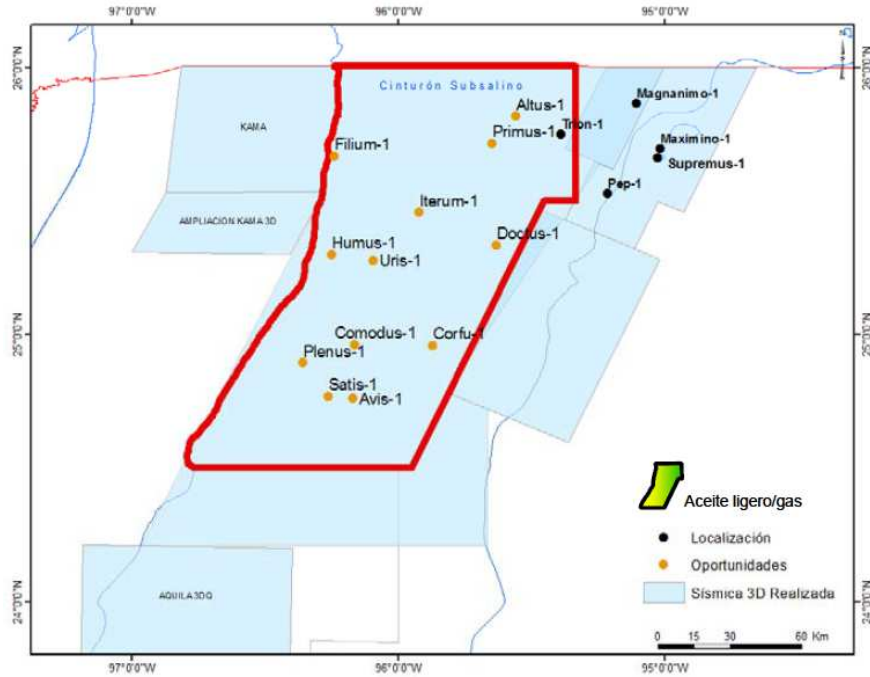


Figura 3.12 Imagen del área del Cinturón Subsalino.⁹

3.3.3.1.4 Proyecto Lakach

UBICACIÓN

El campo Lakach se ubica a 131 km al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz y 98 km al Sureste de la Ciudad de Veracruz, Veracruz, en aguas territoriales del Golfo de México.



Figura 3.13 Ubicación del área del Proyecto Lakach.¹⁰

OBJETIVO

El proyecto de explotación Lakach tiene como objetivo maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) del campo Lakach con el fin de extraer 650 mil millones de pies cúbicos de gas natural, totalizando un volumen a venta de 625 mil millones de pies cúbicos de gas y 8 millones de barriles de condensado, Se pretende obtener la primera producción en marzo 2015, y se planea alcanzar una producción máxima de 400 MMpcd en 2016; para ello se requerirá una inversión de 20,281 millones de pesos, en un periodo de 2011 a 2023.

ALCANCE

El Proyecto de Explotación Lakach considera:

- Perforación de 6 pozos de desarrollo y recuperación del pozo delimitador Lakach-2DL.
- Instalar 2 ductos de transporte de 18 Ø x 60 km.
- Instalar líneas submarinas de descarga para la interconexión de los equipos submarinos.
- Instalar equipos y terminales de interconexión submarina para pozos y futuros desarrollos.
- Instalar 60 km de umbilicales.
- Instalar un sistema de monitoreo y control.
- Construir una estación de acondicionamiento de gas con Ilustrativo capacidad 400 MMpcd

Para el desarrollo del proyecto PEMEX identificó y evaluó cuatro alternativas finales:

ALTERNATIVA 1. Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 4 pozos para explotar ambas arenas y 2 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back (interconexión larga) a la estación de acondicionamiento de gas. El arreglo consta de sistemas submarinos que serán interconectados a dos ductos que transportarían la producción hasta la estación de acondicionamiento de gas, considerando exclusivamente recuperación primaria, es decir, empleando únicamente la energía propia del yacimiento.

ALTERNATIVA 2. Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back a la estación de acondicionamiento de gas. El concepto de desarrollo y arreglo superficial submarino de la infraestructura es idéntico al de la alternativa 1. La única variante es la terminación de los pozos, la cual permitirá el acceso a los yacimientos.

ALTERNATIVA 3. Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos; siendo 4 pozos para la explotación de ambos yacimientos y 2 pozos para la explotación sólo del yacimiento superior, mediante sistemas submarinos interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia, en la que se acondicionaría el gas, para posteriormente enviar la producción a la estación de acondicionamiento de gas. La plataforma se instalaría en un

tirante de agua de aproximadamente 180 m, en una localización cercana a otros descubrimientos, con el fin de incentivar el desarrollo integral.

ALTERNATIVA 4. Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar únicamente el yacimiento superior, los cuales mediante sistemas submarinos interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia en la que se acondicionaría el gas y enviado por un solo ducto a la estación en tierra.

En todos los casos la capacidad de la planta e infraestructura será del orden de 400 millones de pies cúbicos diarios de gas. Dado el tipo de yacimiento y con base en el comportamiento de campos análogos en México, la estrategia de explotación del campo será por producción primaria.

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, es la Alternativa 1. La tabla 3.2, presenta los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Año	Producción acumulada anual de Gas (mmmpc)	Producción acumulada anual de Condensado (mb)
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	225	18
2015	1492	120
2016	1505	121
2017	1660	133
2018	1330	93
2019	893	72
2020	482	39
2021	207	17
2022	132	11
2023	27	2
Total	7953	625

Tabla 3.2 Producción de la alternativa seleccionada.¹⁰

INVERSIONES

La inversión para el horizonte 2011-2023 en el proyecto es de 20,281 millones de pesos, más una inversión de 1,041 millones de pesos por concepto de abandono y el gasto de operación que se ejercerá es de 4,034 millones de pesos, como se describe en la tabla 3.4

Año	Inversión (mmpesos @2010)	Inversión de abandono (mmpesos @2010)	Gastos de Operación (mmpesos @2010)
2011	395	-	43
2012	1012	-	42
2013	6515	-	49
2014	7871	-	153
2015	266	-	662
2016	517	-	661
2017	373	-	718
2018	554	-	583
2019	562	-	415
2020	369	-	262
2021	386	-	172
2022	363	-	153
2023	1098	1041	123
Total	20281	1041	4036

Tabla 3.3 Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).¹⁰

3.4 Equipos contratados por PEMEX

EQUIPO	Tirante de Agua (Pies)	Profundidad Máxima	Contratación	Número de Pozos
 Ocean Worker	3,000	25,000	Agosto de 2003 Agosto de 2007	5
 Ocean Voyager	3,000	25,000	Noviembre de 2007 Diciembre de 2009	5
 Max Smith	7,000	25,000	Agosto de 2008 Diciembre de 2011	6
 Centenario	10,000	40,000	Septiembre de 2010 Diciembre de 2012	2
 Bicentenario	10,000	40,000	Julio de 2011 a Agosto de 2016	1
 West Pegasus	10,000	35,000	Agosto de 2011 a Agosto de 2016	Sin Información
 Muralla IV	10,000	35,000	Junio de 2012 a Noviembre de 2017	1

Tabla 3.4 Equipos Contratados por PEMEX 2003 – 2017.⁹

Capítulo IV.

Metodología FEL aplicada a proyectos en aguas profundas

4.1 Introducción a la metodología FEL

4.1.1 Antecedentes históricos

La metodología FEL surgió principalmente como una necesidad por compañías constructoras para optimizar proyectos, una de las características del FEL, es la evaluación para ver los posibles escenarios, involucrando el riesgo asociado a cada uno de ellos. A finales de los años 70's, se estudiaron las causas que ocasionaban la disminución de la productividad que experimentaba la industria de la construcción en Estados Unidos, y fue necesario proponer soluciones para detener y revertir esta tendencia. Con los estudios realizados, se logró publicar un informe de efectividad de costo de la industria de la construcción (conocido por sus siglas en inglés CICE). En este informe se identificaron y propusieron soluciones para una serie de problemas específicos relacionados con la pérdida de la productividad observada; algunos de los impactos más notables, sobre todo en los costos de los proyectos fueron :

- Deficientes prácticas de seguridad.
- Diferentes prácticas de administración de la construcción.
- Falta de motivación de los trabajadores

En 1983 se creó la “Construccion Industry Institute” (Instituto de la Industria de la Construcción, CII por sus siglas en inglés), de acuerdo a las recomendaciones por parte de la CII, existen áreas donde todos los administradores de proyecto, ya sea actuando como tales o como administradores de construcción, deberían tomar el liderazgo y ejercer su poder para influenciar el resultado de las actividades y con esto asegurar el éxito al termino del proyecto.

La misión de la CII, es “Mejorar la efectividad del costo de la inversión durante el ciclo de vida de un proyecto industrial, desde la definición inicial del proyecto hasta la terminación, recepción y pruebas”; lo anterior con la colaboración de importantes resultados de la industria y adicionando orientación en las mejores prácticas descubiertas a través de la investigación. Los miembros de la CII son colectivamente, personal participativo en un foro de discusión de los procesos de la ingeniería.

La CII reconoció que los éxitos proyectados del uso de estas prácticas es una función de muchos parámetros no solamente de la efectividad del uso de los recursos, estos elementos son:

- Gente.
- Estrategia.
- Ejecución.

La propuesta de James Porter vicepresidente de ingeniería y operaciones de la empresa “DuPont”, muestra la evolución y proyección futura de las prácticas en la industria, en las mejoras prácticas propuestas por la CII, las cuales son un elemento clave. Por lo anterior, la industria de la construcción ha madurado empleando las mejores prácticas acatadas por recomendación de la CII, y según Porter ya está lista para iniciar un nuevo ciclo de crecimiento apoyándose en la integración y automatización del conocimiento generado por las mismas.

Las principales prácticas validadas son las enlistadas a continuación:

- Definición inicial del proyecto FEL o “Pre-Project Planning”, incluyendo “Project Definition Rating Index” (por sus siglas en inglés PDRI).
- Alineación.
- Contractibilidad.
- Efectividad del diseño.
- Administración de materiales.
- Construcción de equipos o “Team Building”.
- Administración de calidad.
- Administración del cambio.
- Resolución de disputas.
- Técnicas de cero accidentes.

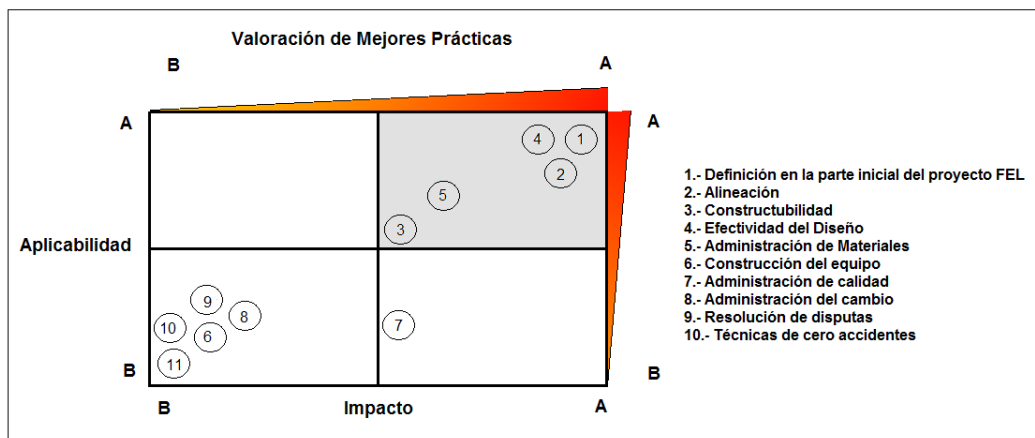


Figura 4.1 Selección y priorización de mejores prácticas existentes.¹

Con la evaluación del impacto de resultados y aplicabilidad de las mejores prácticas propuestas por el CII, este organismo mostró que las prácticas de la definición inicial del proyecto o “Pre Project Planning” (FEL) fue la que obtuvo la calificación más alta.

4.1.2 Objetivos

Los principales objetivos del FEL son:

- Asegurar que las necesidades del negocio sean el principal factor para la inversión del proyecto.
- Asignar las responsabilidades del proyecto a los integrantes del equipo
- Mejorar la productividad de los bienes de capital al usar la mejor tecnología disponible
- Eliminar la inversión no productiva
- Minimizar los cambios durante la ejecución del proyecto para reducir costos y acortar la duración.

4.1.3 Importancia en el uso de la metodología FEL

En los años 90 el instituto de la Industria de la Construcción (CII), identificó a la definición inicial del proyecto (Front End Loading), como un área de investigación muy importante, debido al impacto significativo en el resultado en proyectos de inversión.

La metodología FEL cubre el periodo en donde los gastos son relativamente bajos y donde la habilidad para influenciar en el valor del proyecto es grande; lo anterior puede ser comprendido de una mejor forma, si se toma en cuenta que es mucho más fácil de influenciar en los resultados del proyecto durante la etapa de planeación (cuando los gastos son relativamente los mismos), en lugar de afectarlo durante las etapas de ejecución u operación de las instalaciones (cuando los gastos son mucho más significativos). Está es una característica importante de la metodología FEL.

4.1.3.1 Ventajas y beneficios

Revisando el análisis de todas las investigaciones realizadas por el CII de la parte inicial de un proyecto que implementa metodología FEL, con respecto a un proyecto que no aplique esta metodología puede por lo menos considerar los siguientes términos:

- Reducir el costo del proyecto hasta un 20% del monto programado.
- Reducir la variabilidad de los resultados del proyecto en términos de los costos, programa y operatividad.
- Incrementar la oportunidad de cumplir con objetivos ambientales y sociales.

- Incrementar la posibilidad de mejorar los logros en objetivos de negocio.
- Mejorar la administración de riesgos.
- Reducir la posibilidad de cambios de alcance.

Uno de los aspectos más importantes que aportan la definición inicial del proyecto, es el incremento del valor que se puede obtener si se eligen en los proyectos de manera correcta, y además se ejecuta correctamente; lo que permite pronosticar grandes probabilidades de éxito al termino del mismo.

Al Igual se ha observado que la selección del proyecto correcto no necesariamente da una garantía de la buena ejecución del mismo, lo anterior debido a que en las etapas siguientes intervienen otros factores que pueden reducir el valor del proyecto, factores que pueden ser notables al tener como una mala ejecución del mismo proyecto. La definición inicial del proyecto con metodología FEL, es un proceso a través del cual empezarán a madurar el alcance, el costo estimado y el plan de ejecución del proyecto.

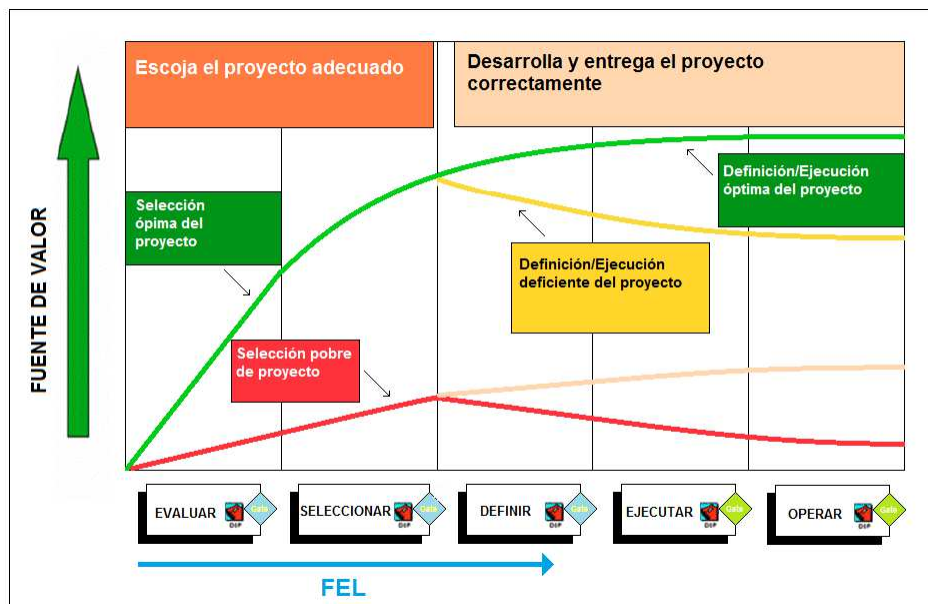


Figura 4.2 Plan de negocios BP.²

4.2 Definición de metodología FEL

La definición conceptual de los proyectos con metodología FEL, se consideran como un término acuñados por la compañía “DuPont”, la cual desde hace más de 15 años empleó esta metodología para ayudar a enfocar a la gente, para que esta desarrollara los procesos y las disciplinas y con ello, ejecutar correctamente los proyectos. En términos generales esta metodología sirve para definir que es lo que se necesita hacer, y la forma en que la gente que lo lleva a cabo, pueda realizar el proyecto por el camino más óptimo y efectivo para el negocio. El concepto de FEL en la actualidad es empleado por las más grandes plantas

químicas y de energía y procesos, en Estados Unidos, y también en algunas filiales de PEMEX, que básicamente se basa en la planeación y documentación de sus proyectos de inversión.

Para este contexto la definición inicial de un proyecto o metodología FEL, ha tomado varias denominaciones, como es indicado por la CII que lo toma con varios nombres:

- Pre Project Planning.
- Front End Definition.
- Front End Engineering.
- Front End Planning.

Debido a los nombres mencionados existen diferentes definiciones del término Front End Loading (FEL), mismas que van dependiendo de la compañía que lo aplique.

Algunas definiciones de Front End Loading (FEL) son :

- Proceso por medio del cual se desarrolla suficientemente información estratégica para que las personas que desarrollan el proyecto o dueñas de la inversión, identifiquen los riesgos implícitos, definan una estrategia para mitigarlos y con esto puedan comprometer los recursos maximizando la probabilidad para que el proyecto sea completamente exitoso.
- Es una herramienta para que los negocios en donde se implica una inversión, provean un mecanismo para ayudar a las compañías a seleccionar y categorizar las diferentes oportunidades del proyecto a través de un proceso sistemático, riguroso y analítico.
- La IPA (Análisis Independiente de Proyectos), también define al Front End Loading (FEL), como un proceso que traduce las oportunidades de negocios y tecnología a un proyecto de inversión, donde la mayoría de los objetivos de los proyectos se alinean con los objetivos del negocio, para desarrollar de manera eficiente el diseño del proceso y el plan de ejecución para lograr los objetivos del proyecto.
- De manera general, es el proceso de planeación que sucede una vez que el proyecto ha sido iniciado por la unidad de negocios, hasta que el proyecto es autorizado para realizar la ingeniería de detalle y construcción.
- Alex Willing define al Front End Loading, como un proceso estructurado que cubre las tareas, actividades y entregables de las primeras etapas de un proyecto, para maximizar sus oportunidades de éxito.

- También se definen las dimensiones de la oportunidad de negocio, proporcionando la claridad para responder las siguientes preguntas: ¿Por qué?, ¿qué?, ¿quién?, ¿cuándo? ¿Cómo? y ¿dónde?. Debe construirse un proyecto para cumplir los objetivos de negocio.
- Es un modelo que ayuda al desarrollo de procesos, disciplinar y enfocar a la gente para en esencia definir ¿Qué se quiere hacer?, y el camino que la gente estará siguiendo para hacerlo de tal manera que se obtengan los resultados más efectivos para el negocio.

El Front End Loading llegó a tener una gran influencia en los resultados del proyecto, ya que de manera más importante incrementa la información crítica del comienzo de un proyecto para así reducir la posibilidad de riesgos y asegurar el éxito al término del mismo. Al revisar algunas de estas definiciones se toma en cuenta como la más acertada y actualizada y operacional la planteada por el IPA:

El Front End Loading es un proceso que traduce las oportunidades de negocio y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto estén alineados con los objetivos del negocio, para desarrollar el más eficiente diseño del proceso y el plan de ejecución para lograr los objetivos del proyecto. El FEL continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado y termina hasta que finalizar completamente con el paquete de diseño básico. Lo anterior define ¿Que estaremos haciendo?, ¿Cómo lo estaremos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estar haciendo? y ¿Qué recursos se necesitan?.

4.3 Principios básicos

La CII ha logrado identificar los principios básicos del Front End Loading (FEL); la probabilidad de éxito del mismo, consistente y predecible es grande cuando los siguientes puntos son incorporados a la filosofía de una unidad corporativa.

- La definición inicial de un proyecto es un proceso en el cual se puede y se debe de estandarizar. Sus conceptos deben de ser adoptados según las necesidades de la compañía y de cada proyecto en específico, en términos de escala y complejidad. En cualquier caso los fundamentos deben ser aplicados a todo proyecto.
- La definición inicial de un proyecto es una responsabilidad del dueño del negocio. Los consultores y los otros contratistas, pueden jugar un rol mayor en la ejecución del proyecto, pero el dueño debe de asegurar que las necesidades del negocio se estén cumpliendo. Los objetivos del proyecto deberán de cumplirlos objetivos del negocio.
- Las metas corporativas y lineamientos del FEL deberán de ser bien definidas y claramente comunicadas para todos los involucrados en el proyecto.

- El negocio y las consideraciones operacionales, regulatorias y objetivos ambientales y sociales, deben de estar completamente comprendidos, claramente comunicadas y efectivamente integrados durante el proceso FEL. La alineación de metas dentro del equipo de proyecto es crítico.
- La cantidad del esfuerzo en el diseño inicial para la autorización del diseño de detalle y construcción, debería de ser por lo menos 10% del esfuerzo total requerido y preferentemente mayor para asegurar mejor la predictibilidad de los resultados de programa y costo.
- La autorización de proyectos con menor cantidad de ingeniería desarrollada, estará acompañada de una gran probabilidad de riesgo y por lo tanto deberá haber consideraciones de mayor contingencia.
- Un proceso corporativo, deberá de incluir un plan de Front End Loading (FEL). Este proceso deberá considerar como mínimo una carta de cada proyecto, un plan de ejecución de cada proyecto y participación de un equipo multidisciplinario.

4.3.1 Retos de la metodología FEL

La CII ha logrado identificar, que según la experiencia reportada cuando una unidad de negocio quiere mejorar sus proyectos y decide hacer la implementación de un proceso formal de la definición inicial de un proyecto FEL, habrá resistencia natural; en primera instancia de la unidad de negocio y del personal técnico, y generalmente debida a dos percepciones generales.

- No es posible permitir gastar dinero en planeación conceptual para proyectos que posiblemente no serán aprobados.
- Este tipo de planeación requiere mucho tiempo y rastrea la fecha de terminación del proyecto.

Analizando la investigación del equipo de la CII, junto con una respuesta substancial de un número de dueños que tiene un proceso formal de planeación, ha de definirse claramente, o demostrarse lo contrario; así, una buena definición inicial del proyecto permite:

- Mejorar la claridad estimada del costo.
- Mejorar la calidad de la programación.
- Mejorar el cumplimiento de los objetivos operacionales y metas de producción en los primeros seis meses de operación.

- Mejorar el cumplimiento en los objetivos del negocio.
- Mejorar la definición de riesgos.
- Realizar pocos cambios de alcance.
- Reducir mucho la probabilidad de falla y desastres del proyecto.

Con los datos estadísticos que arrojan cifras de Estados Unidos, existe siempre la oportunidad de reducir los costos en el proyecto hasta un 20 %; por esto la definición inicial del proyecto (FEL) ha mostrado representar una oportunidad significativa para que los dueños del negocio mejoren el desempeño de los proyectos.

Por razones como la anterior, es muy importante invertir esfuerzos en la etapa de planeación, ya que es en esta etapa en donde se pueden definir los elementos clave que al final permitirán reducir incertidumbre en los resultados del proyecto, y obtener los beneficios esperados del mismo.

Los elementos clave que requieren estar definidos al término del proceso del FEL son:

- Tecnología seleccionada.
- Sitio seleccionado.
- Alcance definido.
- Costo y programa determinado.
- Equipo de proyecto integrado.
- Documentación para la ejecución del proyecto.
- Comprensión por parte del equipo del proyecto.
- Atender necesidades de quien toma las decisiones.
- Realizar recomendaciones coherentes.
- Contar con el compromiso de todos los participantes.

Las metas que definen el proyecto, son asegurar un detallado y documentado entendimiento del alcance del mismo; la definición inicial del proyecto empleando metodología FEL, incluyen todas las fases del proyecto antes de la autorización para su construcción. La definición inicial del proyecto que emplea metodología FEL, también ayuda a reducir el número de cambios después de la autorización.

4.4 Componentes y elementos de la metodología FEL

4.4.1 Ciclo de vida de los proyectos

Antes de comenzar la implementación de la metodología FEL es necesario conocer el ciclo de vida que tiene un proyecto, con la finalidad de tener en consideración las etapas que aparecerán dentro del mismo.

La figura 4.3 representa este ciclo, se puede apreciar que existen 2 factores que se deben considerar principalmente como parte inicial y final del proyecto, siendo estos la influencia y las inversiones del mismo; en el transcurso del ciclo de vida de los proyectos, al inicio con la máxima influencia se encuentran las etapas de la metodología FEL: la visualización, conceptualización y definición; conforme va reduciendo la influencia y aumentando la inversión del proyecto en cierto punto del ciclo cuando estas se cruzan, al término de la etapa de la definición encontramos 3 nuevas etapas: diseño detallado del proyecto, construcción y arranque del mismo.

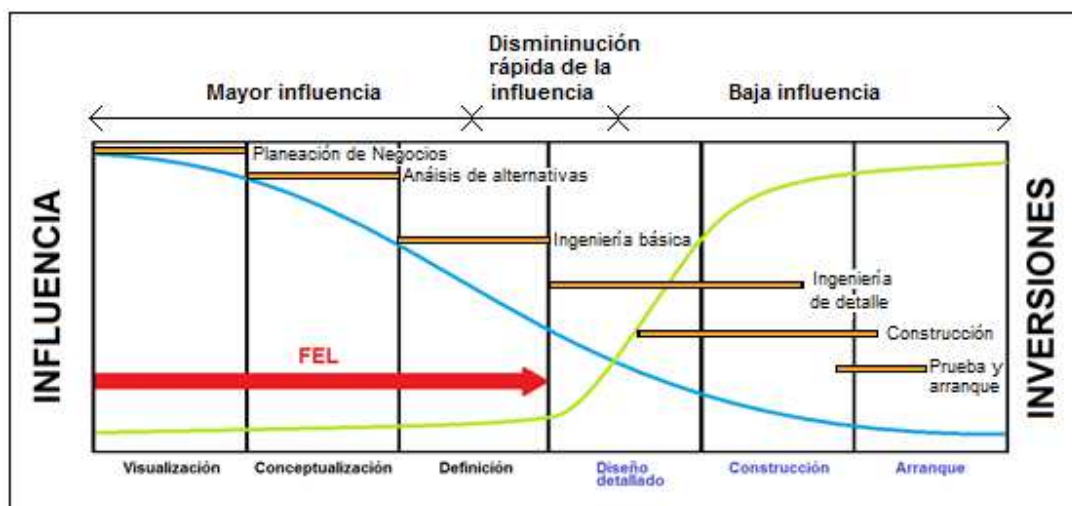


Figura 4.3 Ciclo de vida de los proyectos.³

4.4.2 Toma de decisiones

El FEL es una mejor práctica en la industria para el desarrollo de proyectos, para una buena toma de decisiones en la metodología, se deben considerar un punto de decisión y revisión entre la ejecución de una etapa y otra. Dentro de las etapas se debe considerar un documento de soporte de decisión y debe existir un espacio de decisión óptima en la toma de decisiones estratégicas, considerando una identificación de valor.

Posteriormente a la implementación de la metodología FEL, se considera un espacio de ejecución estratégica, en el cual se debe tomar en cuenta materializar el valor. Si lo anterior es

implementado de manera correcta, entonces se puede decir que habrá una buena toma de decisiones durante el proyecto y con esto los resultados del mismo apegados a resultados óptimos.

Lo anterior puede apreciarse de manera ilustrativa por medio de la figura 4.4, la cual pretende conceptualizar de manera más sencilla los elementos considerados anteriormente para la toma de decisiones.

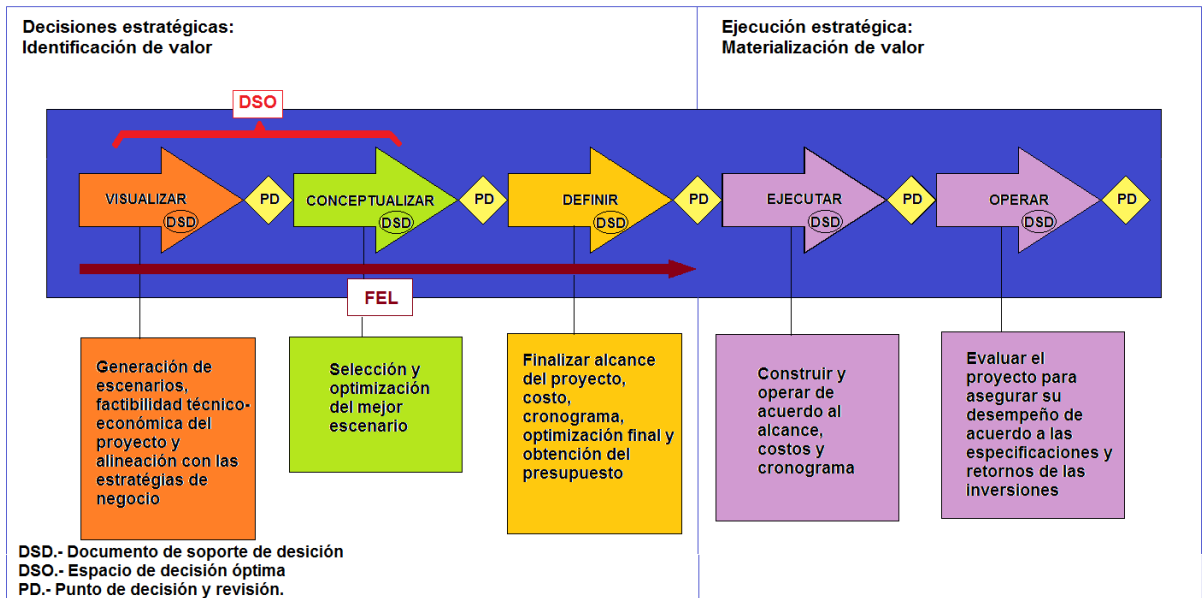


Figura 4.4 Etapas en la toma de decisiones dentro de la metodología FEL.⁴

4.4.3 Factores críticos

Una minuciosa recopilación de estudios continúa mostrando que el no contar con los elementos críticos, causa retraso o fracaso de muchos proyectos.

Todos estos elementos críticos tienen un enlace común y son moderados por decisiones u omisiones humanas en las primeras frases del proyecto. Siete de los elementos más críticos de proyecto y del respectivo perfil de éxito o falla se muestran en la siguiente tabla.

Perfil de Éxito	Elemento del Proyecto	Perfil de Fracaso o Falla
Compromiso	Patrocinador	Ausente
Claros	Objetivos	Supuestos
Contribucion	Cliente	No Involucrados
Diseño	Recursos	Inapropiados
Definidos	Requerimientos	Incompletos
Disciplinada	Planeacion de Proyectos	Inadecuada
Acordado	Alcance	Crecimiento sin control

Tabla 4.1 7 Elementos que componen un proyecto.⁵

En este sentido, la CII ha reconocido seis factores que afectan significativamente el éxito de un proyecto y que toda unidad de negocio debe de considerar como puntos básicos en un proyecto; dichos factores son:

- La cantidad necesaria para incrementar el diseño del trabajo de ingeniería total en horas de trabajo completadas debe de ser entre el 10 % y 25 % antes de la autorización del proyecto.
- Desarrollo de la carta proyecto.
- Desarrollo de líneas base de control del proyecto.
- Preparar el plan de ejecución del proyecto.
- Adecuado número de organismos participantes en el Front End Loading.
- Desarrollar un plan para el Front End Loading.

Así mismo la compañía “Three Mouses Consulting” ha determinado que existe una tremenda presión de tiempo para completar los proyectos de manera rápida y con menos dinero, por lo que el Front End Loading falla algunas veces debido a la enorme presión de tiempo.

Es importante mencionar que propiamente el desempeño de la definición inicial del proyecto con uso de metodología FEL, es una responsabilidad del dueño del negocio y no puede ser completamente delegada. La delegación de este trabajo a consultores no sustituye la responsabilidad del encargado del proyecto; por lo que los dueños o encargados del proyecto, son los últimos clientes que se verán beneficiados por el éxito o perjudicados por el fracaso al término del mismo.

4.5 Etapas de la metodología FEL

4.5.1 Descripción y diagrama de etapas

La metodología FEL se compone de 4 etapas, siendo estas: etapa Pre - FEL, Visualización, Conceptualización y Definición. Estas etapas contienen dentro de sí mismas diferentes pasos a seguir para poder pasar entre una y otra y también integran diferentes elementos y conceptos que permiten ir desarrollando el proyecto.

La siguiente figura muestra las etapas mencionadas anteriormente, así como los elementos y conceptos que integran a cada una.

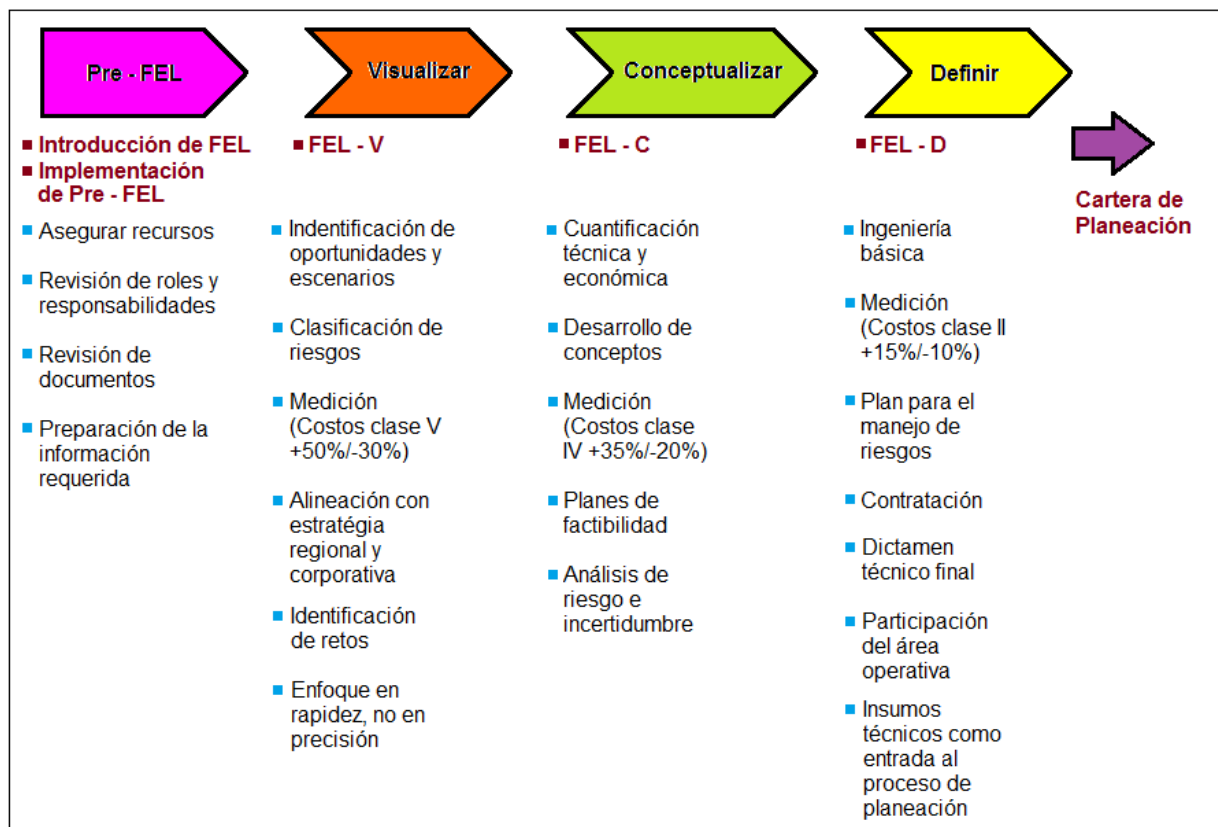


Figura 4.5 Etapas de la metodología FEL.

4.5.2 Etapa Pre – FEL

Como su nombre lo indica, en esta etapa debemos ubicarnos antes de implementar la metodología FEL, esta etapa contiene 4 pasos a seguir siendo estos:

Asegurar recursos.- Implica asegurar que se tengan todos los recursos necesarios para cada etapa del FEL, estos recursos comprenden en primer punto a los recursos humanos, dentro de los cuales debe existir un equipo multidisciplinario de 10 o más personas y se deben establecer grupos de pares, mismos que deben contar con un espacio físico suficiente. Posteriormente se debe probar el portal de documentación y dictamen de proyectos de explotación y considerar los sistemas de tecnología y equipos de soporte, (tales como son PC's, laptops, tablets, proyectores, bases de datos, etc.). Toda la responsabilidad recaerá en un líder de proyecto.

Revisión de roles y responsabilidades.- Esta parte de la etapa refiere a que se debe asegurar que todos los miembros del equipo del proyecto entiendan sus roles y responsabilidades para las etapas de la metodología FEL, es necesario asignar tareas macro y llevar una revisión de requerimientos de los equipos multidisciplinarios. Dentro de los participantes, se debe designar a un líder de proyecto, el equipo principal y un administrador del activo.

Revisión de documentos.- Como su nombre lo indica, se deben revisar los documentos asociados a la preparación técnica, tales como son los requerimientos corporativos, planes estratégicos, ciclo de planeación y proceso FEL.

Preparación de la información requerida.- Considera asegurar que se tengan todos los datos (análisis comparativos e históricos, relaciones empíricas y análogas), y la información necesaria para cada etapa del FEL; la información más relevante es acerca de reservas, producción, perforación y terminación de pozos, instalaciones y nuevas tecnologías o procesos.

Esta etapa (Pre –FEL) puede analizarse también planteando algunas preguntas referidas a los propósitos del proyecto y con las herramientas ya indicadas en las sub etapas de la misma, la siguiente figura ilustra de una manera más sencilla, el análisis de la etapa Pre – FEL y cuáles son sus objetivos.

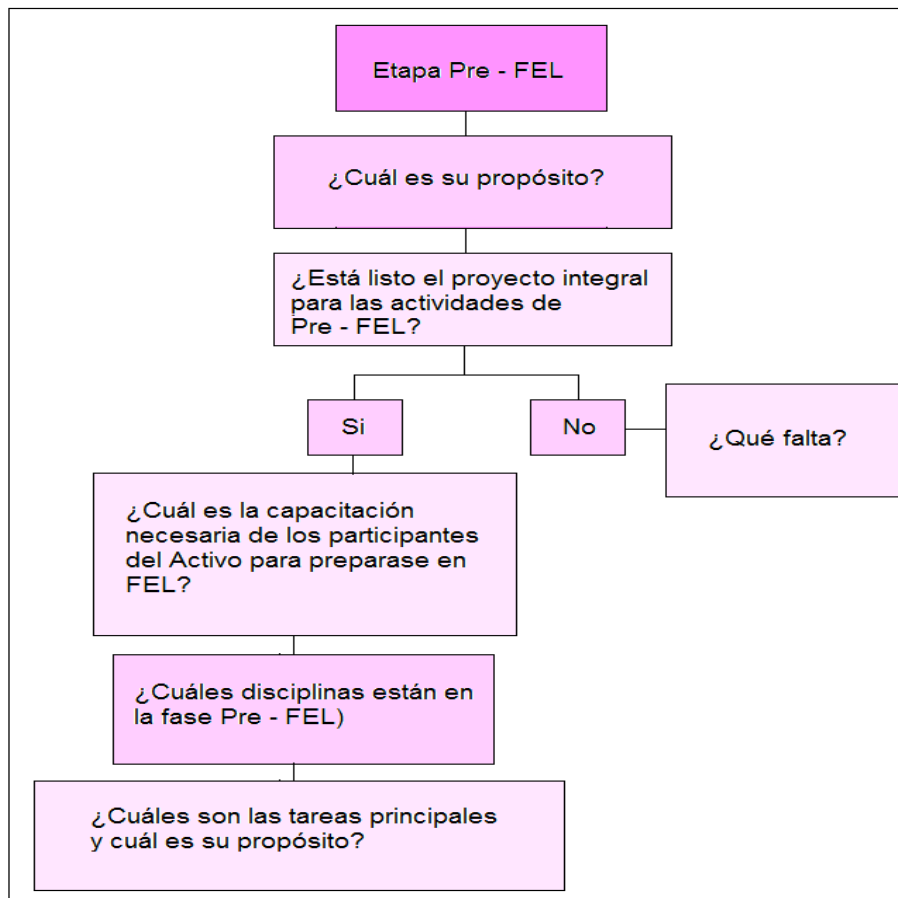


Figura 4.6 Análisis de la etapa Pre – Fel. ⁶

4.5.3 Etapa V

Esta etapa también se conoce como etapa de visualización, al comienzo de esta, que es la primera de la metodología FEL, se debe considerar en primera instancia, el equipo y entrenamiento del personal, lo cual conlleva a la preparación de los mismos y para ello es necesario que todos los participantes tengan en claro algunos aspectos, como son: los requerimientos de la implementación del nuevo proceso, el manejo de las variables técnicas, la construcción de distribuciones de probabilidad, la selección de parámetros dependientes e independientes en análisis de sensibilidades, la construcción de escenarios y su jerarquización, la identificación, clasificación y manejo de riesgos y por último la revisión de lineamientos del proceso FEL y los entregables.

A continuación se debe considerar una revisión básica en la que se debe establecer el marco de referencia para la metodología FEL implementada en el proyecto, en esta revisión se deben considerar los requerimientos corporativos, indicadores claves de desempeño y el desempeño histórico de los mismo, estimaciones de presupuesto para el proyecto, inversiones y costos de

operación, caso base y la revisión de la información, procesos y tecnologías para integrar el proyecto. Finalmente y cubiertos los puntos y aspectos anteriores se implementan las siguientes sub etapas que contiene la etapa V.

Identificación de escenarios.- Su finalidad, es establecer un marco de referencia para escenarios en donde se debe considerar implementar indicadores para jerarquizar los escenarios (ya sean técnicos, de complejidad y de aspectos económicos). Identificar oportunidades específicas y factibles para mejorar el desempeño de los indicadores y finalmente promover una lluvia de ideas del equipo en la cual se discutan los escenarios para mejorar el desempeño del proyecto. Dentro de esta sub etapa es necesario establecer dependencias técnicas (como son para el subsuelo, pozo y superficie) y dependencias económicas (costos vs tasa de éxito). Cubiertos los aspectos anteriores el equipo de trabajo, puede entonces construir una matriz de escenarios, dentro de los cuales se debe considerar una categoría de decisión a tomar (por ejemplo el tipo de pozos, terminaciones, ductos, etc.) y las opciones identificadas en cada categoría.

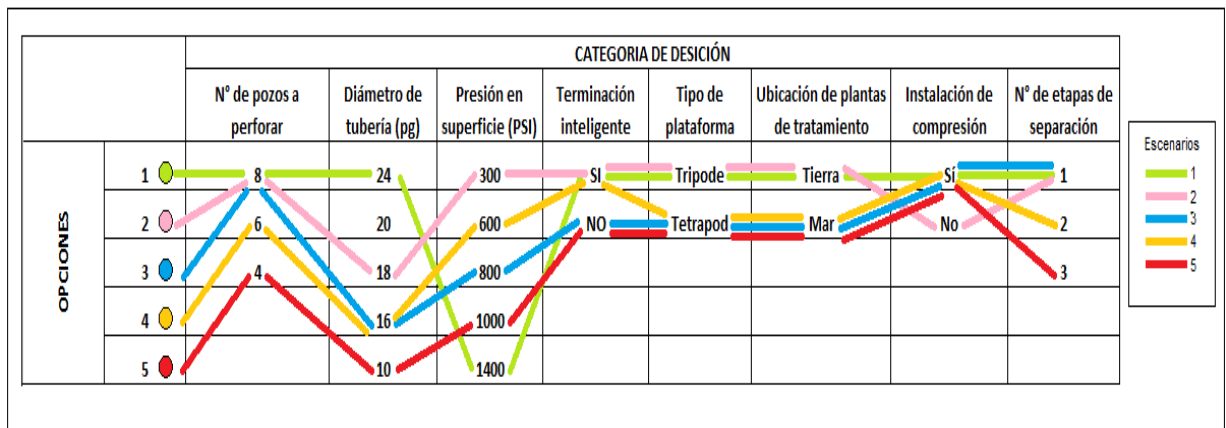


Figura 4.7 Ejemplo de matriz de escenarios.

La identificación de restricciones de los escenarios, debe considerar las tecnologías y procesos disponibles dentro de los límites financieros y la complejidad de los escenarios.

Deben identificarse también los riesgos mayores para cada escenario enfatizando las categorías mayores como lo son el subsuelo, pozos, instalaciones, etc. Finalmente se debe llevar a cabo una revisión preliminar en la cual deben considerarse las siguientes preguntas: ¿Están todos los escenarios considerados? y ¿Están todos los riesgos mayores identificados?.

RIESGO	Escenario 1		Escenario 2	
	Tiempo (Meses)	Costo (Mdp)	Tiempo (Meses)	Costo (Mdp)
Subsuelo	3.1	6	2	7.5
Pozos	4	6	4	5
Instalaciones	5	5	4	6
Madurez Tecnológica	4	4	4	4.5
Fallas Operacionales	6	1	8	1.5
Capacidad Técnica	1	1	1.5	1.5
Logística y procura	1	3	1.5	3.5
Total	24.1	26	25	29.5

Figura 4.8 Ejemplo de Identificación de riesgos por escenario.

Preselección de escenarios.- Al llegar a esta sub etapa, es necesario evaluar la factibilidad técnica de los escenarios, algunos ejemplos son el nivel de riesgo, la complejidad del escenario y el nivel de competencia dentro de los activos; cubierto lo anterior se debe organizar la información técnica y de costos para la evaluación de escenarios, considerando algunos elementos como lo son el subsuelo (reservas recuperables, pozos, etc.) y superficie (infraestructura). Proceder a construir los modelos técnico – económicos, en orden, con procesos manuales o todos una vez si el proceso es automático y finalmente en esta fase, llevar a cabo la evaluación de escenarios, considerando: distribuciones de los indicadores claves de desempeño (factores económicos y factores técnicos), análisis de sensibilidad (variables dependientes técnicas y variables dependientes económicas) y evaluación de riesgo y factibilidad.

La siguiente sub etapa refiere a la jerarquización y selección de escenarios, en este punto es necesario considerar costos de categoría V, costos de producción, costos de perforación y mantenimiento de pozos, costos de instalaciones y costos sistema de producción. Todas las sub etapas anteriores deben estar respaldadas por documentos, mismos que deben ser revisados y cubiertos por un documento de soporte técnico del proyecto y también una revisión de pares, que implican actividades realizadas en horas pares AM, PM; lo anterior puede llevarse a cabo por medio de un flujograma en donde se muestren principalmente las horas pares (AM/PM) y las actividades a realizar.

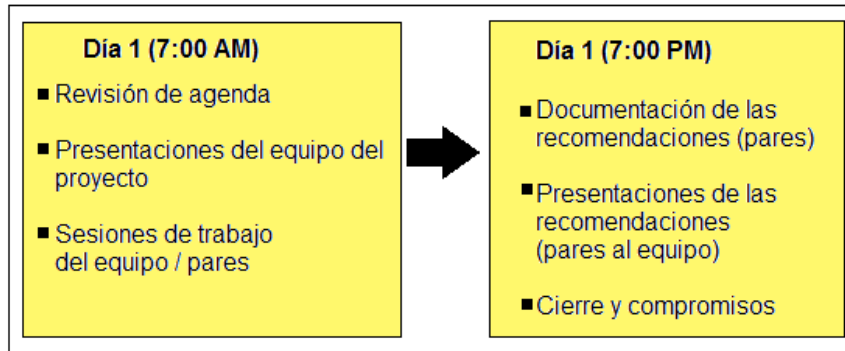


Figura 4.9 Ejemplo de Flujoograma para revisión de pares.

Esta etapa en estudio (Visualización), puede analizarse también planteando algunas preguntas referidas a los propósitos del proyecto hasta este punto, y con las herramientas ya indicadas en las sub etapas de la misma, la siguiente figura ilustra de una manera más sencilla, el análisis de la etapa FEL – V y cuáles son sus objetivos.

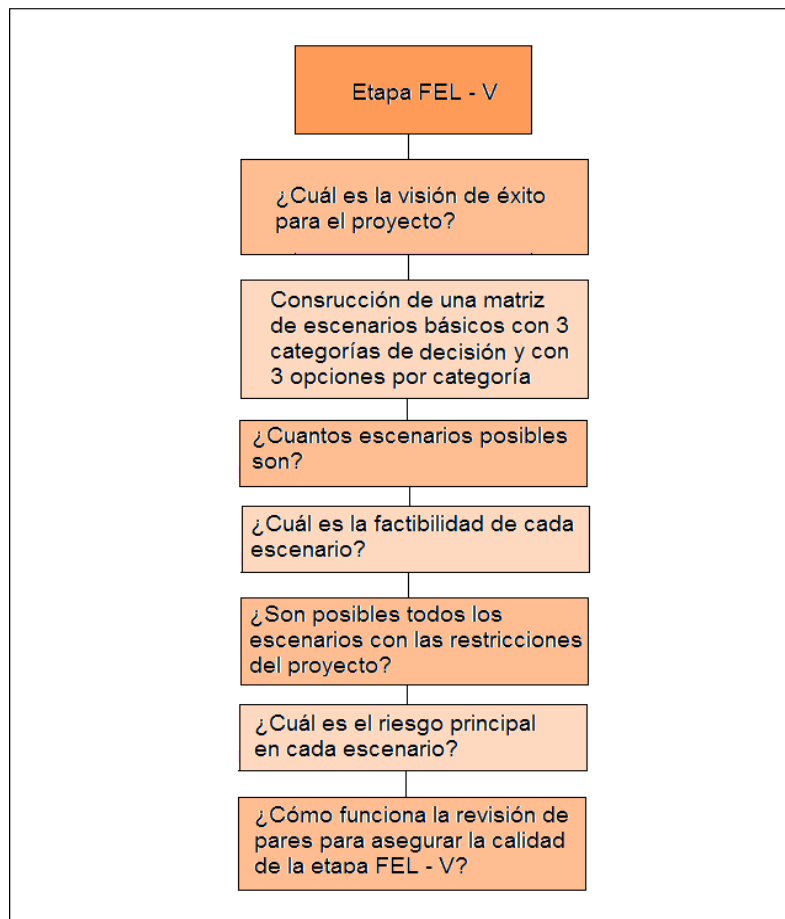


Figura 4.10 Análisis de la etapa FEL – V. ⁶

4.5.4 Etapa C

También conocida como etapa de conceptualización, a partir de este punto de la metodología FEL se considera que tanto esta etapa como la siguiente, son etapas de implementación, documentación y dictamen de proyectos de explotación. La etapa FEL – C, proporcionará a su término la cuantificación de parámetros técnicos y económicos, el desarrollo y cuantificación de escenarios, la estimación de costos clase IV (+/- 25%), el análisis de la factibilidad y el análisis de riesgo e incertidumbre.

Para llevar a cabo esta etapa se deben plantear las siguientes sub etapas: Preparación, evaluación de escenarios, selección de escenarios, ingeniería conceptual del escenario seleccionado y dictamen técnico.

Evaluación de escenarios.- Para llevar a cabo dicha evaluación, es necesario considerar ajustes al modelo de escenarios, basándose en estimaciones de parámetros técnicos enfocándose principalmente en:

- Identificación de variables inciertas y de decisión.
- Distribuciones probabilísticas de variables.
- Identificación de dependencias entre variables (correlaciones).
- Posibilidades para mezclas de opciones (híbridos).
- Metas (puntos de enfoque para la optimización).

Estimado lo anterior se debe continuar con la consideración de modelos de pronósticos de producción (yacimientos, pozos, instalaciones, costos, etc.), el análisis de indicadores económicos y la optimización de escenarios. La sub etapa continua con un análisis de sensibilidad, el cual integra la evaluación de indicadores económicos e incertidumbres técnicas y todo lo anterior debe concluir con la documentación del impacto de parámetros técnicos en los económicos.

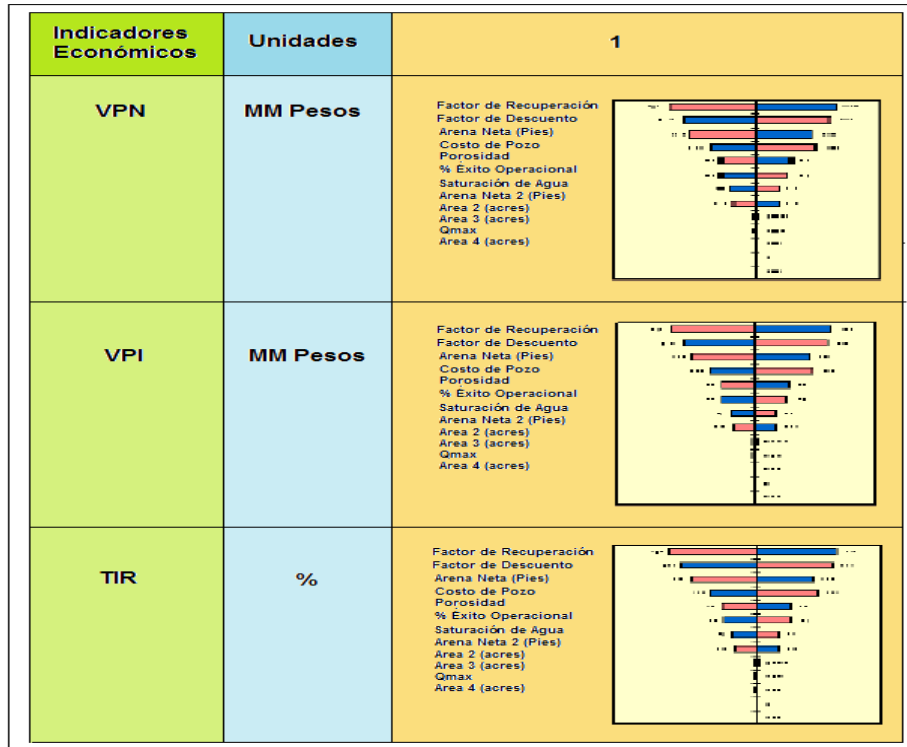


Figura 4.11 Ejemplo de análisis de sensibilidad, gráficas de tornado.

Con los elementos cubiertos, hasta esta parte de la sub etapa, se debe contemplar un nuevo procedimiento, el cual consiste en la revisión de la evaluación de escenarios, se debe considerar si el trabajo técnico está completo en cuanto a parámetros, análisis de escenarios híbridos y la programación de actividades; puede también existir un modelado adicional en el cual se puede considerar el subsuelo, superficie y la seguridad industrial y protección ambiental.

Selección de escenarios.- Para llevar a cabo esta sub etapa se debe contemplar la jerarquización y selección de escenarios, considerando la jerarquización de los mismos, basados en los indicadores económicos y los riesgos cuantificados; lo anterior debe contar con una documentación de la matriz de la jerarquización de escenarios.

VPN (MM\$)	Alto	Escenario 4		
	Medio	Escenario 5	Escenario 2	Escenario 1
	Bajo		Escenario 3	
		Alto	Medio	Bajo
		Riesgo Ponderado		

Figura 4.12 Ejemplo de selección de escenarios considerando VPN Vs Riesgo ponderado.

Para la selección del escenario final, se deben contemplar nuevamente revisiones de pares, así como revisión del trabajo técnico para la evaluación y selección de escenarios, considerando los principales aspectos que son: Incertidumbres de los parámetros técnicos, análisis de riesgos e indicadores económicos; hasta este punto se consideran que participen el líder del proyecto, el equipo principal, el coordinador de diseño de explotación y personal de evaluación de pares.

Antes de culminar con la selección del escenario final se deben realizar y analizar las siguientes preguntas:

- ¿La selección final de escenarios es aceptable?.
- ¿Existen estudios adicionales?.
- Acciones a tomar.

Ingeniería conceptual del escenario seleccionado.- En esta sub etapa se considera la ingeniería conceptual y el estimado de costos de los pozos, se debe tener en cuenta una descripción y esquemáticos de los mismos, equipos mayores y materiales, el estimado de costo clase IV y tener en cuenta riesgos mayores y plan de manejo. Existe también una parte de costos de instalaciones, algunos ejemplos que se consideran son los costos de:

- Redes de recolección, distribución, inyección y transporte.
- Tratamiento y procesamiento de líquidos y gases.
- Plantas auxiliares.
- Tratamiento y acondicionamiento de aguas.
- Equipos mayores y materiales.
- Estimados de costos clase IV.
- Riesgos mayores y plan de manejo.

Es de suma importancia retomar la seguridad industrial y protección ambiental, pues esta toma el estudio de riesgos de seguridad, higiene y ambiente; también los sistemas de seguridad, higiene y ambiente y los estudios del sitio en donde se encuentre (lacustre o terrestre), lo anterior debe implicar una consideración de costos. Dentro de una evaluación económica del escenario seleccionado existen costos clase IV, estos costos implican el VPN, VPI, TIR y VPN/VPI principalmente. Para concluir la ingeniería conceptual del escenario seleccionado se debe elaborar un cronograma de ejecución del proyecto, resaltando actividades mayores durante el ciclo de vida que tenga el proyecto.

Dictamen técnico.- Implica dar un veredicto de la etapa, se considerará llevar a cabo una revisión de los documentos del proyecto, una evaluación de los indicadores que se determinaron, usaron e implementaron en la etapa FEL – C, una revisión de pares y finalmente una decisión de dictamen. En esta sub etapa se utiliza un “Chek list”, el cual es un medio que permite evaluar una llave técnica (tarea a llevar a cabo) por medio de una o más preguntas que consideren factores importantes que se realizaron en la misma llave técnica, contiene una parte de responsabilidad y también una categoría.

Llave Técnica	263	Pregunta	Categoría	Responsabilidad
I. Objetivo, alcance y alineación	1	¿Son los objetivos y alcance del proyecto consistentes con los de la etapa FEL -V?	C	SCTET
	2	¿Si hubo cambios en el objetivo y alcance proyecto, fueron clarificados, justificados y documentados?	R	SCTET
	3	¿Son los objetivos y alcance del proyecto más detallados que en la etapa FEL - V?	R	SCTET
II. Evaluación de riesgos e incertidumbres para la evaluación de escenarios	1	¿Se han evaluado las incertidumbres principales de las variables técnicas, claves del modelado estático?	C	SCTET
	2	¿Se han evaluado las incertidumbres principales de las variables técnicas claves del modelado dinámico de cada escenario?	C	SCTET
	3	¿Se estimaron rangos de incertidumbre en los pronósticos de producción?	R	SCTET

Figura 4.13 Ejemplo de un Chek list implementado para la etapa FEL – C. ⁴

Esta etapa en estudio (Conceptualización), puede analizarse también planteando algunas preguntas referidas a los propósitos del proyecto hasta este punto, y con las herramientas ya indicadas en las sub etapas de la misma, la siguiente figura ilustra de una manera más sencilla, el análisis de la etapa FEL – C y cuáles son sus objetivos.

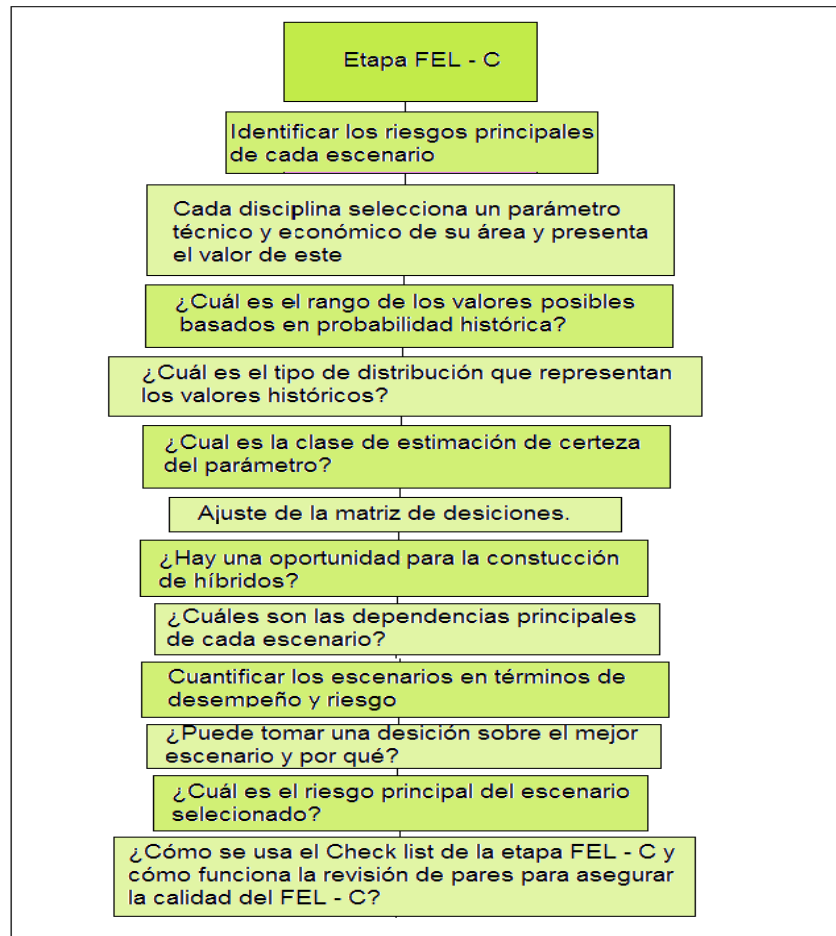


Figura 4.14 Análisis de la etapa FEL – C.⁶

4.5.5 Etapa D

Esta etapa también llamada etapa de definición es la última de la metodología FEL, la cual también es una etapa de implementación, documentación y dictamen de proyectos de explotación. La etapa conlleva considerar algunos elementos como son: Ingeniería básica, estimado de costos (clase II +/- 15%), plan para el manejo de riesgos, contratación, dictamen técnico final, participación de personal operativo y los resultados de análisis técnicos como entradas al proceso de planeación.

Ingeniería básica.- Dentro de la ingeniería básica se debe considerar la aplicación de la misma a diferentes aspectos, uno de los cuales es la ingeniería básica de subsuelo, la cual considera determinar el pronóstico del comportamiento del yacimiento, así como una estrategia de explotación; ambas considerando un monitoreo de explotación del yacimiento.

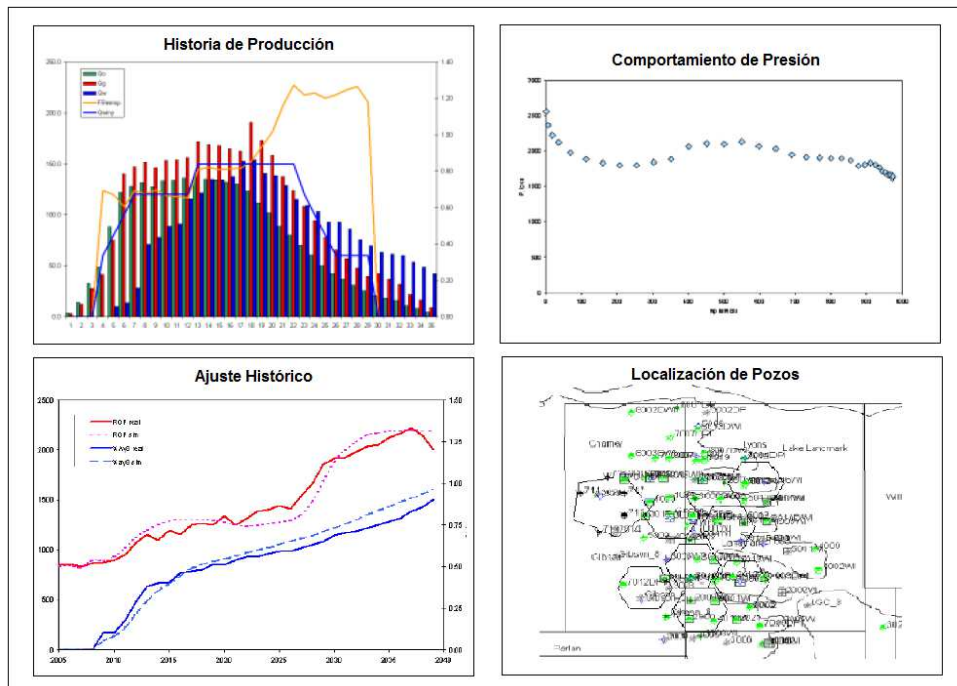


Figura 4.15 Ejemplo de resultados de la ingeniería básica de subsuelo.

La ingeniería básica de pozos, contemplará el análisis y estudio de los elementos del pozo, que son: Productividad de pozos, sistema artificial de producción, programa direccional, programa de fluidos, programa de tuberías de revestimiento, selección de cabezales y medio árbol, programa de toma de información, diseño de la determinación, plan de prevención de problemas esperados y plan de movimiento del equipo.

La ingeniería básica de instalaciones, contemplará el análisis y estudio de los elementos de las instalaciones, que son: Tratamiento y procesamiento de líquidos, tratamiento y procesamiento de gas, plantas auxiliares, tratamiento y acondicionamiento de aguas, equipos mayores y materiales, riesgos mayores y plan de manejo, y el plan de mantenimiento operacional. No se puede omitir en esta sub – etapa, contemplar la seguridad industrial y protección ambiental, ya que es necesario tener en consideración los estudios del mismo rubro, así como los estándares de seguridad e higiene (todos con sus previas autorizaciones). El plan de ejecución del proyecto se llevará a cabo siguiendo una estrategia de ejecución, una estrategia de procura de materiales y equipos, una estrategia de contratación, un plan de explotación y un plan de construcción de instalaciones.

Incertidumbres, costos y análisis económico.- Esta sub – etapa, tiene como objetivo considerar un análisis del impacto de riesgos e incertidumbres técnicas en los costos y economía del proyecto, el cual para llevarse a cabo es necesario tener en cuenta el impacto de los riesgos e incertidumbres, sensibilidades y la administración del riesgo.

Existe también un estimado de costos de inversión clase II (+/- 15%) para el desarrollo del proyecto; principalmente estos costos incluyen: los costos de perforación y terminación, costos

de infraestructura, costos que provengan de la seguridad industrial y protección ambiental y finalmente costos de bienes y servicios. Lo anterior provocará inminentemente considerar costos operacionales para el desarrollo del proyecto, estos incluyen principalmente:

- Reparación de pozos.
- Operación y mantenimiento de instalaciones de producción.
- Infraestructura de los procesos.
- Administración de recursos humanos.

Se debe llevar a cabo un análisis económico para el desarrollo del proyecto, en el cual es importante tener a detalle el flujo de caja, también serán necesarios los criterios de la evaluación y el impacto económico de los riesgos e incertidumbres; como resultado se obtendrán los indicadores económicos. Todo lo anterior debe estar respaldado con documentación pertinente que indique costos, riesgos e indicadores económicos.

Dictamen técnico.- Finalmente para concluir la etapa FEL – D, es necesario elaborar un dictamen que contenga la revisión de los documentos del proyecto, la evaluación de los indicadores considerados en toda la etapa FEL – D y las decisiones del dictamen; este dictamen debe contener también un “Check list” (al igual que el ilustrado en la figura 4.13), con el cual se pueda dictaminar por medio de preguntas la viabilidad de esta sub – etapa.

Al igual que en las etapas previas, esta última etapa en estudio (Definición), puede analizarse también planteando algunas preguntas referidas a los propósitos del proyecto hasta este punto final de la metodología FEL, así como con las herramientas ya indicadas en las sub etapas de la misma, la siguiente figura ilustra de una manera más sencilla, el análisis de la etapa FEL – D y cuáles son sus objetivos.

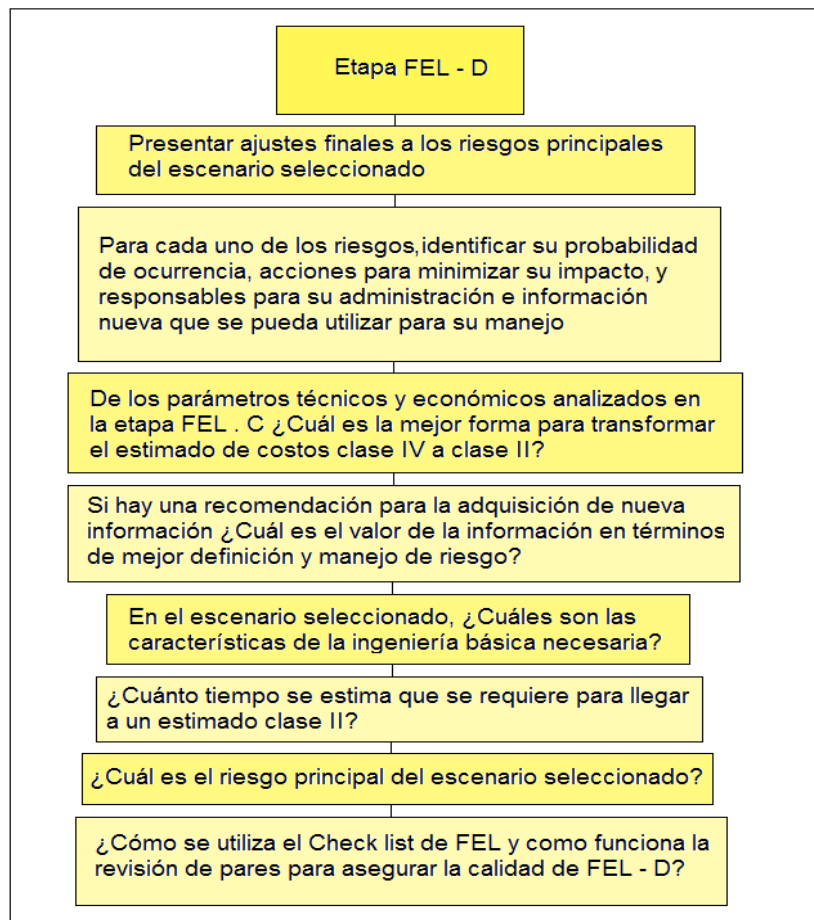


Figura 4.16 Análisis de la metodología FEL – D.⁶

4.6. Uso de la metodología FEL por algunas compañías

Las empresas mundiales, han adecuado la metodología FEL enfatizando en las áreas de interés que más les convengan a desarrollar, o que requieran de mejores resultados para el éxito del proyecto.

Las siguientes tablas, hacen referencia a la manera en que las compañías: Shell, BP y Kellogg Brown & Root, implementan la metodología FEL, así como en qué se diferencia una de otra en cuanto a la adecuación de las etapas, sub etapas o parámetros, y finalmente, los elementos que contienen las mismas.


METODOLOGÍA FEL Shell USA			
	CONCEPTO DE DESARROLLO	FACTIBILIDAD	FINES DE ALCANCE
DEFINICIÓN	Negociación y desarrollo de instalaciones	Planificación de proyecto	Definición del proyecto
FINANCIAMIENTO	Planeación de gastos	1 - 2 % del capital	3 - 5 % del capital
ACUMULATIVO DE HORAS DE OFICINA IMPLEMENTADAS	0 - 5 %	5 - 10 %	20 - 30 %
TIPO DE ESTIMACIÓN	Inercialada o por factores	Factores de equipamiento de costo	Factores y/o por cantidad determinada
DURACIÓN DE ETAPAS	1 - 2 meses	2 - 3 meses	3 - 5 meses
EJEMPLO DE ETAPAS ENTREGADAS	Evaluación de la estrategia de negocios, tecnología seleccionadas	Diseño de la capacidad, diseño de procesos y plan del sitio	Completar requerimientos técnicos, detallar la construcción de un cronograma para su implementación

Tabla 4.2 Adecuación de la metodología FEL por Shell.⁷


METODOLOGÍA FEL BP			
	EVALUACIÓN	SELECCIÓN	DEFINICIÓN
DEFINICIÓN	Determinar la viabilidad del proyecto y la alineación con la estrategia de negociación	Seleccionar las opciones mas viables del proyecto	Finalizar el alcance del costo del proyecto, seleccionar el proyecto financiado
RIESGO PONDERADO POR PRESICIÓN DE COSTOS ESTIMADOS	+ / - 40 %	+ / - 25 %	+ / - 10 %
ACUMULATIVO DE HORAS DE OFICINA IMPLEMENTADAS	1%	5%	20 - 30%
CLASIFICACIÓN DE OBJETIVOS	7 - 10	6.3 - 7	4.25 - 5
DURACIÓN DE ETAPAS	7 meses	5 meses	6 - 7 meses
EJEMPLO DE ETAPAS ENTREGADAS	Lista de acuerdos y elaboración de un programa preliminar, conceptos de marketing, determinación de alcance de oportunidades	Compras y contratación de consultorías, establecer el diseño de capacidad, asegurar las necesidades acordadas	Completar los requerimientos técnicos, completar las estimaciones económicas

Tabla 4.3 Adecuación de la metodología FEL por BP.²


METODOLOGÍA FEL KBR			
 Kellogg Brown & Root A Halliburton Company	CONCEPTUAL	FACTIBILIDAD	DEFINICIÓN
DEFINICIÓN	Identificar y evaluar alternativas de proyecto	Seleccionar la alternativa de proyecto mas viable	Desarrollar la alternativa seleccionada, finalizar los alcances de costos y asegurar el proyecto financiado
RIESGO PONDERADO POR PRECISIÓN DE COSTOS ESTIMADOS	+ / - 40 %	+ / - 25 %	+ / - 10 %
ACUMULATIVO DE HORAS DE OFICINA IMPLEMENTADAS	1%	5%	20 - 30%
CLASIFICACIÓN DE OBJETIVOS	7 - 10	06-jul	4.25 - 5
EJEMPLO DE ETAPAS ENTREGADAS	Lista de acuerdos y elaboración de un programa preliminar, conceptos de marketing, determinación de alcance de oportunidades	Compra y contratación de consultorías, evaluación del sitio y establecer bases de diseño para capacidades	Complementar estimaciones económicas, detallar cronogramas, ejecutar el proyecto

Tabla 4.4 Adecuación de la metodología FEL por KBR.⁸

Capítulo V.

Caso de aplicación

Introducción

En este capítulo se presenta la etapa de exploración del campo GORVES, la cual comienza con la identificación y evaluación de la cuenca y concluye con la delimitación del yacimiento; lo anterior apegado al proceso que conllevan las etapas de la cadena de valor de PEP que se ilustran en la figura 5.1. Este ejemplo, considera como prioridad la perforación del pozo exploratorio ATLACATL-1, y el procedimiento mostrado se desarrollará aplicando la metodología FEL definida en el capítulo anterior, misma que en este trabajo de tesis se propone aplicarla en 2 ocasiones, en las diferentes partes que conlleva el proyecto.

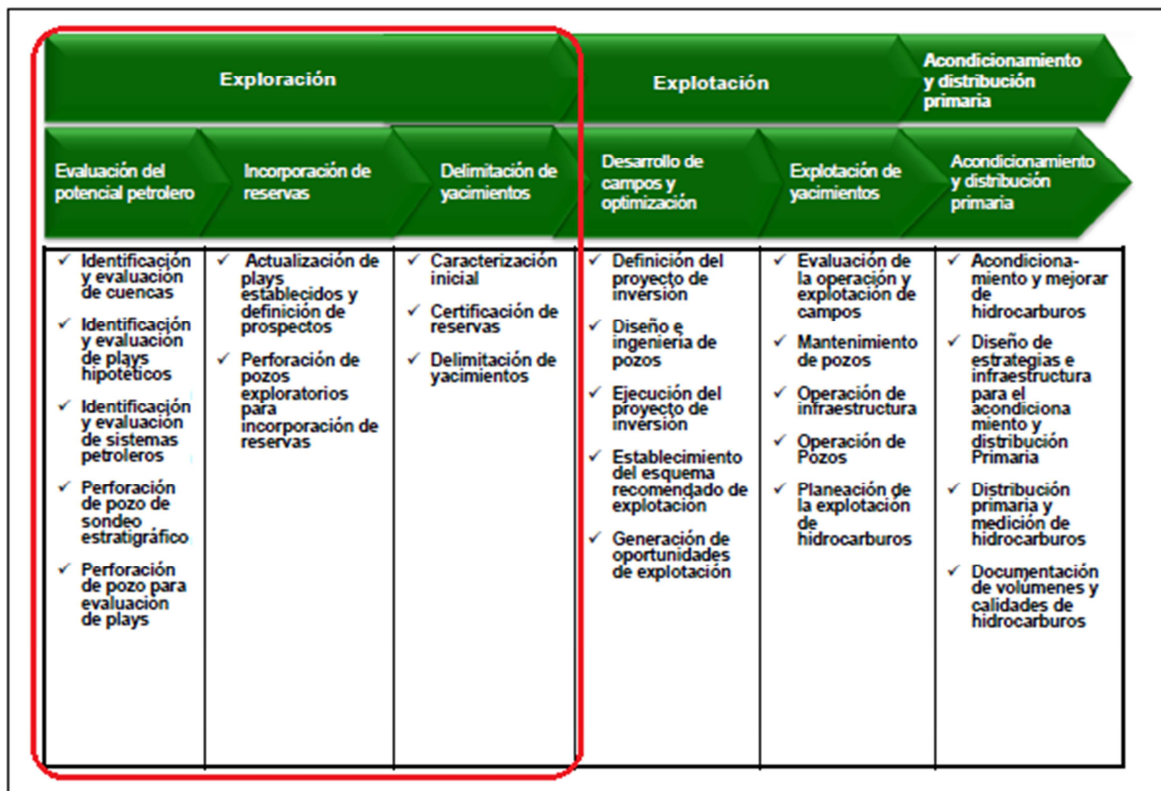


Figura 5.1. Cadena de valor de PEMEX Exploración y Producción.¹

Este caso de aplicación está fundamentado principalmente en un ejemplo real de un campo en aguas profundas, tomado del Activo de Exploración Aguas Profundas Sur PEMEX, mismo al que se le desarrollaron estudios en Noviembre de 2012 y solamente finalizó, con la evaluación del Play Hipotético y corresponde al campo “Pre-Sal”.

Objetivos Generales

- Empresa.- Descubrir nuevas reservas de crudo ligero y gas asociado.
- Activo Integral TENEXPAN.- Agregar valor a la empresa, descubriendo nuevas reservas de hidrocarburos, al óptimo costo y menor riesgo posible.
- Unidad de Perforación Marina.- Tener un desempeño operativo, económico, financiero y competitivo, dentro de un marco estricto de seguridad industrial y protección al ambiente; maximizando el valor económico de la inversión por medio de la satisfacción del cliente.

Identificación y Evaluación de la Cuenca

El campo GORVES, pertenece al Activo Integral TENEXPAN, está ubicado en la plataforma continental del Golfo de México, dentro de la cuenca CINTURÓN PLEGADO DE CATEMACO, tiene un tirante de agua profunda de 1,500 m, se localiza a 180 Km del puerto marítimo de 2 Bocas, Tabasco, y tiene una extensión areal de 60 Km².

El campo fue descubierto en 1986 con la identificación de una secuencia Pre-sal en aguas profundas del Golfo de México.

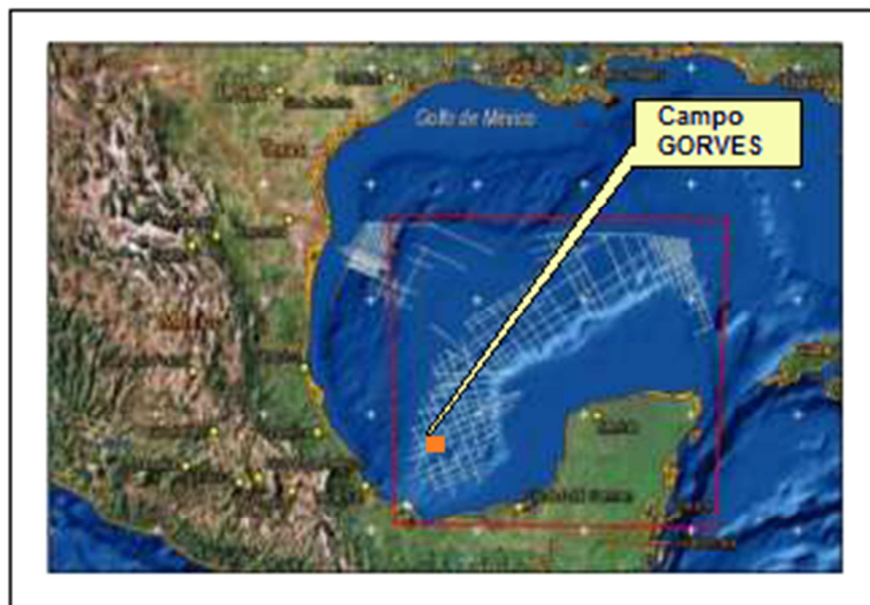


Figura 5.2 Localización del campo GORVES.

Identificación y Evaluación del Play Hipotético

Inicio de la Primera Implementación de la Metodología FEL

VISUALIZACIÓN

En esta primera aplicación de la metodología FEL y su etapa de visualización, se propone considerar 3 escenarios para la identificación y evaluación del play hipotético. Para conocer las condiciones geológicas presentes en la cuenca en análisis, es necesario realizar estudios de sísmica, perfiles de densidad, modelos geológicos, entre otros; estos estudios se deben llevar a cabo considerando las tecnologías disponibles, mismas que son la prioridad a considerar en los escenarios siguientes.

ESCENARIO A	
TECNOLOGÍA	Sísmica 3D
COSTO	\$ 100,0000 USD
TIEMPO	6 meses - 8 meses
VENTAJAS	Mejor calibración de estructuras con posibles hidrocarburos Mayor facilidad de asociación de facies Menor de tiempo de aplicación Reducción en tiempo para localizar objetivos Estimación de la litología y propiedades petrofísicas de las rocas Mejor definición de estructuras
DESVENTAJAS	Grandes costos de ejecución Requerimiento de personal experto en el área Complejidad para realizar el trazado de onda

Tabla 5.1 Escenario A (Etapa VI).

ESCENARIO B	
TECNOLOGÍA	Sísmica 2D
COSTO	650,000 USD
TIEMPO	12 meses - 15 meses
VENTAJAS	Menores costos de ejecución Reducción en el número de personal experto en el área Facilidad para interpretar el trazado de onda Estimación de la litología y propiedades petrofísicas de las rocas
DESVENTAJAS	Complejidad para obtener datos precisos en mayores profundidades Mayor de tiempo de ejecución Mayor uso de equipo Mala calidad de respuesta sísmica

Tabla 5.2 Escenario B (Etapa VI).

ESCENARIO C	
TECNOLOGÍA	Estudio de la información geológica y datos, obtenidos de 25 años atrás, cuando se descubrió la secuencia pre-sal del campo
COSTO	100000 USD
TIEMPO	
VENTAJAS	Mínimo costo (solo se considera el costo de horas del personal experto que analice la información) No hay necesidad de implementación de equipos Extensa cantidad de información disponible de todos los estudios previos
DESVENTAJAS	La información será siempre similar Mayor riesgo durante el proceso de localización de estructuras Mala interpretación del play hipotético Mala calidad de la información, debido a que la toma de misma fue con equipos disponibles hace 25 años

Tabla 5.3 Escenario C (Etapa VI).

CONCEPTUALIZACIÓN

En esta segunda etapa de la primera implementación de la metodología FEL, se decide invertir en el escenario A, debido a las grandes incertidumbres que se tienen de esta zona de interés, es fundamental contar con información más actualizada y precisa; así como es una prioridad reducir el riesgo del éxito del proyecto. Es notable que los costos de esta tecnología son mucho mayores comparados con los de los otros 2 escenarios, pero este costo se considera será redituable, debido al éxito previo que se ha observado en los diferentes campos vecinos en la zona de interés. Los resultados que se obtienen de la implementación de la tecnología son:

Posición Geológica Estructural

Se determinó que, la estructura del campo GORVES, contiene en la cima del Jurásico Inferior Kimmeridgiano (zona de interés), muestras anticlinales y sinclinales con una orientación preferencial NW 40° SE, los cuales están asociados al fallamiento inverso en la porción NW del área y fallas normales al SE; mismas que están afectadas por fallas de desplazamiento lateral en los flancos SW y NE, lo que originó la compactación de los bloques del yacimiento JIK, tal como se muestra en la figura.

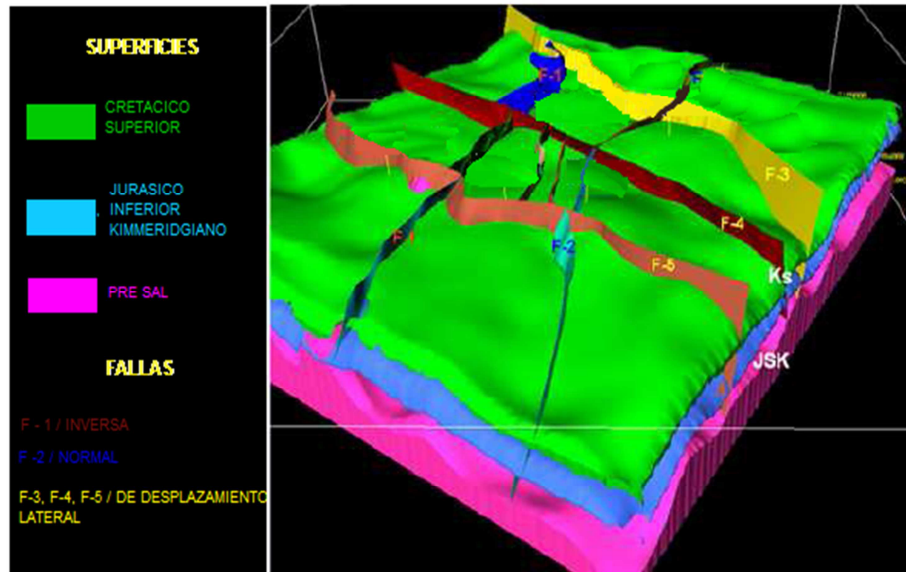


Figura 5.3 Patrón de fallas del campo GORVES nivel Cretácico y JIK.

Perfil de Densidad, Sísmica y Modelo Inicial en Profundidad

Por medio del estudio de sísmica, con 12 Km de longitud de cable y 13 segundos de grabación, se adquirieron resultados de gravimetría y magnetometría simultáneamente, con el propósito de intensificar las actividades de exploración en el campo citado en aguas profundas del Golfo de México. Adicionalmente los estudios de perfil de densidad y sísmica indicaron un modelo de densidad con los siguientes datos:

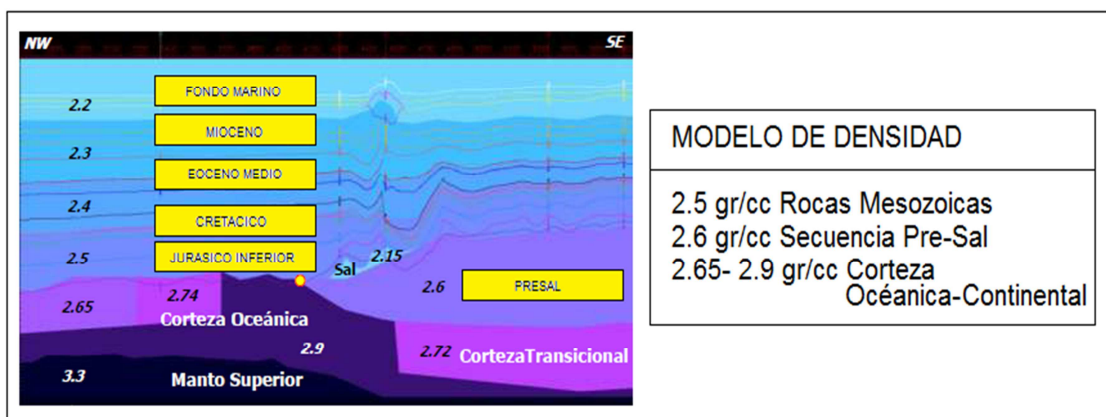


Figura 5.4 Perfiles de densidad.

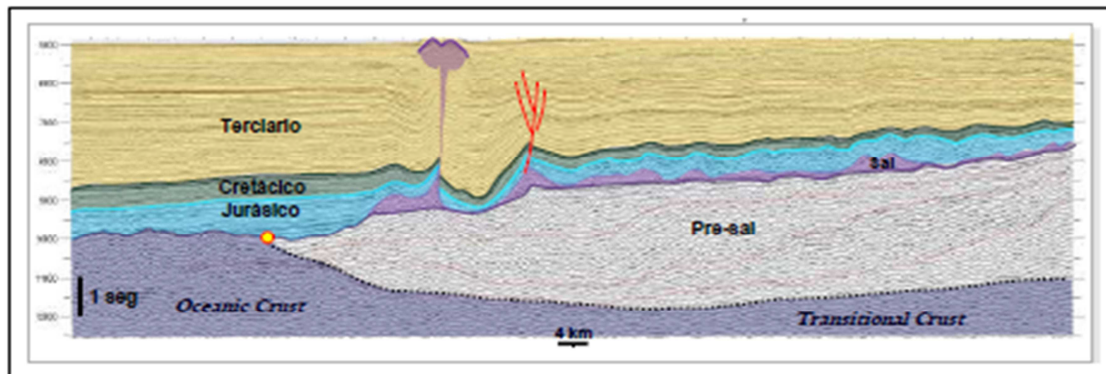


Figura 5.5 Sección sísmica.

La información relacionada al modelo inicial en profundidad, arrojó que se tiene un basamento magnético de 10 Km a 16 Km de profundidad, la discontinuidad de Mohorovicic se localizó entre los 17 Km a 30 Km de profundidad y un perfil de la litósfera de entre 6 Km y 35 Km de espesor de la corteza.

Marco Estratigráfico

Con datos de correlación de pozos estratigráficos vecinos tomados de A) Veracruz y B) Yucatán, se corroboró la continuidad de la secuencia estratigráfica del área dentro de la cual se ubica el campo GORVES, la siguiente figura ilustra lo antes mencionado.

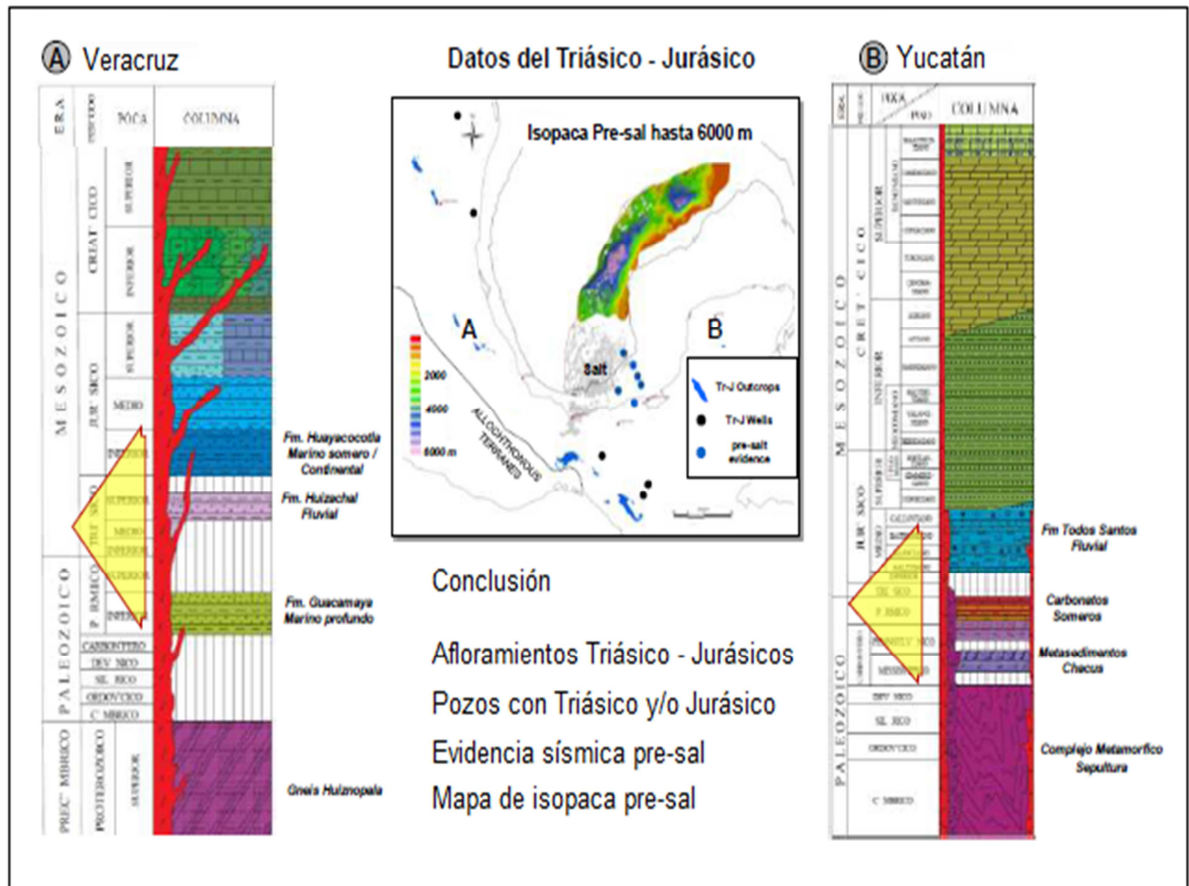


FIGURA 5.6 Correlaciones estratigráficas de pozos tomados en áreas circundantes al campo GORVES.

Paleografía

El pronóstico para la secuencia en estudio indica:

- Edad: Triásico – Jurásico, Paleozoico.
- Litología: Triásico – Jurásico (Capas rojas con influencia lagunar y marina), Paleozoico (clásticos profundos y carbonatos someros).
- Espesor: (>5,000m): Triásico – Jurásico (1,200m), Paleozoico (2,000m – 4,000m).

Identificación y Evaluación del Sistema Petrolero

El modelado del sistema petrolero especulativo, se consideró a partir de la toma de la información de los pozos vecinos mencionados anteriormente, los datos que arrojó el estudio de sísmica 3D, el análisis de la información geológica y datos obtenidos de 25 años atrás, cuando se descubrió la secuencia pre-sal del campo; las características del sistema petrolero muestran la siguiente información:

- Roca generadora Lacustre carbonatada con 3% COT.
- Mezcla de kerógeno II y III.
- Flujo de calor tipo Rift que evolucionó a margen pasivo.

El resultado de la simulación es aceite ligero para la mayor parte del área y gas en menor proporción.

Perforación de un Pozo de Sondeo Estratigráfico para la Evaluación del Play

DEFINICIÓN

En esta tercera etapa de la primera implementación de la metodología FEL, se toma la decisión de llevar a cabo la perforación de un pozo de sondeo estratigráfico, para la evaluación del Play Petrolero, cubriendo el objetivo de la etapa que es principalmente, finalizar el alcance del proyecto.

Este pozo, llamado ATLACATL – 0, tiene la finalidad de obtener información, necesaria para la evaluación del Play, así como la toma de datos petrofísicos que más adelante serán útiles para obtener volúmenes in –situ.

Generalidades del Pozo Atlacatl – 0

Perforar un pozo vertical en el yacimiento Jurásico Inferior Kimmeridgiano, a una profundidad estimada de 6,000 mvblm; la profundidad. El pozo alcanzará su objetivo con una tubería de revestimiento de 7 ⁵/₈ pg.

Los requerimientos, necesarios de infraestructura para esta operación se enuncian en la siguiente tabla

ASPECTOS GENERALES DE INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA PERFORAR EL POZO	
Plataforma	Ocean Worker
Tiempo	7 meses a 9 meses
Costo	34,000,000 USD

Tabla 5.4 Aspectos generales de infraestructura necesaria para perforar el pozo.

Localización del pozo de Sondeo Estratigráfico

El pozo se sitúa estratégicamente dentro de 2 áreas previamente estudiadas con diversas tecnologías, con la finalidad de contar con información complementaria a la que se pretende obtener.

La siguiente figura muestra la localización del pozo así como el área estudiada por la sísmica 3D adquirida para este proyecto.

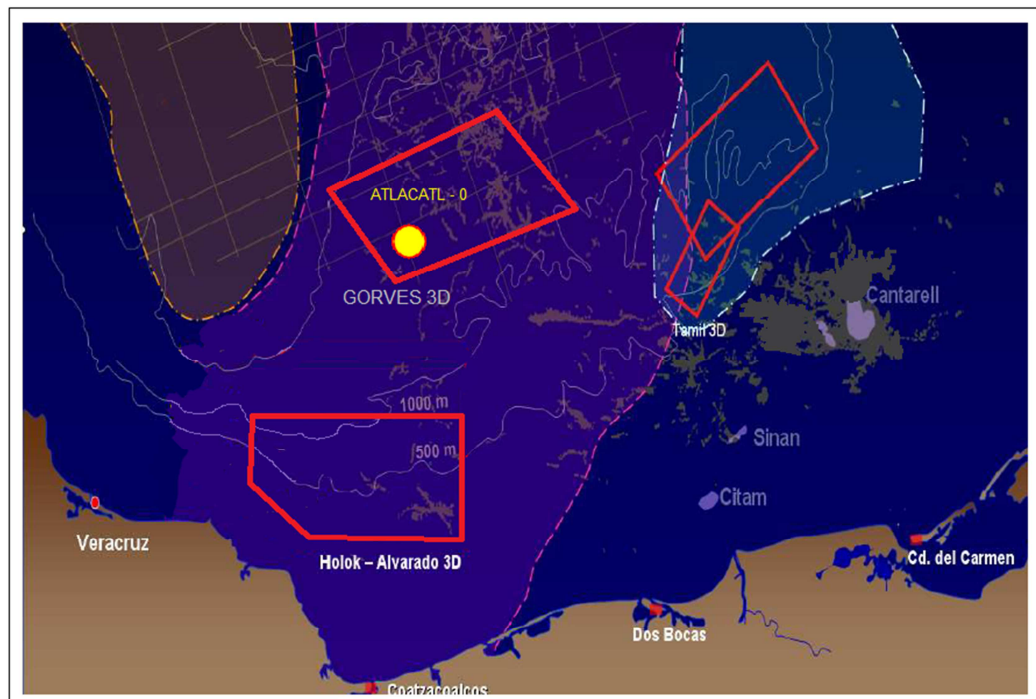


Figura 5.7 Localización del pozo estratigráfico ATLACATL - 0.

Sección Estructural

La siguiente figura, representa la sección estructural tomada del pozo ATLCATL-0.

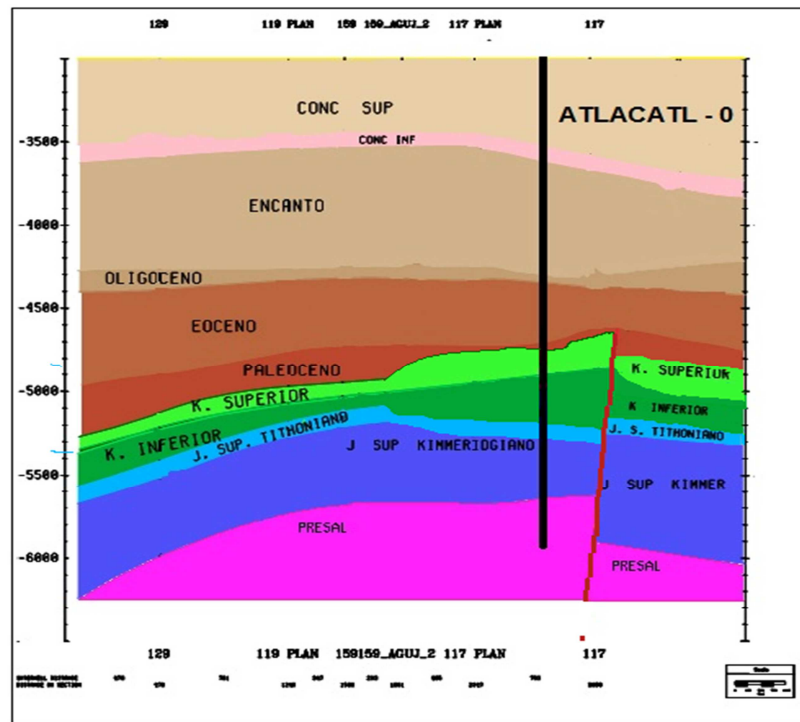


Figura 5.8 Sección estructural.

Columna Geológica Programada

La columna geológica programada se muestra en la siguiente tabla.

FORMACION	PROFUNDIDAD VERTICAL (m)	ESPESOR (m)
TIRANTE DE AGUA	1500	1500
CONCEPCIÓN SUPERIOR	3410	1910
CONCEPCIÓN INFERIOR	3530	120
ENCANTO	4030	500
OLIGOCENO	4050	20
EOCENO	4420	370
PALEOCENO	4440	20
CRETASICO SUPERIOR	4790	350
CRETASICO INFERIOR	5340	550
JURASICO SUPERIO T	5350	10
JURASICO SUPERIO K	5550	200
PRESAL	6000	450

Tabla 5.5 Columna Geológica programada.

Programa de Registros

El programa de toma de registros se muestra en la siguiente tabla

ETAPA	TIPO DE REGISTROS	OBSERVACIONES
PRIMERA	Inducción Enfocado con Rayos Gamma, Desviación - Calibración	Para control estratigráfico y correlación
SEGUNDA	Inducción Enfocado con Rayos Gamma, Desviación - Calibración	Para control estratigráfico y correlación
TERCERA	Doble Inducción con Rayos Gamma o Doble Lateral Azimutal con Rayos Gamma, Desviación Calibración, Sónico Dipolar con Rayos Gamma, Litodensidad con Rayos Gamma, Microimágenes Resistivas de Información, Resistividad y Sónico, Registro de Cementación de imágenes ultrasónicas	Para correlación y control estratigráfico, Evaluación de formaciones, Geología Estructural, Petrofísica, Obtener sismografía sintética de gran utilidad en el procesamiento de información sísmica 3D, así como la ley de velocidades sísmicas y la evaluación de la cementación.
CUARTA	Doble Lateral Asimutal o Doble Lateral con Rayos Gamma, Microesférico con Rayos Gamma, Sónico Dipolar con Rayos Gamma, Litodensidad con Rayos Gamma, Neutrón Compensado o Neutrón Epitermal con Rayos Gamma, Microimágenes Resistivas de formación, Espectroscopía de Rayos Gamma, Registro de Cementación de imágenes ultrasónicas, Resistividad y Sónico, Giroscópico, Resonancia Magnética Nuclear	Para correlación y control estratigráfico, Evaluación de formaciones, Geología Estructural, Petrofísica, Obtener sismografía sintética de gran utilidad en el procesamiento de información sísmica 3D, así como la ley de velocidades sísmicas y la evaluación de la cementación, obtener permeabilidad cualitativa y cuantitativa

TABLA 5.6 Programa de Registros.

Programa de Núcleos

El programa de toma de núcleos, se muestra en la siguiente tabla.

TIPO	CANTIDAD	TOTAL (m)	EDAD Y/O FORMACIÓN	INTERVALO (mv)
FONDO	3	27	Cretácico y Jurásico	4825 - 5485
PARED	4	32	Cretácico y Jurásico	4925 - 5485

Tabla 5.7 Programa de Núcleos.

Actualización del Play Establecido y Definición de Prospectos

Es importante confirmar las dimensiones y la presión de un acuífero asociado. El desconocimiento del comportamiento presión – producción, por no tener aún producción comercial y del acuífero, indica que se tienen que determinar los ritmos de explotación adecuado para evitar la irrupción prematura del agua y evitar así que disminuya el factor de recuperación final de forma significativa. Otro aspecto importante es validar el volumen de hidrocarburos in-situ y las reservas.

Roca Generadora

La roca generadora abarcó diferentes eras geológicas, hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano, se conforma por lutitas carbonosas de ambiente transicional marino – lacustre, su materia orgánica es leñosa y amorfa; esta roca es precursora de aceite ligero y gas. La madurez de la lutita varía en diferentes zonas a lo largo del campo que son rocas maduras.

Se determinó que el Carbono Orgánico Total es muy variable tanto vertical como horizontal, en la zona tiene partes al noreste de un COT de 3% , la parte central con un contenido intermedio de 1.5% y 2% y el sudoeste tiene contenidos de tan solo 1.5%.

Las condiciones de depósito son de calizas parecidas a las del triásico, en las plataformas en general someras se depositaron rocas carbonatadas y hacia las partes profundas se acumularon cuerpos de lutitas arcillosas. La secuencia estudiada de las rocas generadoras, tienen una diferencia de valores de temperaturas máximas de generación de HC's de 405 ° C a 467 °C.

En la parte central del campo, el Jurásico Superior Kimmeridgiano está dentro de la ventana de generación de aceite, variando con contenidos de 122 a 414 mg HC /g de COT y los valores de gradiente geotérmico de generación de 429 a 441 °C.

Roca Almacén

Consiste principalmente de un cuerpo de rocas carbonatadas mesozoicas y siliciclásticos cenozoicos. Durante el cretácico se depositaron una gran cantidad de rocas calcáreas pero estas sufrieron una dolomitización, dándoles una porosidad de un total de 4% a 8 %.

La roca almacén tuvo diferentes porosidades, al descubrimiento del campo se determinó que no existe una gran discontinuidad de facies, las porosidades son continuas, por lo que permitió su fácil almacenamiento de hidrocarburo, y esto conlleva a una fácil migración hacia la trampa.

En la siguiente figura, que es un registro compuesto con curvas RG, SP, Resistividad Porosidad y Petrofísica, se puede observar la calidad de la roca almacén. El rectángulo rojo, representa un intervalo productor (4,790 m – 5,340 m), el cual está constituido por una dolomía carbonatada con un color gris a café oscuro con una porosidad intercrystalina e impregnada de aceite en matriz y poros.

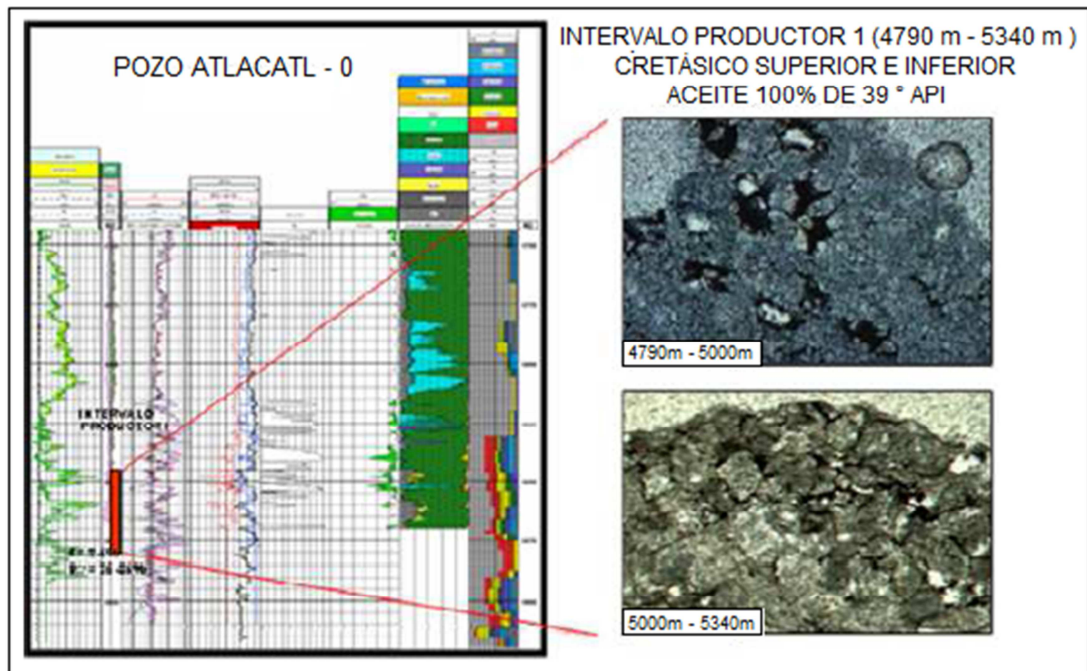


Figura 5.9 Calidad de la Roca Almacén.

Roca Sello

Durante todo el Paleoceno y Eoceno, siguieron depositándose sedimentos terrígenos que fueron los formadores de la roca sello del yacimiento con un espesor de 400 m, y compuestos por 2 tipos de facies. Durante este mismo periodo, se depositaron también, una serie de calizas arcillosas, lutitas y de manera local evaporitas que sobre yacen a la roca almacén, adicionalmente se tienen sellos intra-formacionales arcillosos, principalmente en el cenozoico, con espesores de hasta 380 m. determinando así su potencial como una principal roca sello de la zona.

Migración

En las zonas de estudio la migración ocurrió por medio de difusión en las rocas sureste a noreste y por expulsión de aceite en las rocas de la parte central en donde la falla existente, permitió el entrapamiento en la zona de interés.

Trampa

Una vez depositados los sedimentos, debido a la tectónica de la región a través de las eras geológicas, la cuenca sufrió plegamientos y fallas presentado así, la formación de trampas tanto estructurales como estratigráficas.

Con los datos anteriores, es posible a este punto elaborar un mapa estratigráfico del Play definitivo.

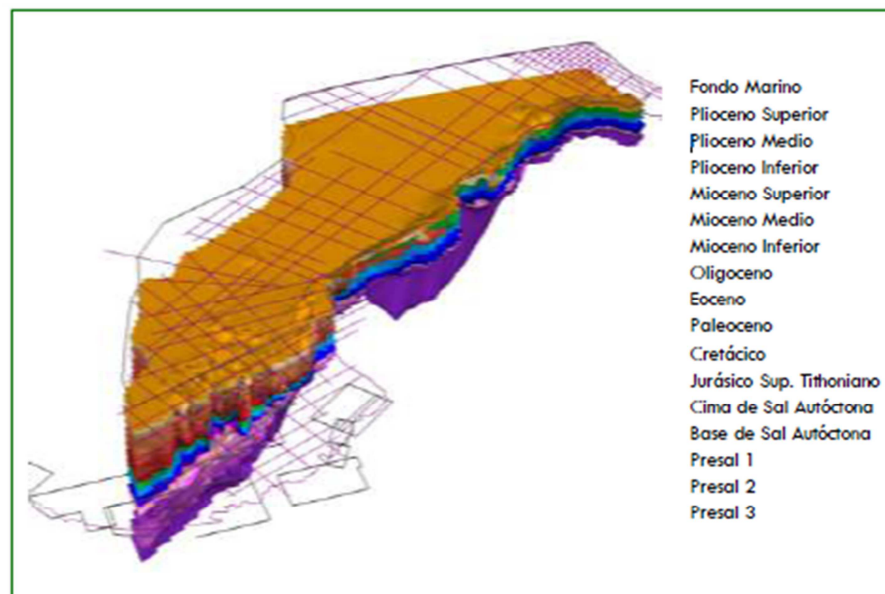


Figura 5.10 Descripción Final del Play.

El pronóstico de tipo de hidrocarburos, de acuerdo a la relación de transformación de la cuenca, se estimó de acuerdo a la siguiente figura.

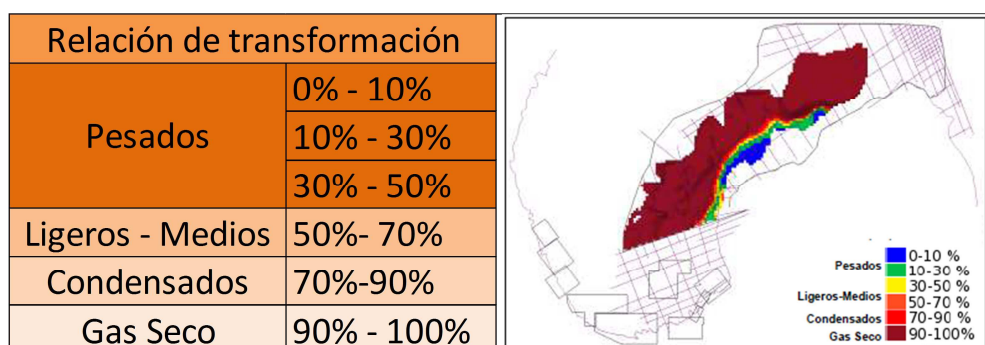


Figura 5.11 Relación de transformación hidrocarburos en la cuenca.

Una vez analizados todos los elementos del play petrolero, se determina con análisis petrográficos de los núcleos, la existencia de hidrocarburos impregnados en la roca almacén, la cual cuenta con una buena porosidad y permeabilidad. De esta manera se reduce la incertidumbre de la existencia de hidrocarburos, los cuales contienen una densidad de 39 ° API, y con lo anterior aumenta la probabilidad de éxito del proyecto.

En este punto del proyecto se implementarán nuevamente las 3 etapas de la metodología FEL, mismas que determinan la necesidad de la perforación de un pozo exploratorio para la incorporación de reservas y visualizar el potencial productor del yacimiento.

Fin de la primera implementación de la metodología FEL

Perforación de un Pozo Exploratorio para la Incorporación de Reservas

Definición del pozo exploratorio atlatl-1

Los requerimientos del Activo Integral TENEXPAN, establecen la necesidad de perforar un pozo exploratorio, en el campo GORVES. El proceso de esta parte del proyecto, inicia con la propuesta de 2 escenarios diferentes en cuanto a la infraestructura disponible para la fase que conlleva la perforación del pozo, posteriormente la selección de uno de los mismos, y concluye con la certificación de las reservas; todo lo anterior se realizará aplicando la metodología FEL (VCD).

Inicio de la Segunda Implementación de la Metodología FEL

VISUALIZACIÓN

En esta segunda implementación de la metodología FEL, en la parte de visualización, se proponen 2 escenarios diferentes para considerar la infraestructura necesaria para perforar el pozo.

ESCENARIO A	
INFRAESTRUCTURA	Barco de perforación
COSTO	10,00,000 USD (por día)
TIEMPO	10 meses - 12 meses
CARACTERÍSTICAS	Es un barco con capacidad de sistema de procesamiento y producción pero sin capacidad de almacenamiento. Estas estructuras se mantienen en el lugar de operación mediante el uso de línea sintética que se fijan en el lecho marino o también un sistema de posicionamiento dinámico.
VENTAJAS	Alta movilidad por ser autopropulsados Posee cascos aerodinámicos Alta velocidad a bajo consumo de energía Reabastecimiento con gas producido
DESVENTAJAS	Altos costos de operación Necesidad de equipo extra para el correcto posicionamiento dinámico Mayor riesgo de personal al realizar las operaciones

Tabla 5.8 Escenario A (Etapa V2).

ESCENARIO B	
INFRAESTRUCTURA	Plataforma semisumergible
COSTO	850,000 USD (por día)
TIEMPO	5 meses - 7 meses
CARACTERÍSTICAS	Consiste de una unidad flotante, la cual permite mantener la estabilidad por medio de un sistema de posicionamiento dinámico, a diferencia de otros tipos de infraestructura, ofrece mayor seguridad por su estabilidad.
VENTAJAS	Opera para grandes tirantes de agua Más estable que un barco perforador Capaz de operar en mal clima
DESVENTAJAS	Altos costos de operación Poca resistencia a ser remolcadas Alta necesidad del uso del posicionamiento dinámico Problemas de movimiento causados por el oleaje

Tabla 5.9 Escenario B (Etapa V2).

CONCEPTUALIZACIÓN

En esta segunda etapa de la segunda implementación de la metodología FEL, se optó por la renta de un equipo tipo plataforma semisumergible, en particular la plataforma BICENTENARIO. Esta infraestructura ofrece una mayor seguridad y protección ambiental por los antecedentes de sus operaciones, así como su renta es más económica y opera en menor tiempo, comparado con el barco de perforación. También es importante mencionar, que la decisión de optar por este equipo, es enfocada a que el mismo, se encuentra disponible dentro de los activos de la empresa para su utilización, así como también es el escenario más viable para el fin de la perforación de un pozo exploratorio.

Ficha técnica de la Plataforma Bicentenario

Consiste de una plataforma de perforación semisumergible de 6^a generación, tiene un diseño GVA de 7,500 m, con cuatro columnas estabilizadas con capacidad para operar en tirantes de agua de 10,000 pies y perforar hasta 35,000 pies en ambientes moderados, tales como el Golfo de México, el Este de África y aguas Brasileñas. Sus principales características son:

- Clase: Det Norske Veritas, Malta Cross 1A1 Unidad de Perforación de Columna Estabilizada, DRILL, HELDK, CRANE, E0, DYNPOS, AUTRO.
- Capacidad de carga: 9,700 ton (capacidad de carga no calado).
- Capacidad de carga: 7,400 ton (capacidad de carga no calado).
- Potencia: Ocho motores principales (Caterpillar C-3616) con generadores para producir 4,800 KW cada uno; dispuestos en cuatro cuartos de máquinas separados (de acuerdo al

requerimiento de clase DP 3). Un generador de emergencia de 350 KW, instalado en cuarto separado.

- Grúa Principal: Dos grúas con capacidad para 80 ton.
- Helipuerto: Tipo Sikorsky S-61 y S-92, con sistema de repostaje de combustible.
- Dimensiones Principales: Longitud total 119.20 m, ancho total 96.70 m, altura de base a cubierta principal 42.50 m.
- Calado en condiciones operativas: Operación normal 23.00 m, supervivencia 19.00 m y tránsito 9.94 m.
- Sistema de Posicionamiento Dinámico (DPS): DNV DYNPOS AUTRO (Clase DP 3). Redundancia basada en tres estaciones de control DP y un cuarto de respaldo separado con estación de control DP (incluyendo DGPS), y sistema de referencia hidroacústico.
- Thrusters Azimutales: Ocho Flowserve WFSD-350-3500, tipo azimutal 360°, (3,500 KW cada uno), conectados al sistema de posicionamiento DYNPOS AUTRO (Clase DP 3).
- Torre: Torre de tipo dinámico diseñada para una carga estática de gancho de 2,000,000 lbs.
- Bloque Corona: Capacidad de 2,000,000 lbs con ocho poleas de 72" para cable de perforación de 2".
- Malacate: Un malacate de 4,500 HP con capacidad para 2,651,000 lbs.
- Mesa Rotaria: Mesa rotaria de 60 ½" (accionada hidráulicamente), con capacidad para 2,000,000 Lbs.
- Equipo de manejo de riser y tubería: Grúa de manejo de riser, alimentadora de riser, brazo manipulador en el piso, grúa para tubería y alimentadora de tuberías.
- Equipo de control de pozo: Un paquete de preventores de 18 ¾", con capacidad para 15,000 psi (resistente al H₂S) con paquete inferior de riser, que incluye: Dos anulares WP de 18 ¾", para carga de 10,000 psi, preventor doble WP 18 ¾", para carga de 15,000 psi (corte ciego y super corte), preventor sencillo WP 18¾", para carga de 15,000 psi (tubería), preventor doble WP 18 ¾", para carga de 15,000 psi variable (el inferior bidireccional), líneas de estrangular y matar con 6 juegos de válvulas de control, conector para cabezal (H-4) para 2,000,000 lbs de tensión para 15,000 psi, conector para desconexión de LMRP con ángulo amplio para 10,000 psi y finalmente, entradas de prueba para cada conector hidráulico.
- Equipo para manejo de BOP y Árbol de Válvulas: Transportador de BOP y LMRP con grúa superior de 600 TM. Capacidad grúa BOP (2) 275 TM, (550 TM). Grúa superior para árbol de válvulas y carrito con capacidad de 200 TM.
- Riser marino 10,000 pies: Riser marino Aker, con elementos de flotación y líneas integrales de matar, estrangular, booster e hidráulicas, juntas telescópicas y flexibles y un sistema de araña y soportes con sistema de monitoreo de inclinación del mismo.

Localización del Pozo Exploratorio

El pozo exploratorio se ubica dentro del campo GORVES a 2 Km del pozo estratigráfico ATLACATL – 0, la siguiente figura ilustra la localización del pozo ATLACATL – 1.

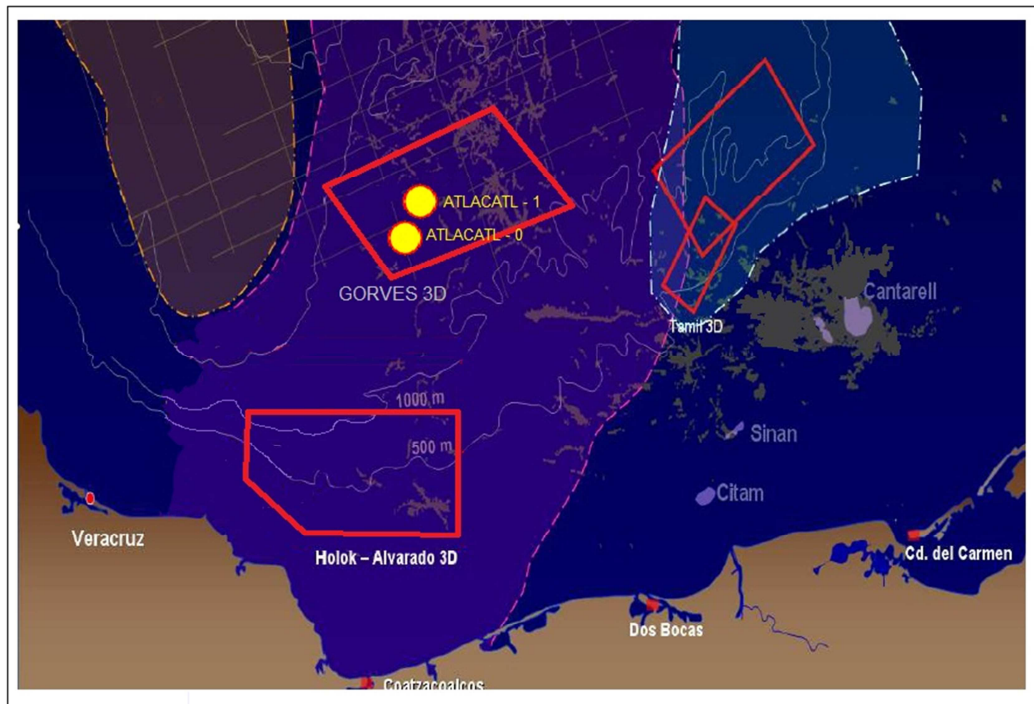


Figura 5.12 Localización del pozo exploratorio ATLACATL – 1.

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ATLACATL – 1

Compañía Operadora:	PETROLEOS UNIVERSITARIOS	
Nombre del Pozo	ATLACATL-1	
Campo	GORVES	
Diámetro del Huevo	12 ¼" y 8 ½"	
Estado / Provincia / Departamento	Aguas Profundas en el Golfo de México	
País	México	
Coordenadas UTM	N:	2,840,670.000 m
	E:	478,015 m
Profundidad Total:	6000 MD	
Equipo / Rig:	Plataforma Bicentenario	
Tirante de agua:	1,500 m	

Tabla 5.10 Información general del pozo ATLACATL – 1.

Estado Mecánico, Sección Estructural y Gradiente del Pozo Exploratorio Atlacatl – 1.

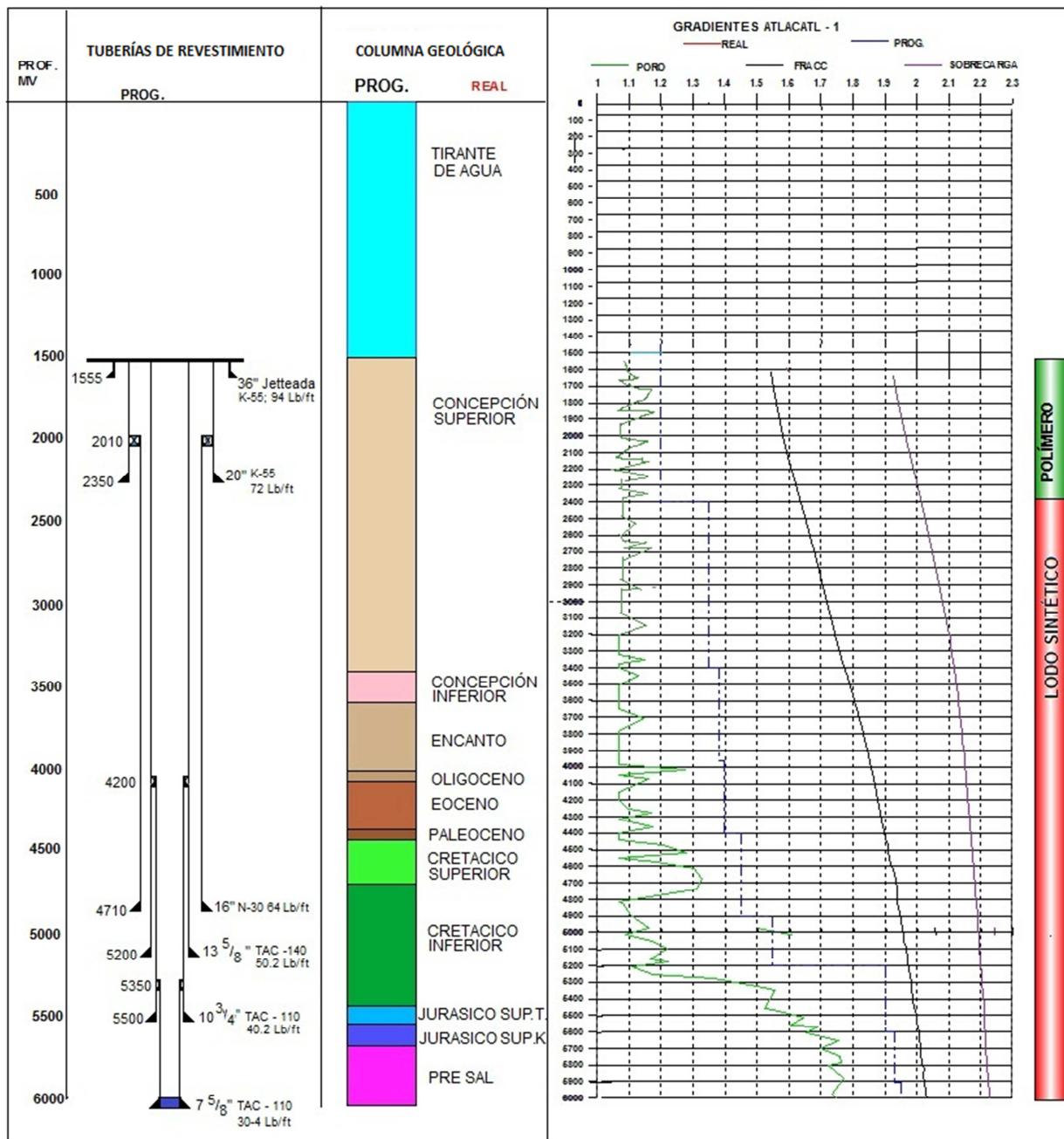


Figura 5.13 Estado mecánico, sección estructural y gradiente del pozo ATACATL – 1.

Profundidad vs días

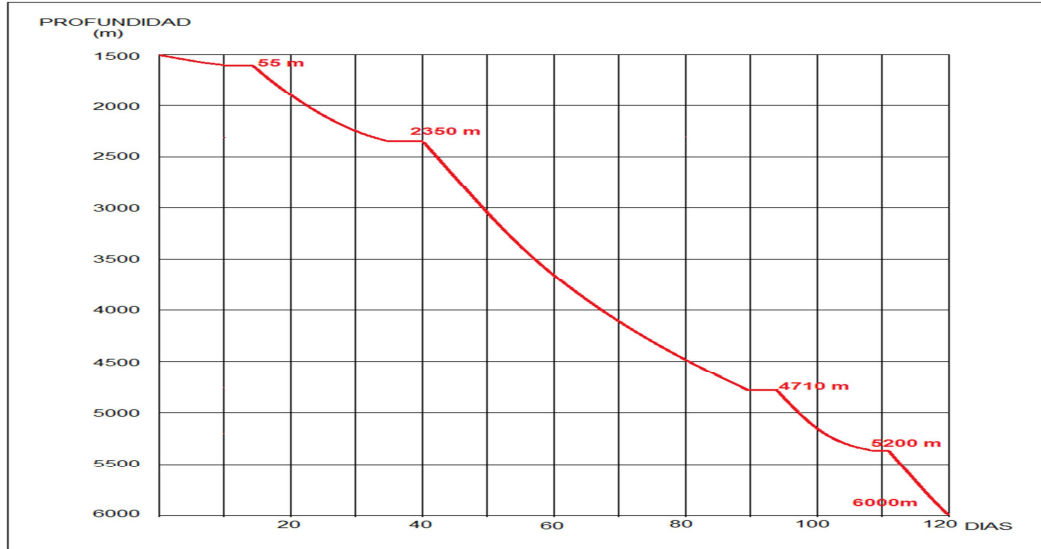


Figura 5.14 Gráfica de profundidad vs días.

Programa de barrenas

Diám.	36"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	Tipo	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	115	S/T	1500	1555	55	1.5	2 - 4	80	150	1.8	N / A
Diám.	28"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	Tipo	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	115	1(18); 3(16)	1555	2350	795	40	6-8	160 - 180	900	2.53	
Diám.	17 1/2"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	Tipo	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	115	2(18); 2(16)	2010	2810	800	100	13 - 16	120 - 140	800	6.00	1.63
2	115	2(18); 2(16)	2810	3600	800	50	8 - 14	120-140	770	5.36	1.48
3	PDC	6(10);2(11);2(13)	3600	4710	1110	150	6 - 12	140 - 200	750-680	7.26	1.34 - 0.91
Diám.	14 1/2" X 17 3/2"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	Tipo	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	PDC	2(14); 5(11)	4710	5200	490	150	4 - 8	120 - 150	572-540	8.27	1.59 - 1.38
Diám.	12 1/4" X 14 3/2"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	Tipo	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	PDC	2(12); 6(11)	5350	5500	150	300	4 - 8	120 - 150	485	12.10	1.40 - 1.36
Diám.	8 3/8"	Toberas	Intervalo (m)		Longitud	T.E.B.*	P.S.B.	R.P.M.	Gasto (gpm)	Vel. Pen. (min / m)	Pot. Bna. (HP/pg ²)
Bna. No.	TIPO	(pg / 32)	De	A	(m)	(hrs)	(Ton)				
1	PDC	1(14);1(16);3(11)	5500	5600	100	90	8 - 12	80 - 100	300	18.00	2.46
2	517	3(14); 1(16)	5600	5750	150	50	5 - 8	80 - 120	300	42.86	2.30
3	PDC	1(14);1(16);3(11)	5750	6000	250	150	8 - 12	80 - 100	300	32.61	2.46

Tabla 5.11 Programa de Barrenas.

Programa de TR'S y Cementación

TUBERÍA CONDUCTORA	36" de 1500 m a 1555 m
GRADO	K-55; 94 Lb/ft, de 1" de espesor a 1555 m
CEMENTO	46 ton de 1.95 gr/cc al 2% de CaCl
PRESIÓN DE PRUEBA	Ninguna
OBJETIVO	Aislar acuíferos superficiales y tener un medio de control para la circulación del fluido de control
TUBERÍA SUPERFICIAL	20" a 2350 m
GRADO	K-55; 72 Lb/ft, de 1555 m a 2350
ACCESORIOS	Zapata Guía Cople Flotador, Satb in Centradores Cabeza de cementación Tapón de desplazamiento Collarines de ajuste
CEMENTO	40 ton cemento G, 1.95 gr/cc y 110 ton de 1.6 gr/cc, más aditivos
PRESIÓN DE PRUEBA	Cabezal con 100 Kg/cc, CSC 210 Kg/cc y TR con 70 Kg/cc
OBJETIVO	Aislar acuíferos superficiales, proteger el agujero de derrumbes y como medio de base para la estación superficial de control

Tabla 5.12 Programa de TR y Cementación para Tubería Conductora.

TUBERÍA INTERMEDIA	16" a 4710 m
GRADO	N-30 a 64; Lb/ft
ACCESORIOS	Zapata Guía Cople Diferencial Centradores Tapones Collarines de levante
CEMENTO	100 ton de baja densidad y 45 ton de alta densidad (1.65 y 1.95 gr/cc)
PRESIÓN DE PRUEBA	Cabezal y conexiones superficiales a 210 Kg/cc Tubería de Revestimiento a 150 Kg/cc
OBJETIVO	Aislar cuerpos arenosos para incrementar la densidad del fluido y atravesar en las zonas de altas presiones

Tabla 5.13 Programa de TR y Cementación para Tubería Intermedia (1)

TUBERÍA INTERMEDIA	13 5/8 " a 5200 m
GRADO	TAC- 140 ; 50.2 Lb/ft
ACCESORIOS	Zapata Guía Cople Diferencial Centradores Tapones Collarines de levante
CEMENTO	20 ton, Cemento de 1.95 gr/cc; más aditivos
PRESIÓN DE PRUEBA	Cabezal y conexiones superficiales 210 Kg/cc Tubería de revestimiento, 150 Kg/cc
OBJETIVO	Aislar cuerpos arenosos para incrementar la densidad del fluido y atravesar la zona de alta presión

TABLA 5.14 Programa de TR y Cementación para Tubería Intermedia (2).

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN	10 3/4" a 5500 m
GRADO	TAC-100 ; 40.2 Lb /ft
ACCESORIOS	Zapata flotadora tipo "V" Cople de retención Cople flotador Tapones Tie Back Cople Flotador de orificio y tapones
CEMENTO	20 ton (1.95 gr/cc) y 60 ton (2.05 gr/cc) de cemento, más aditivos 100 ton de cemento, más aditivos (1.95 gr/cc)
PRESIONES DE PRUEBA	Cabezal y conexiones superficiales, 350 Kg/cc
OBJETIVO	Aislar zonas de presiones anormales

Tabla 5. 15 Programa de TR y Cementación para Tubería de Explotación (1).

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN	7 5/8 " a 6000 m
GRADO	TAC - 100 ; 30.4 Lb/ft
ACCESORIOS	Zapata flotadora tipo "V" Cople de retención Cople flotador Tapones y centradores Tie back Cople flotador de orificio Cople de retención Tapones y centradores
CEMENTO	45 ton de cemento de densidad 2.10 gr/cc, más aditivos
PRESIONES DE PRUEBA	Cabezal y conexiones superficiales, 700 Kg/cc Tubería de revestimiento, 140 Kg/cc

Tabla 5.16 Programa de TR y Cementación para Tubería de Explotación (2).

Gradientes de Fractura y Poro

AGUJERO DE 36"	PROFUNDIDAD (m) 1500 - 1555
De Fractura	1.53 gr/cc
De Poro	1.09 gr/cc
AGUJERO DE 20"	PROFUNDIDAD (m) 1555 - 2350
De Fractura	1.64 gr/cc
De Poro	1.08 gr/cc
AGUJERO DE 16"	PROFUNDIDAD (m) 2350 - 4710
De Fractura	1.97 gr/cc
De Poro	1.33 gr/cc
AGUJERO DE 13 5/8"	PROFUNDIDAD (m) 4710 - 5200
De Fractura	1.97 gr/cc
De Poro	1.44 gr/cc
AGUJERO DE 10 3/4 "	PROFUNDIDAD (m) 5200 - 5500
De Fractura	2.00 gr/cc
De Poro	1.7 gr/cc
AGUJERO DE 7 5/8 "	PROFUNDIDAD (m) 5500 - 6000
De Fractura	2.1 gr/cc
De Poro	1.76 gr/cc

Tabla 5.17 Gradientes de Fractura y Poro.

Definición de la Terminación y Fluidos Esperados

YACIMIENTO						
N°	Intervalo (m)	Formación	Litología	Porosidad	Saturación de agua (%)	Permeabilidades
1	4440 - 4790	Cretácico Superior	Dolomía Carbonatada	4% a 8%	20 a 50	No disponible
2	4790 - 5340	Cretácico Inferior	Dolomía Carbonatada	4% a 8%	20 a 50	No disponible

Tabla 5.18 Definición de la terminación.

FLUIDOS ESPERADOS									
Intervalo (m)	Tipo de Hidrocarburo	Gastos		Agua (bpd)	Cont. H ₂ S (% Mol)	Cont. CO ₂	Presión de Fondo (PSI)	Presión TP (PSI)	Temp. Fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)						
4440 - 5340	Crudo Ligero	4,948	3.2	0		2.01	13,890 @ 5000 m	4,168	167

Tabla 5.19 Fluidos esperados.

Fluidos de Terminación

TIPO	DESCRIPCIÓN	DENSIDAD (gr/cm ³)	VOLUMEN (m ³)	ADITIVOS	OBERVACIONES
Terminación	Agua de mar filtrada y tratada	1.1	68	Surfactantes y desemulsionantes	Fluidos limpios de sólido para evitar daño a la formación
Empacador	Salumera Cálcica	1.38	120	Anticorrosivos y desoxigenantes	

Tabla 5.20 Fluidos de terminación.

Disparos

El tipo de pistolas a utilizar en el pozo, está gobernado por varios factores importantes, como lo son: el daño a la formación, diámetro de la tubería de producción y del lubricador por donde pasarán estas para poder ser disparadas y la densidad del disparo. Referente al primer aspecto se decidió que se utilizarán pistolas de alta penetración con el objeto de traspasar la TR y a su vez la zona invadida por el lodo, además de ser suficientemente grande para permitir bajas caídas de presión. Las cuatro opciones consideradas fueron:

Pistolas de : 2 1/8", 2 1/2", 2 7/8" y 3 1/8"

Entre los aspectos que se consideraron para la selección del tipo de pistola, están:

- El diámetro de la tubería de producción de 7 5/8", que permite el paso de carga comprendida entre: 2 1/8", 2 1/2", 2 7/8" y 3 1/8".

- El tipo de lubricador que se debe de emplear es de alta presión, 10,000 (psig) a 15,000(psig), cuyo diámetro interno es de $3 \frac{1}{16}$ ". Este limita el tamaño de la pistolas a $2 \frac{7}{8}$ ", con el objeto de reducir el riesgo de que las cargas de $3 \frac{1}{8}$ " se queden atascadas; una vez disparadas.
- Con respecto a la penetración, los resultados de la simulación indican que los mejores resultados se obtendrían con pistolas de $2 \frac{1}{8}$ " y $2 \frac{1}{2}$ ".

En la siguiente figura se muestran las configuraciones asociadas al de diseño del disparo de las pistolas de $2 \frac{1}{8}$ " y $2 \frac{1}{2}$ ".

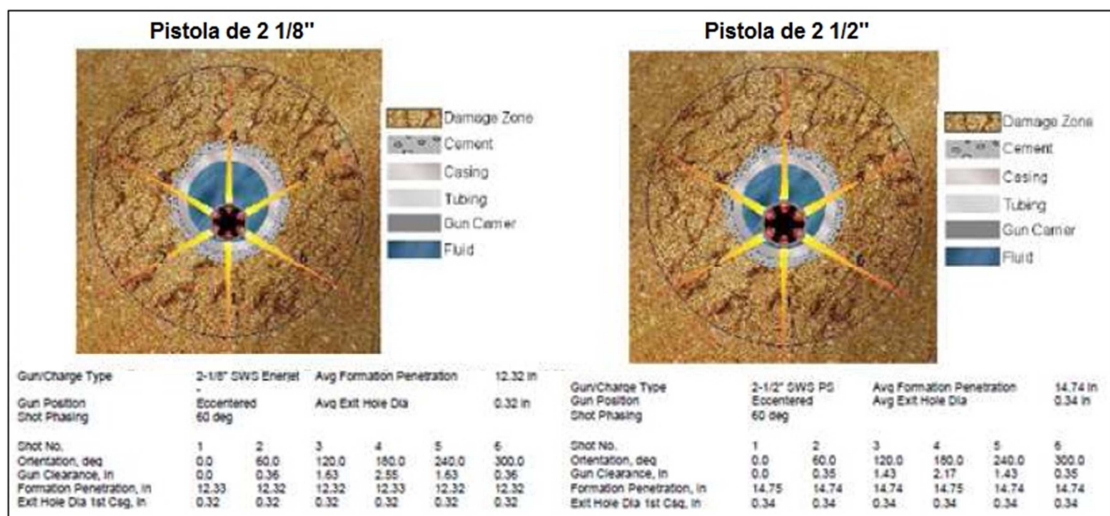


Figura 5.15 Configuraciones asociadas a las pistolas de $2 \frac{1}{8}$ " y $2 \frac{1}{2}$ ".

Una vez con el pozo perforado, y disparado el intervalo de interés, es necesario llevar a cabo la caracterización, cuya finalidad para este punto del proyecto es obtener información de los fluidos contenidos en el yacimiento y parámetros que permitan incorporar volúmenes de hidrocarburos.

Caracterización Inicial

Para cubrir este punto, se optó por realizar una simulación matemática del yacimiento, en la cual el procedimiento que se siguió, se describe a continuación:

- Definición del Modelo Geológico.- Se realizó la distribución de las propiedades de la roca y la geometría de la estructura del yacimiento. En esta información se determinó establecer los límites del yacimiento, características de la formación productora, fallas, discontinuidades, características del acuífero, etc.
- Especificación de las Propiedades Termodinámicas de los Fluidos.- Se realizó la distribución de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento como son:

factores de volumen, relación de solubilidad, viscosidades, compresibilidades, presión de burbujeo, etc.

- Selección de la Malla de Simulación.- Se consideró la geometría del yacimiento para elegir la malla acorde a la forma del yacimiento.
- Inicialización.- Se asignaron las propiedades estáticas y dinámicas necesarias a las celdas numéricas en las que se dividió el yacimiento. Así como también saturaciones y presiones iniciales.

Otra perspectiva de la simulación de yacimientos se consideró llevarla a cabo como un proceso iterativo, el cual comprendió las siguientes etapas:

- Descripción del yacimiento.
- Determinar cuál es el mecanismo de desplazamiento que predomina.
- Establecer el modelo matemático.
- Desarrollar el modelo numérico.
- Desarrollar el programa de cómputo.
- Determinar la validez del modelo.
- Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- Predecir su comportamiento.

Diseño del Modelo

El diseño del modelo de simulación fue influenciado por los siguientes factores: el tipo de proceso a realizar, la complejidad de los mecanismos de producción del yacimiento, los objetivos del estudio, la calidad de la información, las restricciones de tiempo y presupuesto, y el nivel de aproximación requerido; con lo anterior se observó que el proceso fue útil.

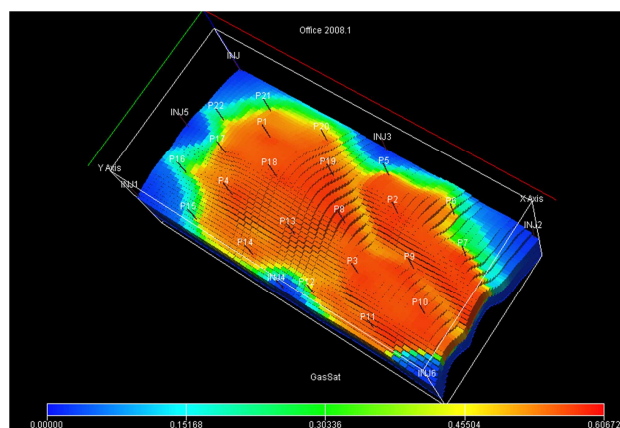


Figura 5.16. Modelado de simulación del yacimiento.

DEFINICIÓN

Una vez complementada la simulación, se tiene como resultado final un modelo de simulación que permite observar la distribución del fluido contenido en el yacimiento y propiedades de los mismos, que, para esta etapa de la segunda implementación de la metodología FEL, permitirá determinar si todas las operaciones anteriores fueron bien consideradas para finalmente observar el comportamiento que se tendrá en la incorporación de las reservas.

Certificación de Reservas

Para determinar la incorporación de las reservas se toman los siguientes parámetros:

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
$\theta =$	6	%
$B_o =$	1.506	m^3/m^3
$S_w =$	30	%
$A =$	4,897,000.00	m^2
$H =$	900	m
$Fr =$	20	%
$R_{si} =$	900	ft^3/bl

Tabla 5.21 Parámetros utilizados para la determinación de reservas.

Haciendo uso de la fórmula para el cálculo de volumen de aceite in-situ

$$N = \left(\frac{7.758 \times A \times H \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \right)$$

Se sustituyen los datos en la ecuación anterior, así de obtiene que:

$$N = \left(\frac{7.758 \times (4.897 \times 10^6) \times (900) \times (.06) \times (1 - (.30))}{1.506} \right) = 953.57 \times 10^6 \text{ barriles}$$

Para determinar el volumen de gas empleamos primero la fórmula para determinar N_p

$$N_p = \left(\frac{A \times H \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \right) \times Fr$$

Sustituyendo, obtenemos:

$$Np = \left(\frac{(4.897 \times 10^6) \times (900) \times (.06) \times (1 - (.30))}{1.506} \right) \times .20 = 24.5825 \times 10^6 \text{ barriles}$$

Ahora empleamos la fórmula de Gp

$$Gp = Np \times Rsi$$

Sustituyendo, obtenemos que:

$$Gp = (24.5825 \times 10^6 \text{ barriles}) \times \left(900 \frac{ft^3}{\text{barril}} \right) = 22,124 \text{ MPC}$$

Por lo tanto la reserva probada queda establecida en la siguiente tabla

Reserva Probada		
Np	24,582,549.80	Barriles
N	953,557,106.77	Barriles
Gp	22,124.00	MPC

Tabla 5.22 Reserva probada.

Los resultados de la simulación de Montecarlo (probabilístico), se muestran a continuación y se comparan con las reservas oficiales, reportadas para el yacimiento. Las cifras mostradas en la siguiente tabla indican los cálculos probabilísticos que representan un volumen de aceite in-situ, que es posible recuperar con una baja, media y alta estimación.

CALCULOS PROBABILÍSTICOS				
	CIFRAS OFICIALES	ALTA (P10)	MEDIA (P50)	BAJA (90)
HIDROCARBUROS IN-SITU (MBIs)	953.56	858.20	476.78	95.36
RESERVAS (MBIs)	24.58	22.12	12.29	2.46
Factor de Recuperación	20%	4.424859	2.458255	0.491651

Tabla 5.23 Cálculo de reservas y volumen in-situ.

En este punto del proyecto, termina la etapa de definición y con ello la segunda implementación de la metodología FEL; como se puede observar en los resultados de la tabla anterior, el pozo exploratorio resultó exitoso, puesto que contiene un número de reservas viable para poder llevar a cabo la explotación del yacimiento.

Fin de la segunda implementación de la Metodología FEL

Delimitación del Yacimiento.

Para finalizar la parte exploratoria; el siguiente y último paso es llevar a cabo la delimitación del yacimiento. Esto se llevará a cabo, determinando el número óptimo de pozos que pueden perforarse en el yacimiento para su exitosa y mejor explotación

Número óptimo de pozos

Para determinar el número óptimo de pozos a perforar, se utiliza la siguiente fórmula:

$$N = \frac{Re}{Qo} \left[\sqrt{\frac{UQoi}{C + D}} - i \right]$$

Los parámetros utilizados y el resultado del número óptimo de pozos se reflejan en la siguiente tabla :

Datos		
N =	15.23	Pozos
Re =	24,582,549.80	bls
Qo	1806020.00	bls/año
U =	85.00	usd/bl
i =	0.12	
C =	10000000.00	usd
D =	2000000.00	usd
<hr/>		
A =	4897000.00	m2
h =	900.00	m
Poros =	6.00%	
Bo =	1.51	
Sw =	0.30%	
Fr =	20.00%	
<hr/>		
a	900.00	m
b	5441.11	m
c pesos	120000000.00	\$
paridad	12.00	\$ x usd
qo	4948.00	bpd

Tabla 5.24 Datos para el cálculo del número óptimo de pozos.

Es importante resaltar que durante el desarrollo del proyecto se tomaron decisiones que implicaron costos de ejecución altos; estas decisiones al final resultaron exitosas puesto que se puede apreciar que al momento de obtener resultados del pozo estratigráfico, estos datos permitieron continuar con el proyecto, hasta desarrollar, planear y perforar el pozo exploratorio; mismo que en los resultados observados, arrojó información que comprende una buena incorporación de reservas y un factor de recuperación aceptable para continuar en un futuro con la explotación del yacimiento.

Como se observa, este yacimiento se puede explotar con un número de 15 pozos, lo cual refleja que en general toda la implementación de la metodología fue un procedimiento exitoso. Lo anterior puede observarse, visualizando que en que cada etapa que se fue tomando e implementando la metodología FEL, los resultados al término de cada una, permitieron continuar con el proyecto de una manera más efectiva.

Los puntos desarrollados desde el momento en que se identificó y evaluó la cuenca, hasta llegar a la delimitación del yacimiento con el número óptimo de pozos, cubren los requerimientos establecidos por PEMEX, de esta manera todas las etapas evaluadas indican que se cubre la metodología FEL en la parte exploratoria.

Cabe mencionar que el uso de la metodología FEL, es de gran utilidad para planear las etapas del proyecto y tener una mejor visión al momento de su ejecución; ya que los proyectos en aguas profundas implican un alto riesgo y altos costos.

Para concluir todo el proceso exploratorio llevado a cabo durante todo el caso de aplicación, se muestran los flujogramas de implementación, que conllevan todo el proceso indicado dentro de cada etapa de la Metodología FEL, así como los pasos, tareas y actividades que se deben realizar para avanzar entre una sub – etapa y otra. El objetivo de los flujogramas es contribuir a que se contemplen todos los procedimientos requeridos no mostrados en el caso de aplicación, ya que por tratarse de un caso hipotético, no se consideran los tiempos de ejecución reales que requiere un proyecto exploratorio de esta índole, así como contemplar los documentos y dictámenes que son necesarios elaborar entre una sub – etapa y otra, mismos que de igual manera no pueden ejecutarse al igual que un proyecto exploratorio de esta naturaleza.

Estos flujogramas también permiten observar el punto en el cual se desarrolla el proyecto apegado a la metodología FEL y visualizar los requerimientos necesarios para pasar de una sub – etapa a otra.

Flujogramas de metodología FEL

ETAPA VISUALIZACIÓN

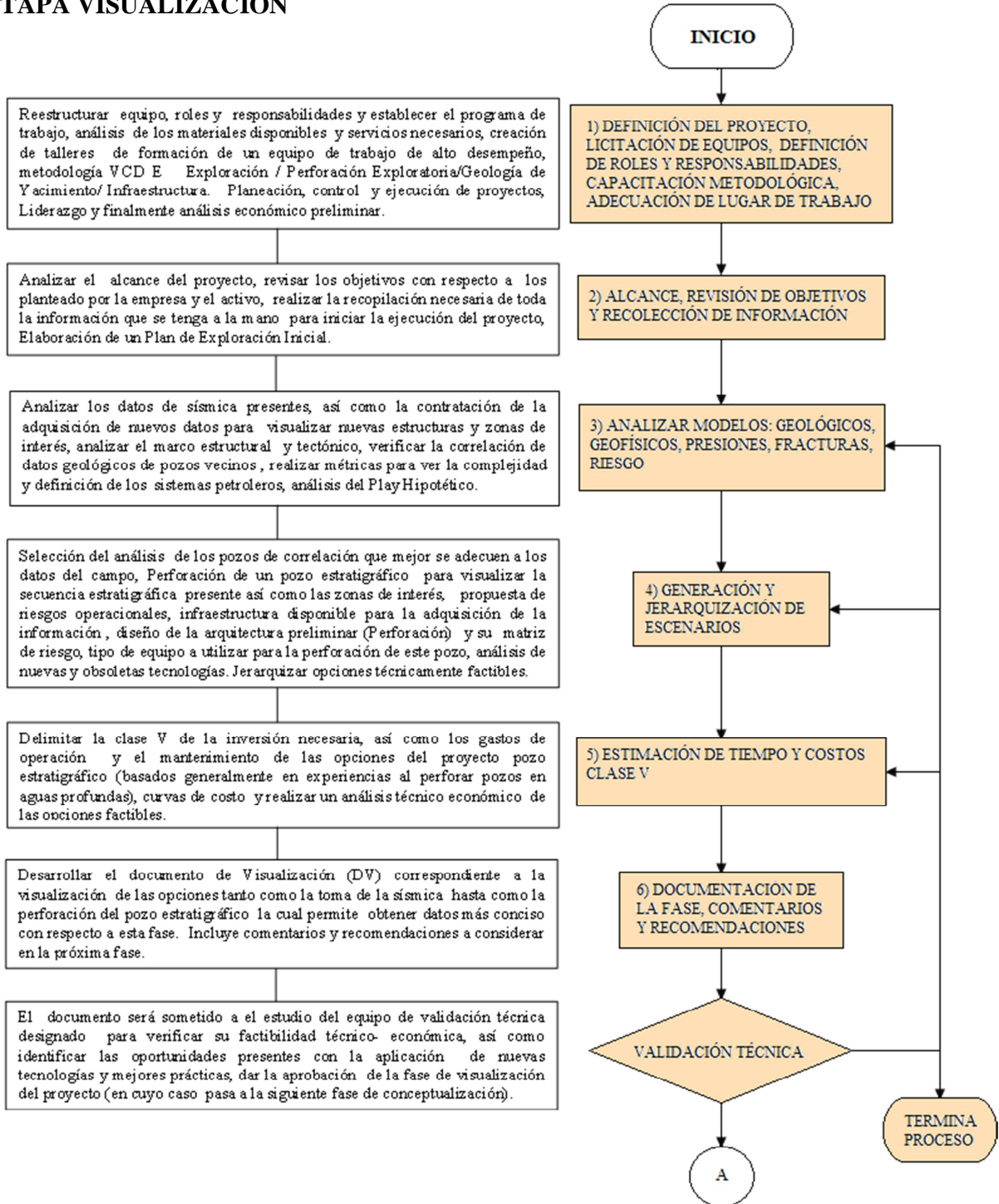


Figura 5.17 Flujograma de Etapa Visualización

ETAPA CONCEPTUALIZACIÓN

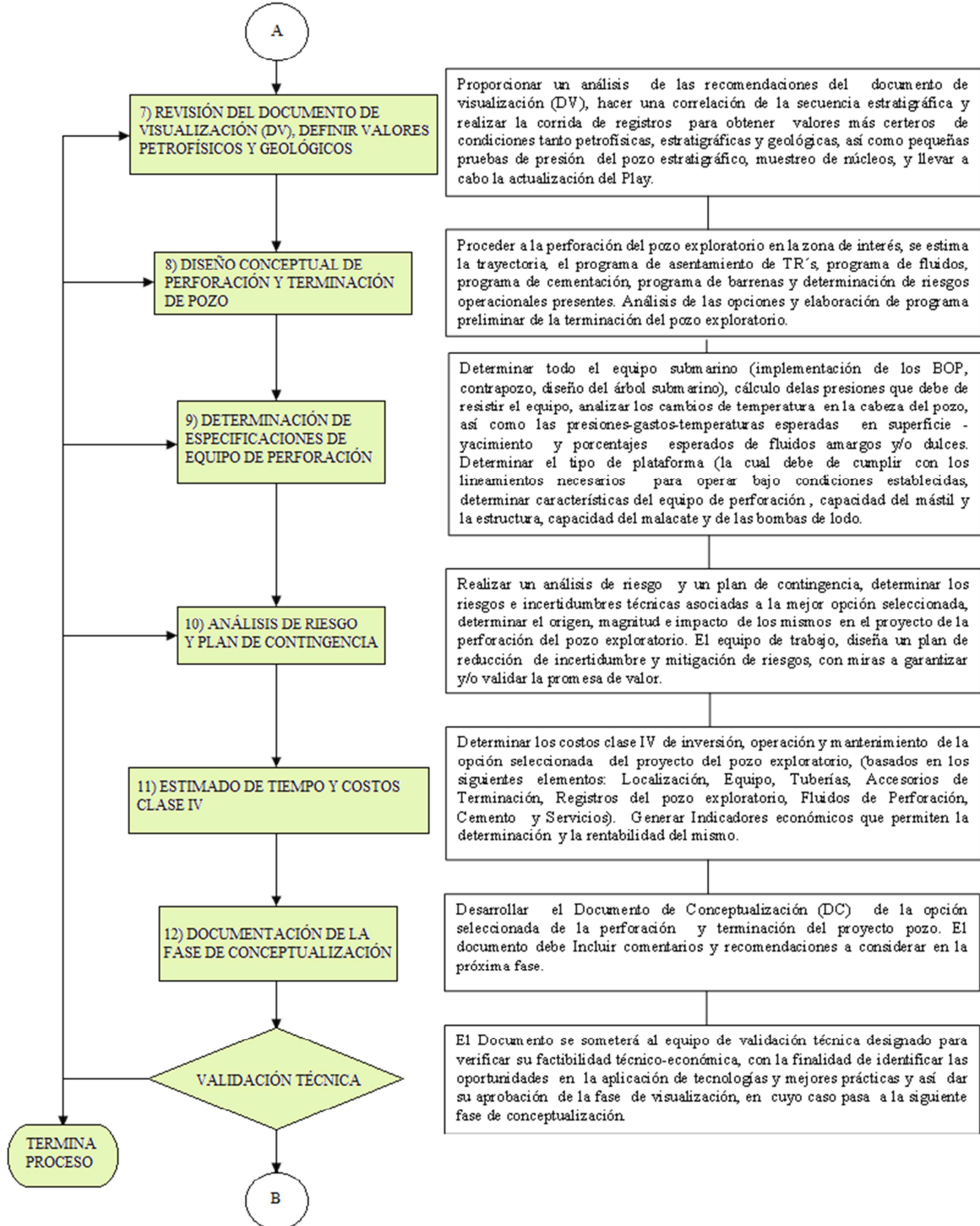


Figura 5.18 Flujograma de Etapa Visualización

ETAPA DEFINICIÓN

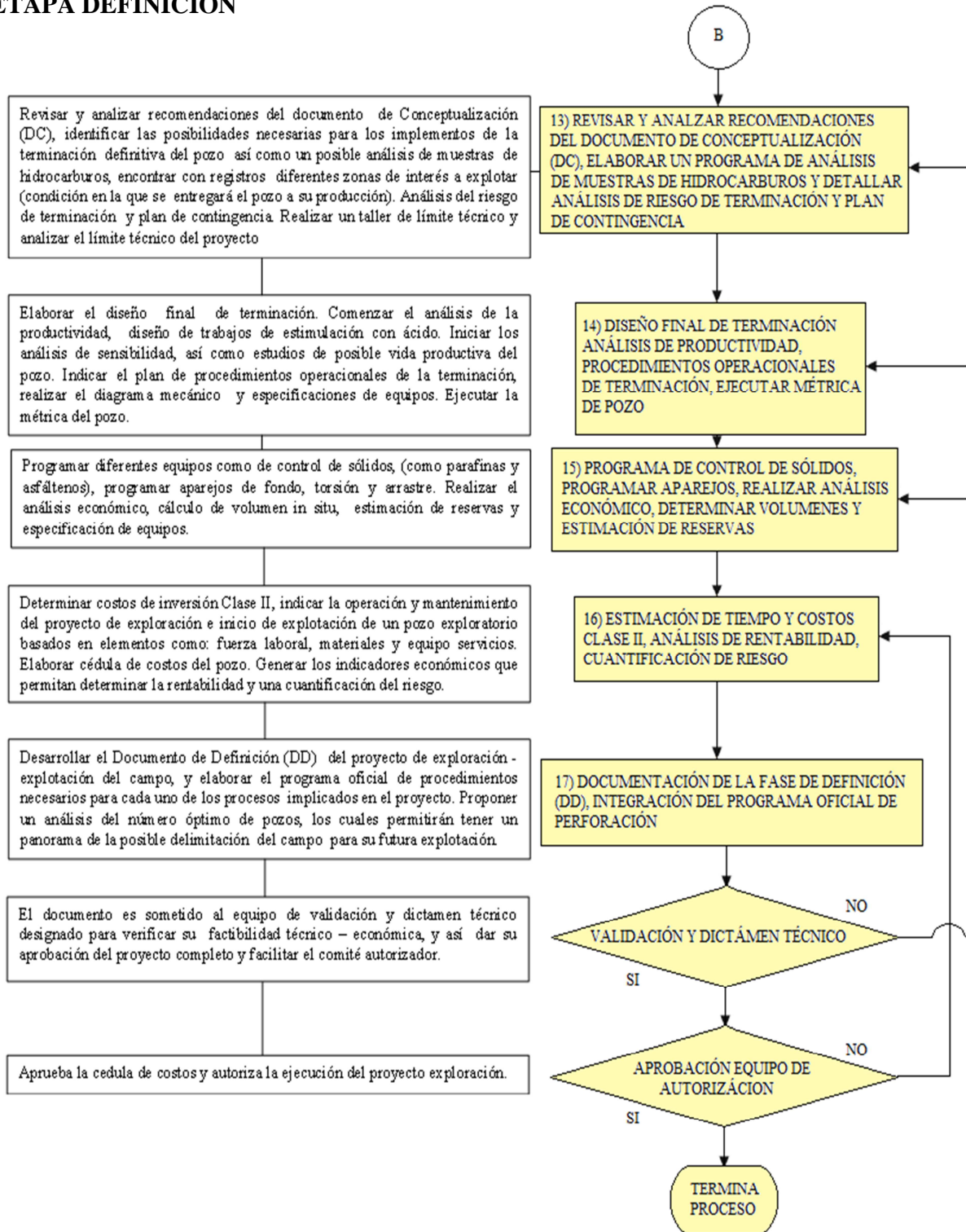


Figura 5.18Flujograma de Etapa Definición

Conclusiones.

- Las normas y procesos adquieren relevancia en el desarrollo de proyectos en aguas profundas debido a su alta inversión y su alto riesgo.
- Debido a la alta demanda de hidrocarburos a nivel mundial y al alto potencial en las cuencas petroleras marinas, es necesaria la implementación de planes estratégicos para la exploración y producción en aguas profundas y ultra profundas
- México ha demostrado tener la capacidad para descubrir y realizar operaciones en pozos en aguas profundas, este esfuerzo debe de continuar debido al alto potencial que tiene el país y a los buenos resultados que se han alcanzado hasta el momento.
- Se realizó una revisión de las características geológicas disponibles de las actividades petroleras realizadas en las principales áreas fronterizas de México en la frontera Norte, en la línea fronteriza del Sur y Sureste y del Golfo de México así como del Pacífico. Un análisis de las distintas regiones demostró, altas posibilidades de que existan yacimientos transfronterizos que se localizan en varias zonas geológicas sobre todo en el Cinturón Plegado Perdido localizado en el Golfo de México.
- Los principales retos que enfrenta PEMEX para su materialización de las metas de proyectos en aguas profundas para la incorporación de reservas, donde los rubros son la incorporación de personal capacitado para adquirir habilidades de exploración y desarrollo y la exploración, necesitan una parte fundamental de descubrir y utilizar elementos para determinar las características de las cuencas Play's y yacimientos.
- La implementación de la metodología VCD dentro de PEMEX Exploración y Producción ayudará a maximizar el valor de sus inversiones en futuros proyectos de explotación.
- La información recopilada para un proyecto como el del caso de aplicación presentado en este trabajo debe de ser analizada por un especialista en de cada una de las diferentes disciplinas teniendo en cuenta que el tiempo de ejecución y de análisis es mucho mayor y requiere más elementos para asemejarse a un proyecto real.
- El empleo de la metodología FEL, es la inversión más inteligente que se puede hacer para maximizar la oportunidad de éxito en cualquier proyecto.

Bibliografía.

- 1.- Artículo Hart Energy, Judy Murray “Aguas Profundas Competencia por la Tecnología” Mayo 2011 Houston Texas USA pp . 1-7.
- 2.- Artículo UNAM A. Barreda “La exploración petrolera en las Aguas Profundas del Golfo de México” 2007 FTE México pp.1-6.
- 3.- Artículo, UNAM, Fabio Barbosa Cano “Situación Actual de Pemex en Aguas Profundas del Golfo de México” México Instituto de Investigaciones Económicas 2010 pp. 1-17.
- 4.- Artículo, Academia de Ingeniería de México, “Las iniciativas de ley y la reforma energética factible” Palacio de Minería UNAM 2008 pp.1-12.
- 5.- Artículo, Revista Petroqui - Mex, Dr. Abelardo Cantú Chapa “El Pozo Maximino-1 en Aguas Profundas del Golfo de México: ¿Solución a la exploración Petrolera?” México 2012 Noviembre - Diciembre pp. 16-25.
- 6.- “Situación de los Campos Petroleros en Aguas Profundas en México” Artículo, Instituto de Investigaciones Económicas UNAM, Fabio Barbosa Cano México UNAM, 2008, pp. 1-25.
- 7.- “Sistemas Flotantes para la Producción de Petróleo en Aguas Profundas Mexicanas” Artículo, Academia de Ingeniería UNAM, Federico Barranco Sicilia, México Enero de 2012, pp. 20-49.
- 8.- “Usando tomografía sísmica de estructuras sub sal en el Golfo de México”. Artículo SPE 2546.
- 9.- “Yacimientos Transfronterizos: Negociación, Exploración y Explotación” Artículo, PEMEX Exploración y Producción Adán Oviedo Pérez, Coordinador de Asesores Pemex, México 2008, pp. 1-8.
- 10.- Dictamen de costos y precios PEMEX Exploración y Producción “Proyecto de Exploración del Golfo de México B” Ing. Marco Antonio Arrequín López, Director del Activo de Aguas Profundas Sur, México 2010.
- 11.- SENER, PEMEX “Diagnostico: Situación Actual de PEMEX”, México, 2012, pp. 23, 41-76, 102-105, 105-115.
- 12.- Revista Energía, Fabio Barbosa Cano “Éxitos y Problemas en el Golfo de México” 2007 FTE México pp.1-11.

- 13.- PETROBRAS, Agencia de Exploración, “Cronología: Descubrimientos y actividades de yacimientos Offshore 2007- 2008” Brasil, 2009 pp. 1-15.
- 14.- “Retos Tecnológicos: En la Exploración y Producción en Aguas Profundas” IPN, ESIA, Enrique Aguilera Hernández, Margarita Estrada Hernández, Simposio: Perspectivas de exploración y producción en Aguas profundas y ultra profundas 2009. Presentación.
- 15.- “Exploración y Producción Avances de la Normatividad para Aguas Profundas” CNH, Javier Estrada, México, 2010. Presentación.
- 16.- “Aguas Profundas en México: La Oportunidad y el Reto” PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil, México, 2012. Presentación.
- 17.- “Presentación a Inversionistas” PEMEX Exploración y Producción, México, 2011.
- 18.- “Retos en la Exploración y Producción de Petróleo Crudo en el sexenio 2012-2018” Fabio Barbosa Cano, UNAM, Instituto de Investigaciones Económicas, 2012 México, pp. 15-35.
- 19.- “Reservas de Hidrocarburos al 1 Enero de 2012” PEMEX Exploración y Producción.
- 20.- “Situación de las Reservas y el potencial petrolero en México” Fabio Barbosa Cano, Nicolás Domínguez, Revista Economía UNAM Vol.3 Num.7 México 2010.
- 21.- “Pozo Trion-1 Primer Descubrimiento en Aguas Mexicanas en la Zona Fronteriza del Golfo de México” Fabio Barbosa Cano, UNAM, Instituto de Investigaciones Económicas, 2012 México, pp. 1-11.
- 22.- “Desarrollo Tecnológico para la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas de México” IMP, Dr. Ernesto Heredia Zavoni, Feria de Postgrados de Calidad, Ensenada B.C. México 2012. Presentación.
- 23.- “Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas” Kolstad Eric, Stimatz Graham Taylor Greg, Carré Emmanuel Pradié. Oilfield Review. 2003.
- 24.- “PEMEX Destaca recursos potenciales Pozo Supremus-1” Rodrigo Cuellar, Periódico La Jornada Octubre 2012.
- 25.- “Retos en el Desarrollo y Explotación de Campos en Aguas Profundas de la RMSO” Academia de Ingeniería, PEP, México 2009 Presentación.
- 26.- “Logros y Perspectivas de la Exploración y Producción de Campos en Aguas Profundas de México. PEP, México 2012. Presentación.
- 27.- Flores Alonso Claudia. Tesis Profesional “Definición Inicial del Proyecto FEL una mejor práctica para incrementar el desempeño de proyectos” UNAM 2006.

- 28.- Página WEB IPA <http://www.ipaglobal.cpm/inside%20pages/conferences/index.htm>
- 29.- “Guía VCD PEMEX PEP”.2008 Curso FEL PEP.
- 30.- “Las reservas de hidrocarburos de México 2012” PEMEX reporte anual de reservas de PEP, México, 2012.
- 31.- “La Economía Aplicada a la Industria de Hidrocarburos en México”, Ramsés Alejandro Pech Razo, Editorial Cardumen, México, 2012, pp.20-24, 40-45, 100-138, 171-192.
- 32.- Rodrigo Figueroa Salazar “Perforación doble gradiente en aguas Profundas” UNAM 2009.
- 33.- Albarrán Flores Diego, Hernández Sandoval Luis Armando, “Cementación de Pozos Petroleros en Aguas Profundas”, UNAM, 2012.
- 34.- Luis Eduardo Segura Martínez, “El Desarrollo de los Yacimientos Transfronterizos de Petróleo en México. Instituto Politécnico Nacional, 2009.
- 35.- Mirna Domínguez Caramón “Aplicación del Análisis de Riesgo a la Terminación de Obras de Proyectos Petroleros” IPN, 2007.
- 36.- Luis Eduardo Segura Martínez “El Desarrollo de los Yacimientos Transfronterizos de Petróleo en México” IPN, 2009.
- 37.- Rebeca Median Hernández “Diseño de un Sistema de Alertas de Tecnologías para una Adecuada Toma de Decisiones. Caso: Perforación de Aguas Profundas” IPN, 2009.
- 38.- Gerardo Lara Ramírez, “Tecnología de Perforación en Aguas Profundas” UNAM 1999.
- 39.- René Nemesio Miranda Sánchez, Sergio Troncoso Gonzales, “Evaluación Económica para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas” UNAM 2001.
- 40.- Tovar Rodríguez Tania Daniela, “Evaluación de Proyectos Petroleros Basados en Reservas y Recursos aplicados a PEMEX Exploración y Producción de acuerdo a los últimos lineamientos de la SPE y U.S. SEC.”, UNAM, 2009.
- 41.- Claudia Flores Alonso, “Definición Inicial del Proyecto (FEL), una Mejor Práctica para Incrementar el Desempeño en los Proyectos” UNAM, 2010.
- 42.- Juan Luis Arango Cartas, “Aplicación de la Metodología VCD a una Campo Petrolero para la Selección de la Infraestructura de Explotación Óptima” Universidad del Istmo 2010.

43.- Alejandro Cortes Cortes, “Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas” UNAM, 2005.

44.- Horacio Quetzalcóatl Yedra Hernández, “Importancia Estrategia del Golfo de México: Petróleo y Gas en Aguas Profundas” UNAM, 2010.

45.- “Desarrollo e Instrumentación de la Estrategia Institucional de PEMEX” PEMEX, 2009, Presentación.