



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Proceso de diseño Front-End
Loading FEL como apoyo a la toma
de decisiones óptimas para
desarrollar proyectos de grandes
inversiones**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Edgar Suárez Rosales

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025

RESUMEN

La metodología Front-End Loading es considerada como una de las herramientas más eficientes para la toma de decisiones óptimas dentro de la planificación y desarrollo de proyectos que requieren grandes inversiones. Este enfoque permite disminuir de forma muy importante la incertidumbre y mejorar los resultados esperados, en especial en la producción de petróleo y gas en aguas profundas, lo que representa una gran importancia, ya que su implementación y gestión permite desarrollar un mejor panorama ante los obstáculos y limitantes que presenta este tipo de proyectos.

La aplicación de la metodología FEL, en específico, en proyectos de desarrollo de campos en aguas profundas, donde se requieren grandes inversiones, ha permitido a países como Estados Unidos, Brasil, Noruega y Gran Bretaña hacer más eficiente la aplicación de recursos.

El proceso FEL proporciona un panorama general para la toma de decisiones fundamentadas a través de la evaluación detallada de escenarios y la planeación estratégica, logrando así un enfoque que no solo mejora la capacidad de gestionar riesgos, sino que también asegura un mejor desarrollo en la ejecución de proyectos complejos y de alto valor. Para conocer la efectividad de esta metodología, se estudió el caso de 3 empresas (Dupont, Weyerhaeuser y ChevronTexaco) las cuales a lo largo de su historia, vieron un crecimiento notable en los resultados exitosos con la implementación del FEL, obteniendo resultados positivos en proyectos de gran escala, destacando que a pesar de ser empresas que se dedican a ámbitos diferentes, demuestran que al tener una sólida gestión y planificación se puede llegar a los objetivos empresariales sin necesidad de salirse del alcance de sus recursos. Asimismo, se lleva a cabo un análisis sobre el proceso Chevron Project Development and Execution Process (CPDEP), donde se identifican parámetros en común y lecciones aprendidas que optimizan la adaptación de esta herramienta a diferentes contextos de la industria petrolera.

Es así como se demuestra la importancia de incorporar la metodología FEL desde las etapas tempranas de un proyecto, adoptándola a las condiciones específicas que enfrenta cada caso, este enfoque no solo permite la facilidad de la toma de decisiones, sino que también contribuye a garantizar el éxito y sostenibilidad de las inversiones, fortaleciendo la gestión estratégica dentro del sector clave para un desarrollo técnico y económico eficaz.

Índice

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. La producción de aceite y gas en aguas profundas, considerada anteriormente como no convencional, se ha ido convirtiendo en una de las fuentes de energía más baratas	1
1.1.1. Antecedentes y crecimiento de producción en aguas profundas	1
1.1.1.1. Primeros pozos perforados con plataformas flotantes.....	1
1.1.2. Panorama mundial en aguas profundas.....	2
1.1.2.1. Recursos en aguas profundas	3
1.1.2.2. Producción en aguas profundas.....	5
1.1.3. Panorama y contexto nacional en aguas profundas	6
1.1.3.1. Área Perdido.....	8
1.1.3.1.1. Trion	12
1.1.3.2. Cuenca Salina Centro	19
1.1.3.3. Cordilleras Mexicanas Norte	23
CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE U.S.A. PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES.....	25
2.1. Introducción: El sector productivo de aceite y gas costa fuera sigue siendo un segmento clave en el panorama Upstream.....	25
2.2 El papel del departamento de energía como “Dueño del Proyecto”	30
2.3. Responsabilidades de la gestión de proyectos del Departamento de Energía y mejora de procesos.	32
2.4 Los Elementos de la Excelencia del Sistema de Proyectos.	35
CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS.	38
3.1. Antecedentes.....	38
3.2. Descripción resumida del proceso o metodología Front-End Loading	40
3.3. Procesos de Front-End Loading.....	42

3.3.1. Cadena de valor de Exploración y Producción.....	42
3.3.2. De la Exploración al Desarrollo.....	43
3.3.3. Proceso de decisiones en las fases de Exploración y Plan de Desarrollo	44
3.3.4. Entregables del proyecto de Exploración	45
3.3.5. Decisiones en la fase de los Proyectos de Delimitación y Desarrollo (D&D) para la planificación del Desarrollo del Campo	47
3.3.6. Ventajas de la metodología Front-End Loading aplicado a la Planificación del Desarrollo del Campo	50
3.3.7. El yacimiento como el centro del proceso de planificación del desarrollo del campo.....	51
3.3.8. Desafíos de la metodología FEL y su impacto en el éxito del proyecto	53
3.3.9. Estrategias de mitigación y mejores prácticas del FEL	55
3.4. El proceso FEL y la administración de la incertidumbre como apoyo a la toma de decisiones	56
3.4.1. Indicadores o índices de avance de la aplicación de la metodología Front-End Loading (FEL).....	58
3.4.2. La metodología FEL y la toma de decisiones del mejor escenario.	59
3.4.2.1 Ejemplo práctico: Pozo UNAM-1EXP	66
3.4.2.2. Ejemplo práctico: Campo UNAM	72
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES	82
4.1. Caso de estudio: Rol de DuPont en proyectos de grandes inversiones.....	82
4.1.1. Selección de los mejores proyectos	82
4.1.2. Liderazgo dentro del FEL.....	83
4.1.3. Gestión en la ejecución del proyecto	84
4.1.4. Garantía en la renovación de competencias	85
4.1.5 Retos y reflexiones para DuPont	86
4.2. Caso de estudio: Proceso de gestión de capital de Weyerhaeuser.....	86
4.3. Caso de estudio: Proceso de Desarrollo y Ejecución de Proyectos de ChevronTexaco.....	89
4.3.1. Fundamentos del CPDEP	90

4.3.2. Juntas de revisión de decisiones	91
4.3.3. Revisión por Pares.....	92
4.3.4. Planificación de la Ejecución del Proyecto	92
CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS) .	94
5.1. Aplicación del CPDEP	99
CONCLUSIÓN	101
Bibliografía	102

Tabla de figuras

Figura 1.1. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas en aguas profundas respecto al tiempo (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production)	3
Figura 1.2. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas en aguas profundas (500-2000 m) y ultraprofundas (>2000m) respecto al tiempo (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).	3
Figura 1.3. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas por región (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).....	4
Figura 1.4. Tasa de éxito mundial en la exploración de 6 regiones en mar abierto (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).	4
Figura 1.5. Asignaciones vigentes de Exploración dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).....	7
Figura 1.6. Asignaciones vigentes de Exploración dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).....	9
Figura 1.7. Contratos dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	12
Figura 1.8. Configuración de las asignaciones AE-0092-Cinturón Subsalino-10 y AE-0093-Cinturón Subsalino-11 (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).....	13
Figura 1.9. Configuración del contrato CNH-A1-TRION/2016 (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	14
Figura 1.10. Pozos perforados dentro del Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	16
Figura 1.11. Reservas de aceite asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	17
Figura 1.12. Reservas de gas natural asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	18
Figura 1.13. Reservas en Petróleo Crudo Equivalente asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)). ...	18
Figura 1.14. Configuración de la asignación AE-0174-2M (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	19
Figura 1.15. Contratos dentro del área de la Cuenca Salina Centro (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).	22
Figura 1.16. Contratos dentro y fuera del área de Cordilleras Mexicanas Norte (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).....	24

Figura 2.1. Inversiones a nivel mundial y gastos de capital (CAPEX). (Realizada con datos de Rystad Energy).....	26
Figura 2.2. Recursos autorizados costa fuera por año y CAPEX de desarrollo por bpce. (Realizada con datos de Rystad Energy).....	27
Figura 2.3. Crecimiento de la oferta de hidrocarburos no pertenecientes a la OPEC (Realizada con datos de Rystad Energy).....	28
Figura 2.4. Recuperación final estimada promedio por pozo (Realizada con datos de Rystad Energy).....	29
Figura 2.5. El sector de aguas profundas frente a otros grupos clave a nivel mundial (Realizada con datos de Rystad Energy).....	30
Figura 2.6. Proceso común del sistema de proyectos (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)	35
Figura 3.1. Front-End Loading (FEL) para la ejecución de proyectos: Desde la fase Pre-FEL hasta la operación. (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	41
Figura 3.2. Fases de la Cadena de valor de Exploración y Producción (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	42
Figura 3.3. Fases del proyecto de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	43
Figura 3.4. De la Exploración a los tipos de proyectos y productos de desarrollo (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013).....	44
Figura 3.5. Características de los proyectos de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	46
Figura 3.6. Entregables de los proyectos de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	47
Figura 3.7. Preguntas generales durante el proceso de toma de decisiones en el desarrollo del campo (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	49
Figura 3.8. Etapas del estudio integrado de yacimientos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	52
Figura 3.9. Retos, impacto en los resultados y estrategias de mitigación para los proyectos del FEL (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	54
Figura 3.10. Incertidumbres en los yacimientos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	58

Figura 3.11. Optimización del Escenario de Decisión (DSO) en distintas fases del proyecto (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013).....	60
Figura 3.12. Ejemplo de Optimización del Escenario de Decisión (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013).....	62
Figura 3.13. Ciclo recurrente de visualización y conceptualización del Modelado Integrado de Activos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	64
Figura 3.14. Componentes del Modelo Integrado de Activos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)	65
Figura 3.15. Ubicación del pozo UNAM-1EXP (Elaboración propia).....	66
Figura 3.16. Estado mecánico del escenario seleccionado (Elaboración propia).....	71
Figura 3.17. Ubicación del área contractual y campo UNAM (Elaboración propia).	72
Figura 4.1. Proceso común de DuPont (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)	83
Figura 4.2. Visión general del proceso PACE (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)	88
Figura 4.3. Historia del CPDEP/Evaluación comparativo (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)	90
Figura 4.4. Objetivos y actividades clave de las fases (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)	91
Figura 5.1. Desempeño de los proyectos (Chevron. (s.f). Company Project Development and Execution Process).	95
Figura 5.2. Hoja de Ruta Básica de CPDED (Chevron. (s.f). Company Project Development and Execution Process).	98

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Con el paso del tiempo, el ser humano ha sido capaz de desarrollar su habilidad y pulir cada uno de sus conocimientos en beneficio de un crecimiento, caracterizándonos por la creación y la innovación que nos dan pauta para explorar nuevos horizontes que eran inconcebibles. Como parte de un progreso, la industria petrolera siempre ha tenido la oportunidad de brindar un recurso que es necesario en nuestro día a día, esto conlleva a reconocer nuevos lugares que pueden ser zonas potenciales de hidrocarburos, un ejemplo de ello es costa afuera, donde ya se ha demostrado que existen acumulaciones de hidrocarburos muy importantes. De esta forma, se hará un énfasis en conocer la rentabilidad de la explotación de estos hidrocarburos en la actualidad, destacar los beneficios y oportunidades que brindan tanto en el aspecto económico, social y nacional.

1.1. La producción de aceite y gas en aguas profundas, considerada anteriormente como no convencional, se ha ido convirtiendo en una de las fuentes de energía más baratas

1.1.1. Antecedentes y crecimiento de producción en aguas profundas

La industria petrolera a lo largo del tiempo ha tenido cambios importantes, debido a los descubrimientos, nuevas investigaciones y el avance de las tecnologías, dichos aspectos han contribuido en un crecimiento y progreso. El siglo XIX fue testigo del nacimiento de una nueva industria la cual empezó siendo simplemente la recolección de lo que conocían como aceite de roca (petróleo) hasta la implementación de infraestructura compleja y necesaria en aguas profundas para la obtención del hidrocarburo.

Para llegar a la perforación y producción en aguas profundas, se desarrollaron y ejecutaron varios procesos previos, los cuales dieron un margen de conocimiento, Estados Unidos fue uno de los pioneros en incorporar estas acciones, ya que después de tener el auge de la perforación en pozos terrestres, fueron incursionando a los muelles del Océano Pacífico. En 1896 empresarios de renombre vieron la oportunidad de obtener una producción considerable dentro de los muelles de Summerland en California. Esto fue el inicio de un hecho sin precedentes, ya que el éxito de la perforación en los muelles provocó que la perforación se extendiera a mar abierto, logran así que el campo de Summerland fuera el primer campo costa afuera desde muelles (Wells., 2010).

1.1.1.1. Primeros pozos perforados con plataformas flotantes

Gulf Refining Company siempre tuvo una visión más allá de lo visto hasta en esas fechas, destacándose en incorporar nuevas ideas, como diseños para la perforación de pozos, tal

hecho llevó a la compañía a dejar a un lado el uso de muelles para la perforación y producción costa afuera, entendiendo la esencia de la palabra “innovación” empezaron a idear una manera más eficiente y menos costosa para la perforación en Caddo Lake, Louisiana, de esta manera, utilizando barcazas fue que perforaron en el lago, logrando así obtener una producción nada despreciable de 450 barriles por día en su primer pozo llamado el Ferry lake No.1 en 1911 (Wells., 2017).

Kerr-Mc Gee Corporation fue considerada como la principal compañía en introducir la perforación a zonas inimaginables, como lo es el mar abierto. La compañía Kerr-Mc fundada en Oklahoma, Estados Unidos, en el año de 1929, tuvo como actividades primordiales la exploración y producción de petróleo, pero no fue hasta 1947 que a 10 millas de la costa de Louisiana (adentrándose al golfo de México) se perforó el primer pozo en mar, con un aproximado de 6 metros (20 pies) de tirante de agua, bautizándolo con el nombre de Kermac No.16, el cual tuvo un gran comienzo después de su construcción, ya que logró producir 40 barriles de petróleo por hora o lo que equivale a 960 barriles por día (Jay Schempf, S.F).

1.1.2. Panorama mundial en aguas profundas

La industria petrolera ha tenido un gran avance dentro de la perforación y producción en aguas profundas, a pesar del importante desarrollo que ha tenido, a nivel mundial, sigue teniendo un impacto mínimo, debido a la inmensidad del mar, se sigue teniendo muy poca información y exploración sobre ella, resultando que, los descubrimientos en aguas profundas tan solo figuran en un 5% del total mundial de los recursos petroleros. Este hecho lleva a que la gran incertidumbre que tiene la inversión en proyecto en aguas profundas sea hecha por empresas de operadores internacionales importantes, las cuales tienen las condiciones económicas para desarrollar proyectos de tal magnitud, pero poco a poco la incursión de nuevas empresas de pequeño o mediano calibre buscan invertir en zonas con menor incertidumbre dentro del área de aguas profundas, esto derivado de la gran utilidad o rendimientos que proporciona la actividad petrolera dentro de estas áreas.

1.1.2.1. Recursos en aguas profundas

Desde la perforación del primer pozo en el siglo XIX y hasta la actualidad se han logrado descubrir nuevos y grandiosos yacimientos costa afuera, de esta manera en 2002 se registró aproximadamente 78 millones de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Bbpce), de los cuales 48 Bbpce resulta de petróleo y condensados y aproximadamente 174 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas (o su equivalencia en aproximadamente 30 Bbpce) como se puede observar en la siguiente imagen (Figura 1.1.).

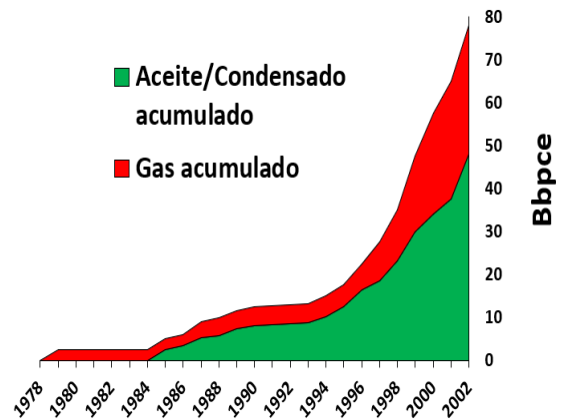


Figura 1.1. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas en aguas profundas respecto al tiempo (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production)

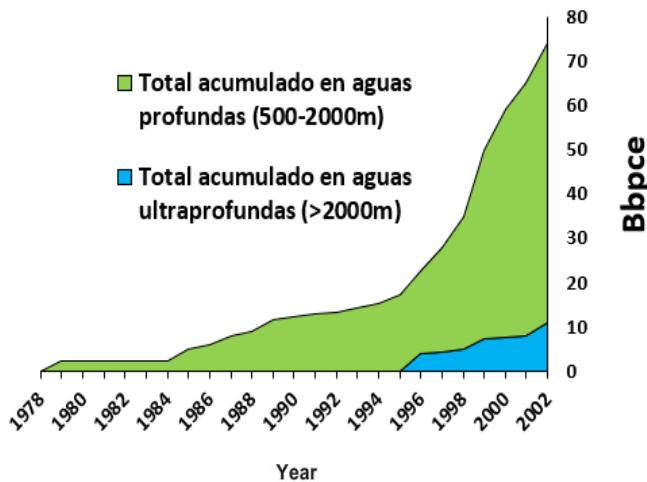


Figura 1.2. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas en aguas profundas (500-2000 m) y ultraprofundas (>2000m) respecto al tiempo (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).

De esta cantidad descubierta, casi el 15% (11.1 Bbpce) de los recursos provienen de aguas ultraprofundas y el 85% (62.9 Bbpce) de aguas profundas (Figura 1.2.), resaltando que el descubrimiento de recursos en aguas ultraprofundas (mayores de 2,000 metros con respecto al tirante de agua) no sobrepasa los 30 años, sus primeros aportes se datan de 1995 y ha tenido un desarrollo aceptable (S. Pettingill & Weimer, 2008).

De la misma manera, en 2002 se consideraron 18 cuencas sedimentarias a lo largo de todo el mundo (figura 1.3.), dentro de las cuales, la mayor parte de recursos encontrados en aguas profundas pertenecen al norte del Golfo de México, Brasil y África Occidental, del total de los recursos descubiertos, solo el 31% están en proceso de ser desarrollados o en su caso ya se encuentran desarrollados, lo que significa en un gran potencial para el presente y futuro de la industria petrolera (S. Pettingill & Weimer, 2008).

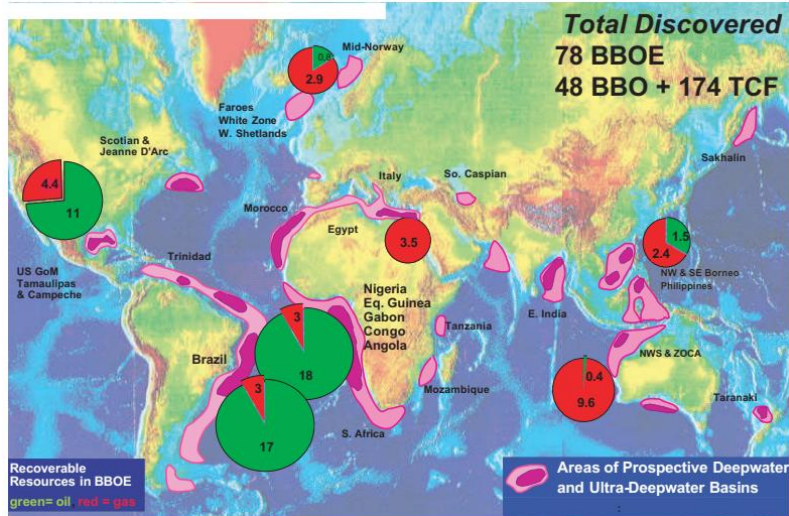


Figura 1.3. Descubrimiento de las reservas de aceite y gas por región (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).

Desde 1985 se tenía un éxito con respecto a la exploración mundial de aguas profundas del 10% a nivel mundial (S. Pettingill & Weimer, 2008), pero con el pasar de los años esto ha cambiado gracias a los apreciables resultados obtenidos en África occidental, Sur América y golfo de México, como lo podemos ver en la siguiente imagen (Figura 1.4.) en estas regiones se observa un mayor porcentaje de petróleo con respecto al gas, lo que en la industria petrolera se traduce a un potencial económico considerable.

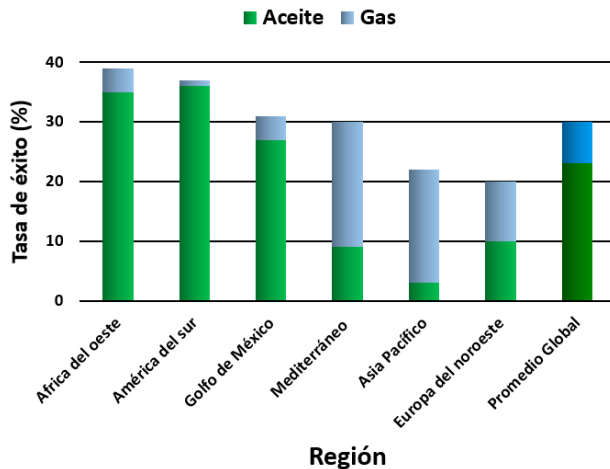


Figura 1.4. Tasa de éxito mundial en la exploración de 6 regiones en mar abierto (Henry S. P. Enero, 2008, Global Overview of Deepwater Exploration and Production).

Notamos que en el Mediterráneo, Asia Pacífico y el noreste de Europa son las regiones que le siguen con respecto al éxito en la exploración, aunque su proyección de aceite con respecto al gas no es de la misma manera que las regiones anteriores, lo que en total nos

da un promedio mundial de más del 30%, lo cual a lo largo del tiempo y el avance de la tecnología podrá darse un incremento considerable.

1.1.2.2. Producción en aguas profundas

La infraestructura dentro de la industria petrolera juega un papel fundamental para desarrollarse más allá de las zonas terrestres y someras, la incorporación de nueva tecnología relacionada con los equipos de perforación, equipos de posicionamiento dinámico y equipos flotantes de producción marcarán una pauta y el ritmo con el que se llevarán los nuevos retos en las actividades petroleras en aguas ultraprofundas, además de requerir grandes inversiones tanto económicas como de tiempo, dichos parámetros limitan estas operaciones, pero la producción obtenida logra contrarrestar aquellos desafíos de las actividades costa afuera. Brasil está posicionado como el país con el mejor desarrollo en los proyectos de aguas profundas y ultraprofundas, seguidos de países como Estados Unidos, Angola y Noruega, donde tan solo la producción de hidrocarburos por parte de Brasil y Estados Unidos representa el 90% de la producción mundial con respecto a aguas profundas (Energy Information Administration (EIA), 2016).

La producción mundial del hidrocarburo en proyectos de aguas profundas registró 9.3 millones de barriles por día (MMBPD) en el año 2015, lo que significó un aumento del 25% en relación con lo que se producía en 2005 con 7 MMBPD, aunque existió este incremento, a nivel mundial la producción costa afuera solo significó el 30% de la producción total desde el 2005 al 2015. Las compañías petroleras están apostando por invertir en el desarrollo en alta mar, a pesar de ser más costoso que invertir en proyectos en zonas terrestres, se tiene un mejor rendimiento económico una vez puesta en marcha la producción debido a los precios más bajos por producir, además, en la actualidad la administración de la seguridad y protección ambiental es un tema muy importante, la producción en mar abierto genera menos emisiones por barril, lo que le permite sumar otra ventaja al desarrollo de este tipo de proyectos.

Dentro de la parte económica, los costos de producción siempre se mantienen en un precio medio de equilibrio, este es un parámetro dentro de la industria que indica la factibilidad de producción de un barril de petróleo, el cual siempre será un indicador detonante para que las compañías pongan en marcha sus proyectos. Durante estos últimos años, hemos visto una caída del precio de producción del barril, donde en 2020 se registró un precio de 50 dólares por barril, disminuyendo un 10% en los últimos 2 años y un 35% desde el año 2014, dejando en claro que producir hidrocarburo es más rentable que en años anteriores, es decir, en 2014 para producir un barril de petróleo se tenía un costo de 90 dólares, mientras que en 2020 solo se necesitan 50 dólares (Offshore Energy, 2020) para producir

ese barril de petróleo, logrando así una mayor producción de petróleo, pero dicha producción se mantiene vinculada al valor de petróleo, ya que si el precio del petróleo se encuentra por debajo de nuestro costo de producción, no se tendrá ninguna ganancia por parte de la empresa. De esta manera, los proyectos en aguas profundas de manera general son la segunda fuente más barata (solo por detrás de los proyectos en tierra del medio oriente), lo que se traduce en la necesidad de seguir motivando a la industria petrolera a adentrarse a estas zonas, la cual a pesar de sus dificultades que presenta en materia técnica, son atractivas con respecto a sus reservas y la producción que se puede obtener.

1.1.3. Panorama y contexto nacional en aguas profundas

México ha demostrado ser un territorio con una extensa cantidad de recursos naturales. Las condiciones geológicas dieron pauta para ser un país petrolero. La tecnología ha permitido el estudio y desarrollo de la parte terrestre de México, pero el patrimonio nacional también se encuentra costa afuera, las complicaciones en función de investigación han mermado el gran desarrollo de actividades petroleras en aguas profundas en los últimos años.

Durante mucho tiempo Petróleos Mexicanos (PEMEX) era el único operador petróleo encargado de realizar la exploración y estudio del subsuelo en el país, pero este hecho cambió con la llegada de la reforma energética, donde se tuvo una apertura nacional en beneficio del desarrollo petrolero, es decir, se permitió la entrada de empresas extranjeras a la industria petrolera nacional bajo contratos, de la misma manera, la reforma trajo consigo mismo una nueva serie de mejores prácticas que serían implementadas bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), que acompañado de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) formarían parte de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética, 2014).

Una de las atribuciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos es regular las actividades de autorización de reconocimiento y exploración superficial (ARES), este programa empezó a tomar importancia en el 2015, teniendo la finalidad de recopilar datos geológicos para tener un mejor reconocimiento del subsuelo estudiado y aumentar las probabilidades de localizar recursos de hidrocarburos. Bajo estas premisas, se han creado una serie de lineamientos los cuales los operadores deben de seguir para realizar este tipo de actividades.

Gracias al enfoque de mejora continua que se ha implementado en los últimos años, en el 2018 se logró cuantificar un aproximado de 52.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) de recursos convencionales totales en México, de los cuales, alrededor de 27.835 MMMbpce (53% del total de los recursos convencionales) se encuentran localizados dentro de aguas profundas (Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México, 2019) en una superficie total de 126,830 km², en términos generales, más de la mitad de los recursos nacionales se encuentran en una zona que todavía no ha sido desarrollada, logrando así potencializar el atractivo de este tipo de área, es importante resaltar las áreas que constituyen una porción de la zona de aguas profundas, las cuales son: Área Perdido, Cordilleras de Mexicanas Norte y la Cuenca de Salina Centro, en la figura 1.5. se puede apreciar la distribución de las áreas en cuestión.

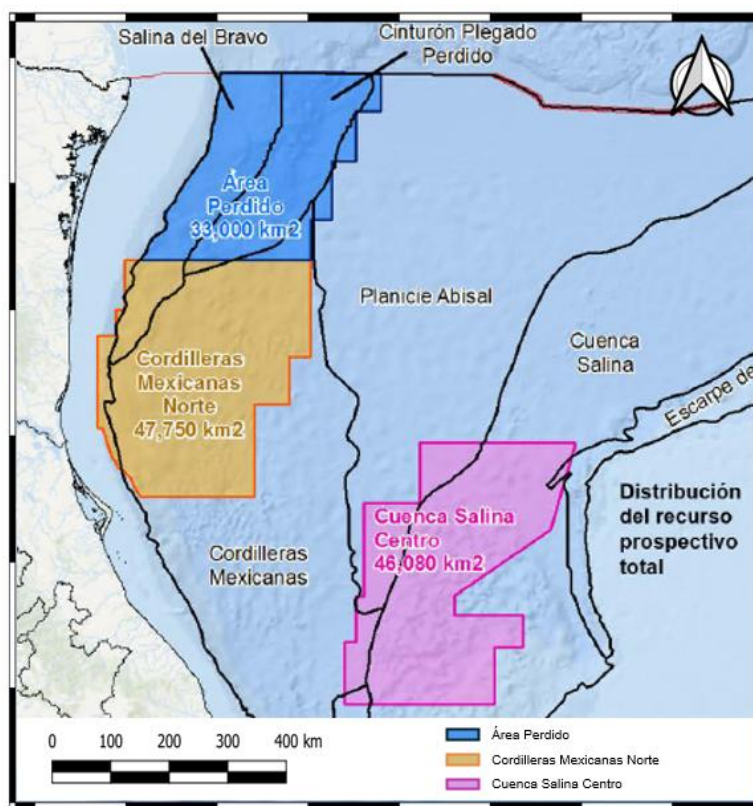


Figura 1.5. Asignaciones vigentes de Exploración dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

De la misma manera, se estima que contienen los siguientes recursos prospectivos:

- Área Perdido: 8,946 MMbpce
- Cuenca Salina Centro: 5,158 MMbpce
- Cordilleras Mexicanas Norte: 2,724 MMbpce

Teniendo aproximadamente el 60% de los recursos totales en aguas profunda, de manera más detallada se describirán características de las áreas de evaluación.

1.1.3.1. Área Perdido

Cuenta con una superficie de aproximadamente 33,000 km², ubicada geográficamente frente al litoral del estado de Tamaulipas, se caracteriza por contar con un tirante de agua entre un rango de los 500 a 3,600 metros, además, se encuentra dentro de la provincia geológica del Cinturón Plegado Perdido y cierta porción se encuentra en la provincia geológica de Salina del Bravo.

En la actualidad, el área de Perdido se compone principalmente de 9 asignaciones, las cuales son:

1. AE-0109-3M-CINTURÓN SUBSALINO-13: Título de Asignación otorgado a PEMEX el 23 de junio de 2017.
2. AE-0110-4M-CINTURÓN PLEGADO PERDIDO-09: Título de Asignación otorgado a PEMEX el 23 de junio de 2017.
3. AE-0111-2M-ÁREA PERDIDO
4. AE-0112-2M-ÁREA PERDIDO
5. AE-0113-2M-ÁREA PERDIDO
6. AE-0114-2M-ÁREA PERDIDO
7. AE-0115-2M-ÁREA PERDIDO
8. AE-0116-2M-ÁREA PERDIDO
9. AE-0117-2M-ÁREA PERDIDO

Cabe destacar que los títulos de asignación referidos al área perdido fueron otorgados a PEMEX el 28 de agosto de 2019, además, todas las asignaciones están enfocadas a la exploración y extracción con una vigencia de 35 años contados a partir de la fecha efectiva de la firma de los títulos (Secretaría de Energía, s.f), sus ubicaciones se muestran en la figura 1.6.

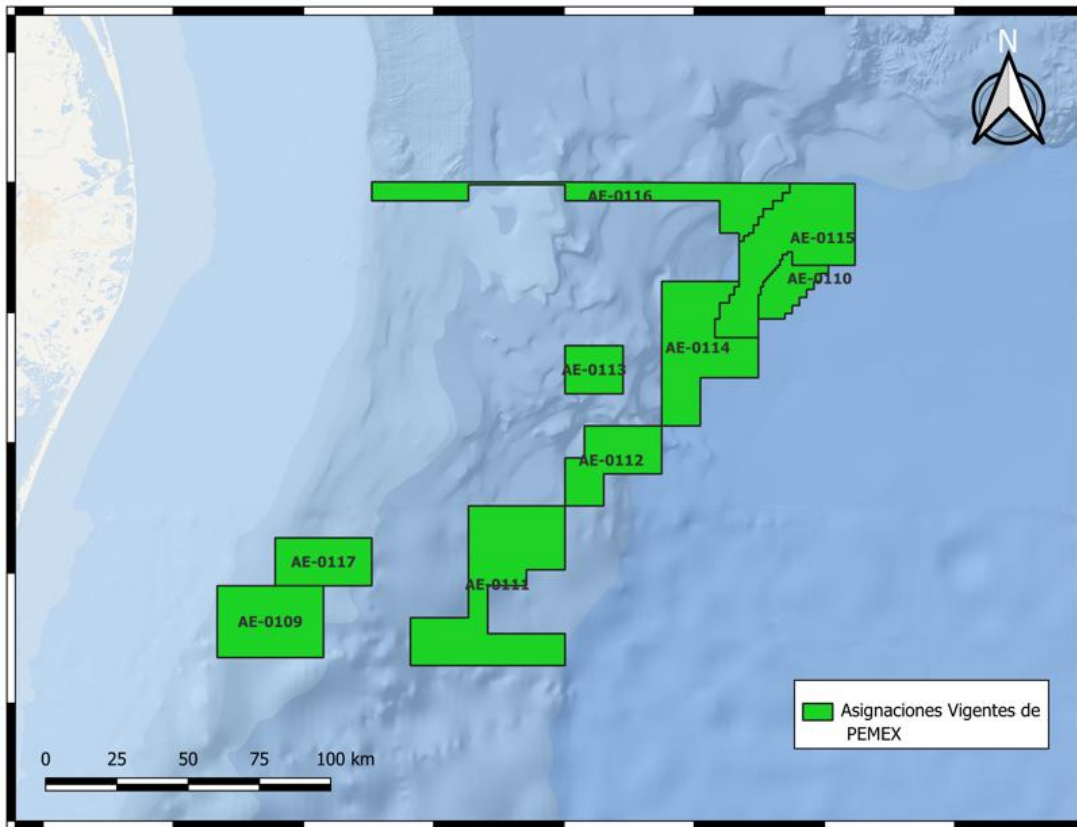


Figura 1.6. Asignaciones vigentes de Exploración dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Por su parte, recientemente el área de Perdido cuenta con un contrato vigente licitado bajo la ronda 2 y un contrato vigente licitado en la ronda 1, los cual son:

1. CNH-R02-L04-AP-PG05/2018: Contrato suscrito entre PEMEX y CNH el 7 de mayo de 2018, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas para la exploración y extracción de hidrocarburos con una vigencia de 35 años (Administración de Contratos, s.f).
2. CNH-R01-L04-A1.CPP/2016: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 10 de marzo de 2017 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I de C.V. El 15 de diciembre de 2022 la CNH emitió la resolución de conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia parcial del área contractual (Resolución CNH.E.94.004/2022, 2022).

De este último contrato, se debe destacar que el 23 de noviembre de 2023 hubo una emisión de la CNH donde se aclaró la superficie total del contrato, el área de renuncia y el área actualizada que corresponden a los datos correctos (Acuerdo CNH.E.25.08/2023, 2023)

Además, dentro del área se encontraban contratos que a lo largo del tiempo presentaron su solicitud a la CNH de renuncia irrevocable a la totalidad del área contractual bajo lo estipulado en la cláusula 3.4 del contrato para cada uno, dentro de este caso encontramos los contratos:

1. CNH-R01-L04-A4.CPP/2016: Contrato para la explotación y extracción de hidrocarburos, suscrito el 10 de marzo de 2017 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con una vigencia de 35 años, operado por la empresa China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I de C.V. El 15 de junio de 2023 la CNH emitió la resolución de conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia total del área contractual (Resolución CNH.17.03/2023, 2023).
2. CNH-R01-L04-A3.CPP/2016: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 28 de febrero de 2017 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. El 15 de junio de 2023 la CNH emitió la resolución de conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia total del área contractual (Resolución CNH.17.02/2023, 2023).
3. CNH-R02-L04-AP-PG03/2018: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 7 de mayo de 2018 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. E. El 24 de noviembre de 2023 la CNH emitió la resolución de inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual (Resolución CNH.45.01/2023 , 2023).
4. CNH-R02-L04-AP-PG04/2018: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 7 de mayo de 2018 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. E. El 24 de noviembre de 2023 la CNH emitió la resolución de inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual (Resolución CNH.45.02/2023, 2023).

5. CNH-R02-L04-AP-PG06/2018: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 7 de mayo de 2018 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. E. El 24 de noviembre de 2023 la CNH emitió la resolución de inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual (Resolución CNH.45.03/2023, 2023).
6. CNH-R02-L04-AP-PG07/2018: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 7 de mayo de 2018 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. E. El 24 de noviembre de 2023 la CNH emitió la resolución de inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual. (Resolución CNH.45.04/2023, 2023).
7. CNH-R02-L04-AP-PG02/2018: Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito el 7 de mayo de 2018 bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con vigencia de 35 años, operado por la empresa Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. E. El 22 de febrero de 2024 la CNH emitió la resolución de inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual (Resolución CNH.09.08/2024, 2024).

En la figura 1.7. podemos notar la distribución de los contratos vigentes y de los contratos en inicio o conclusión del proceso de terminación anticipada por renuncia total del área contractual.

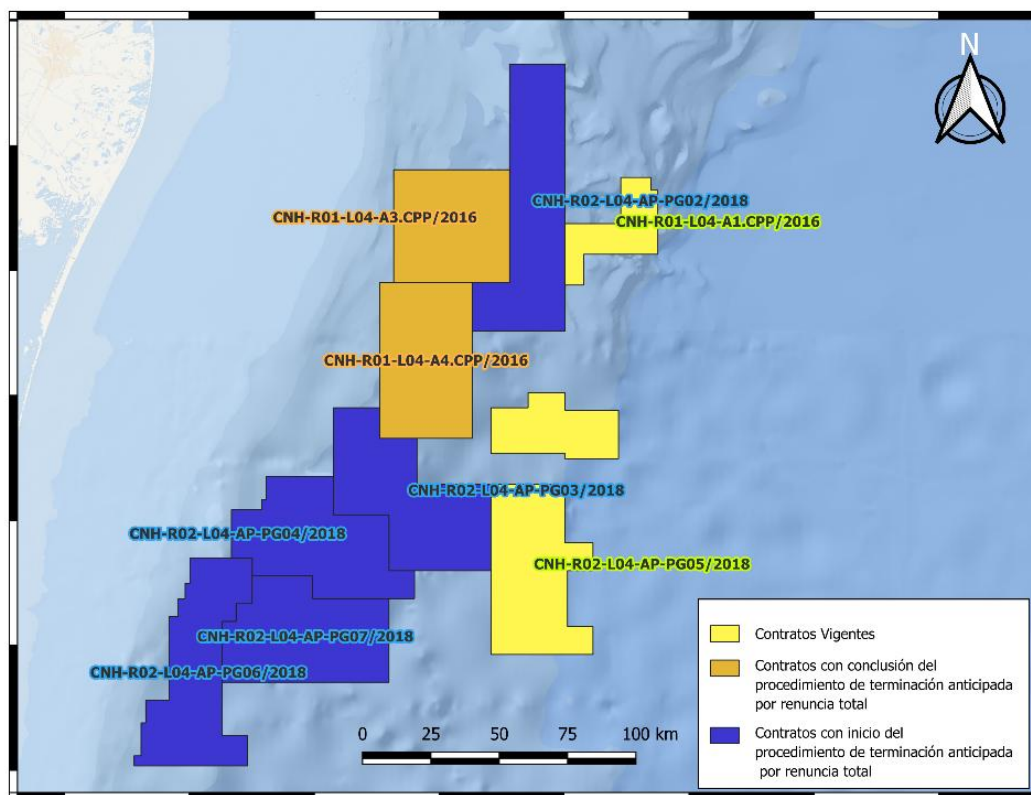


Figura 1.7. Contratos dentro del área perdido (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

1.1.3.1.1. Trion

El descubrimiento del campo Trion en 2012 se encuentra atribuido a la perforación del pozo exploratorio Trion-1 que resultó descubridor de aceite ligero (7a Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH , 2018), dichas operaciones fueron realizadas por PEMEX Exploración y Producción (PEP). Para conocer un poco más sobre la extensión del yacimiento, en 2014 se perforó el pozo delimitador Trion-1DL, cabe destacar que además de la perforación de estos pozos, PEP realizó estudios exploratorios y llevó a cabo la adquisición y procesamiento de información sísmica

El 27 de agosto de 2024 derivado de la Ronda Cero, secretaría de energía (SENER) otorgó a PEMEX los títulos de asignación AE-0092-Cinturón Subsalino-10 (Secretaría de Energía, 2014) y AE-0093-Cinturón Subsalino-11 (Secretaría de Energía, 2014) los cuales contaba con la estructura mostrada en la figura 1.8.

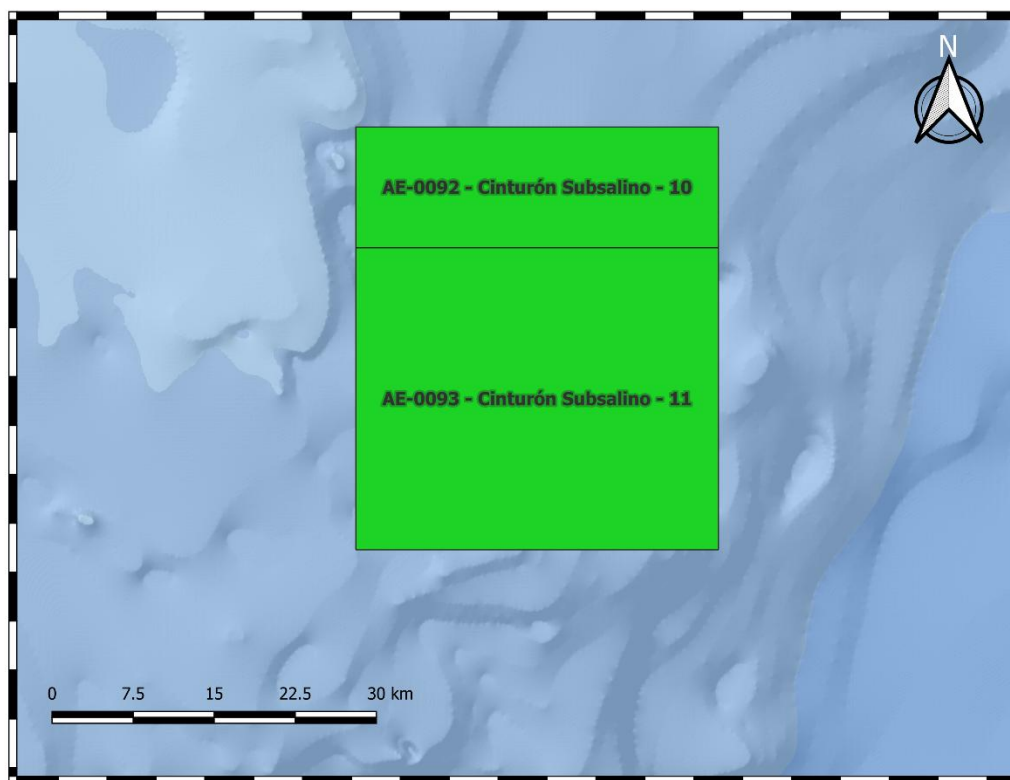


Figura 1.8. Configuración de las asignaciones AE-0092-Cinturón Subsalino-10 y AE-0093-Cinturón Subsalino-11 (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Debido a las limitaciones existentes para el desarrollo del proyecto de Trion, el 14 de junio de 2016 PEP expresó el deseo de contar con una asociación (participación de un socio) que pueda aportar recursos técnicos y económicos en beneficio del proyecto, en otras palabras, se ingresó una solicitud de migración de las asignaciones a un contrato.

Fue así como el 13 de diciembre de 2016 la CNH publicó en el Diario Oficial de la federación (DOF) licitante ganador a la empresa BHP Billion Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V (ahora llamada Woodside Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.) (Diario Oficial de la Federación, 2016).

El 3 de marzo de 2017 el contrato CNH-A1-TRION/2016 fue suscrito entre la CNH y el consorcio conformado por Woodside Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. y PEMEX, con el objetivo de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, destacando una vigencia de 35 años a partir de la firma del contrato. La configuración del área contractual quedó de la siguiente forma (Figura 1.9).

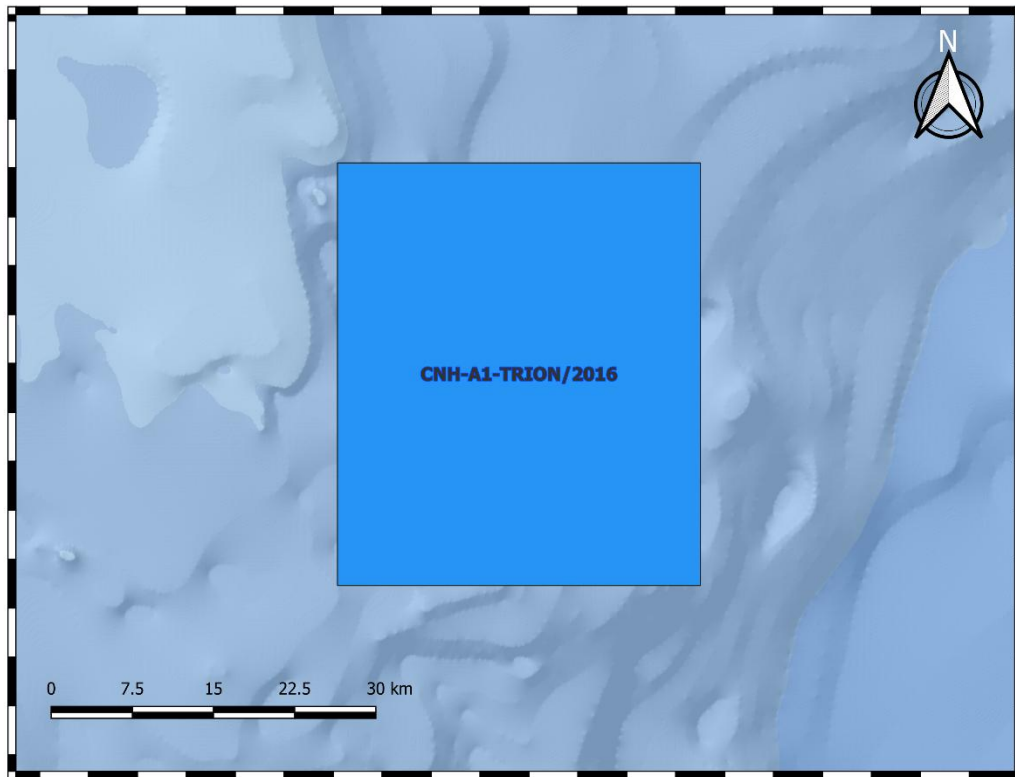


Figura 1.9. Configuración del contrato CNH-A1-TRION/2016 (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Posterior a esta migración se han realizado varios procesos para el desarrollo óptimo del área contractual y seguir conociendo más sobre la zona, siendo así que el 15 de febrero de 2018 la CNH presentó y aprobó el Plan de Exploración (Resolución CNH.E.07.002/18, 2018), con objetivo de aumentar la certidumbre con respecto a la evaluación del potencial de hidrocarburos y la incorporación de reservas, para lograr esto el operador consideraba realizar las siguientes actividades (Dictamen del Plan de Exploración Contrato CNH-A1-TRION/2016, 2018):

- Estudios Exploratorios
- Adquisición y procesamiento de información sísmica
- Perforación de prospectos exploratorios
 - Oxomo-1EXP
 - Toci-1EXP
 - Chantico-1EXP

Destacando que dichas actividades se contemplaban realizar en un periodo de 2017 a 2021. Hoy en día, de los prospectos exploratorios ninguno se ha realizado como se esperaba.

A su vez, el mismo 15 de febrero de 2018 se aprobó el Programa de Evaluación asociado al campo Trion (Resolución CNH.E.07.003/18, 2018), que tenía el objetivo de delimitar y caracterizar de mejor forma el campo Trion, para ello el operador examinaba realizar las siguientes actividades de evaluación (Dictamen del Programa de Evaluación Contrato CNH-A1-TRION/2016, 2018)

- Análisis geoquímicos de muestras
- Análisis PVT
- Adquisición y procesamiento de información sísmica
- Caracterización dinámica y estática de yacimientos
- Perforación de prospectos delimitadores
 - Trion-2DEL
 - Trion-3DEL

El programa de Evaluación cuenta con una modificación aprobada el 20 de octubre de 2020 (Resolución CNH.14.001/2020, 2020), con los objetivos de considerar la rentabilidad del proyecto derivado de la pandemia, incorporar un nuevo estudio sísmico 3D y disminuir los tiempos para la primera producción (Dictamen Técnico de la modificación al Programa de Evaluación del Descubrimiento Trion, Contrato CNH-A1-TRION/2016, 2020).

A la fecha, se han realizado una gran cantidad de actividades planteadas en el programa, destacando la perforación de los pozos delimitadores (figura 1.10.).

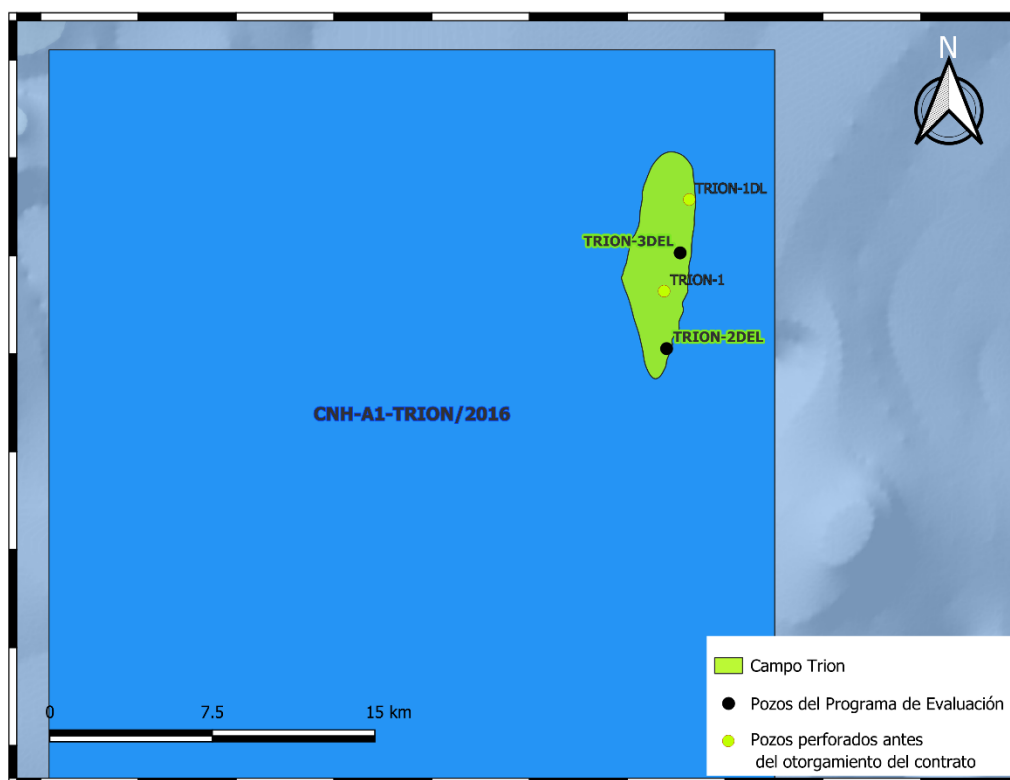


Figura 1.10. Pozos perforados dentro del Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Debido a los resultados positivos (declaración de descubrimiento comercial) dentro de las actividades realizada bajo el amparo del Programa de Evaluación, el operador presentó su Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al campo Trion, siendo así el primer Plan de Desarrollo en aguas ultra profundas en México.

El 29 de agosto de 2023 la CNH aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al campo Trion (Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, 2023), dicho plan considera realizar actividades de acondicionamiento para un futuro inicio de producción (2028), para ello se consideraba realizar en un periodo de 2023 - 2052 los siguientes trabajos:

- Perforación y terminación de 12 pozos de desarrollo.
- 10 pozos inyectoros de agua.
- 2 pozos inyectoros de gas.
- 19 reparaciones menores.
- Construcción de un ducto de recolección para el gas.
- Construcción de 2 instalaciones para el manejo y acondicionamiento de la producción (Floating Production Unit y Floating Storage and Offloading).
- Sistema de recolección submarino.

Las actividades antes mencionadas permitirán que en 2028 se tenga la producción máxima de 110 Mbd de aceite y 101 MMpcd de gas, realizando una inversión que se estima en \$10,433.95 millones de dólares, convirtiendo este proyecto en el más importante.

Además, es de destacar que según lo reportado a la CNH bajo el amparo de los lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, las reservas registradas a fecha de 1 de enero de 2024 son las mostradas en las siguientes gráficas:

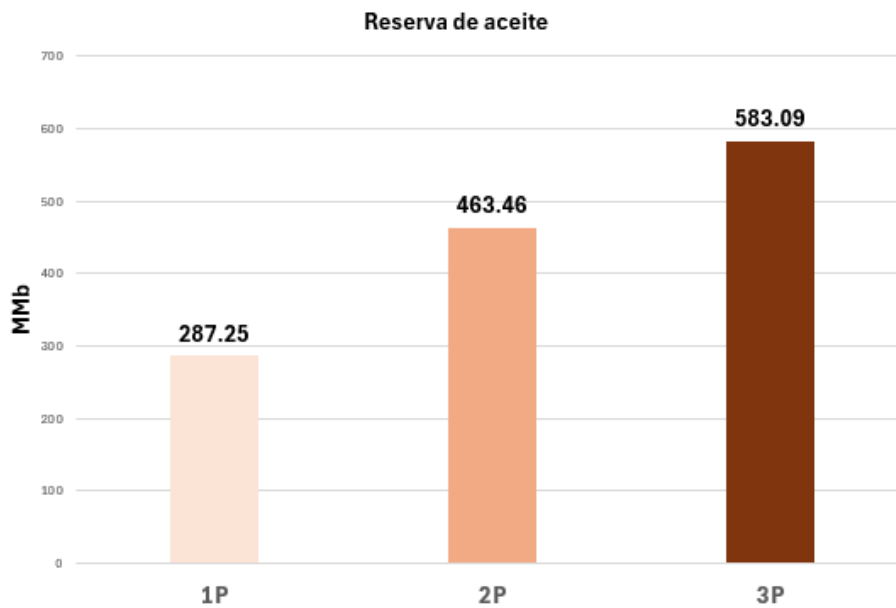


Figura 1.11. Reservas de aceite asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

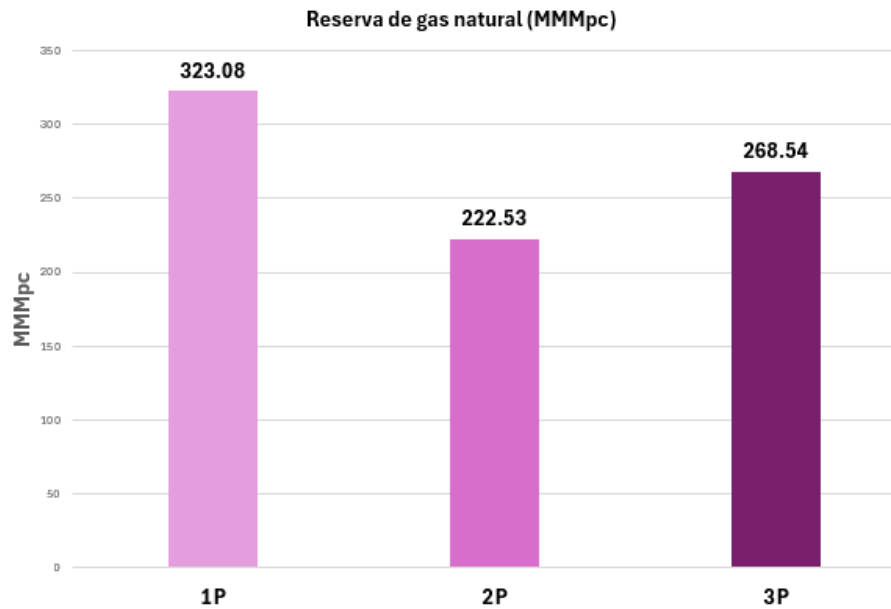


Figura 1.12. Reservas de gas natural asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

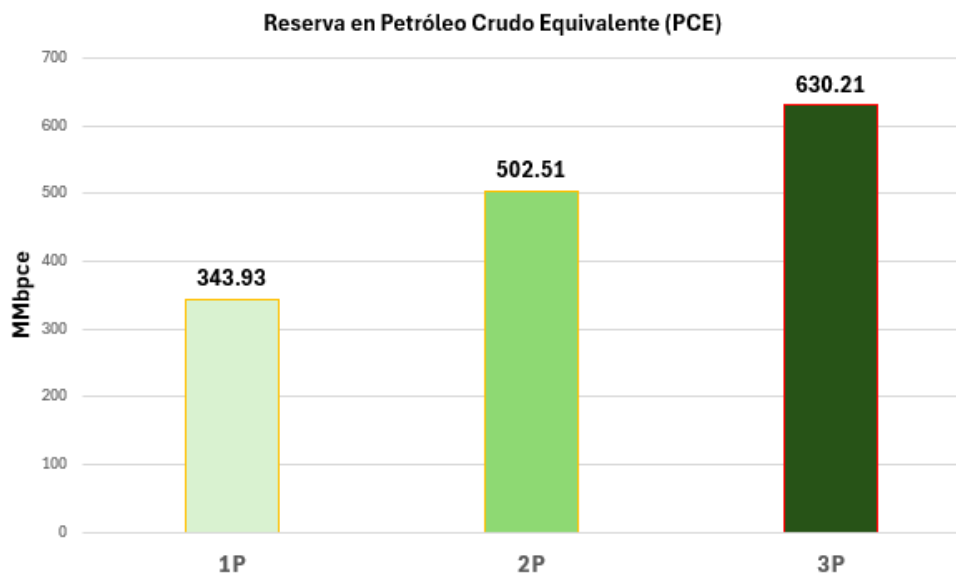


Figura 1.13. Reservas en Petróleo Crudo Equivalente asociado al Campo Trion (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Colocándolo dentro de los campos más importantes a nivel nacional con respecto a las 3 categorías (1P, 2P y 3P) de reservas de aceite y gas (Reservas de hidrocarburos, 2024).

1.1.3.2. Cuenca Salina Centro

El área de evaluación de la Cuenca Salina Centro se ubica frente a la costa de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, una gran parte del área se encuentra en la cuenca geológica Salina del Istmo, pero también una porción se localiza en las cuencas Abisal del golfo de México y Cinturón Plegado Catemaco, además, se caracteriza por contar con tirantes de agua entre los 1,000 a 3,500 metros.

Existe una sola asignación dentro del área, que es identificada como:

1. AE-0174-2M-HOLOK: Fue otorgado a PEMEX el 28 de agosto de 2019 para realizar actividades de exploración y extracción, cuenta con una vigencia de 35 años a partir de la firma efectiva del título (Secretaría de Energía, 2019).

Esta asignación se destaca por contar con áreas con recursos como Nat (descubierto por la perforación del pozo Nat-1 que resultó productor de gas húmedo) y Hem (descubierto por la perforación del pozo Ham-1 que resultó productor de gas húmedo), además se cuenta con la perforación del pozo delimitador Nat-1DL, el pozo Bukma-1SON (que resultó productor no comercial de gas y condensado) y el pozo Yoka-1 (descubrió gas húmedo), dichos pozos se encuentran cerrados en la actualidad, en la figura 1.14 se ilustra la distribución de los elementos que conforman la asignación.

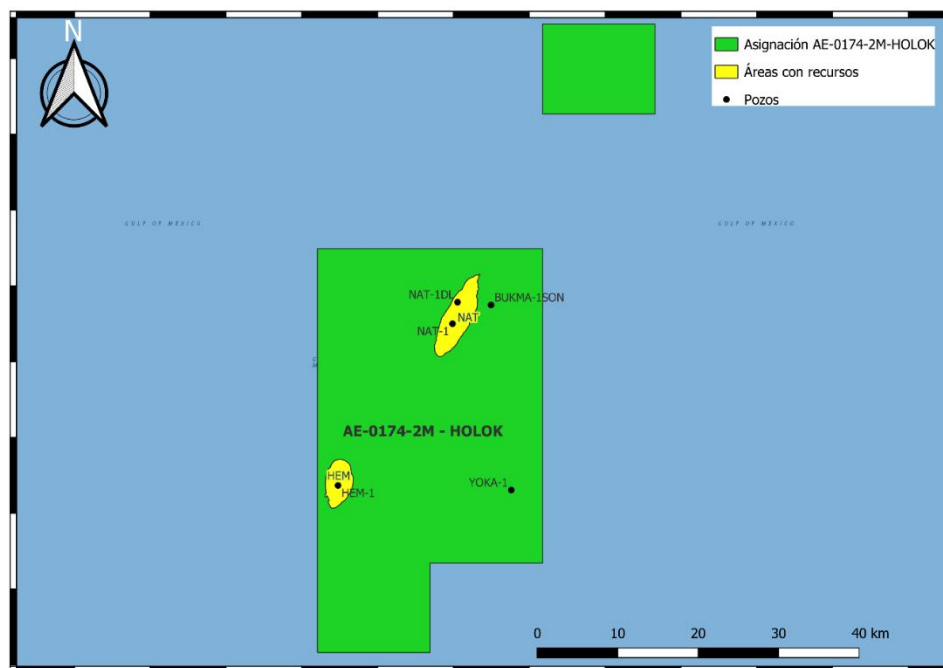


Figura 1.14. Configuración de la asignación AE-0174-2M (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

Por otra parte, actualmente se cuenta con 2 contratos vigentes (uno licitados en la ronda 1 y uno licitado en la ronda 2), los cuales son:

1. CNH-R01-L04-A4.CS/2016: Contrato suscrito entre PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y la CNH el 10 de marzo de 2017, para la exploración y extracción de hidrocarburos, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con una vigencia de 35 años contados a partir de la firma efectiva del contrato (Administrador de contratos, 2017).

Actualmente se ha realizado la perforación de los pozos Yaxchilán Este-1EXP (invadido por agua) y el pozo Naajal-1EXP (productor de aceite y gas), este último pozo permitió la autorización del programa de evaluación asociado al descubrimiento del pozo Naajal-1EXP (Resolución CNH.49.03/2024, 2024) el 15 de agosto de 2024, el programa tiene como objetivo adquirir más información y determinar la comercialidad del hidrocarburo.

2. CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018: Contrato suscrito entre Eni México, S. de R.L. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018, con la finalidad de realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, con una vigencia de 35 años contados a partir de la firma efectiva del contrato (Administrador de Contratos, 2018).

Al presente, el área contractual sigue en la etapa de exploración, en un principio su periodo inicial de exploración tenía un duración de 4 años a partir de la aprobación de su plan de exploración (julio de 2019 a julio de 2023), sin embargo, el operador solicitó la prórroga del periodo inicial de exploración, la cual fue aprobada el 28 de marzo de 2023 (Resolución CNH.E.01.03/2023, 2023) , donde se otorgaron 10 meses más (julio de 2023 a mayo de 2024), posteriormente el 30 de mayo de 2024 la CNH aprobó la ampliación de la prórroga del periodo inicial de exploración (Resolución CNH.34.01/2024, 2024), otorgando 2 años más (junio de 2024 a junio de 2026).

4 contratos que en su momento se encontraban dentro del área están en procedimiento de terminación anticipada por renuncia o devolución total del área contractual, identificados como:

1. CNH-R01-L04-A1.CS/2016: Contrato suscrito entre Equinor Upstream México, S.A. de C.V. y la CNH el 10 de marzo de 2017 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 5 de octubre de 2023 se emitió la resolución que da por concluido el procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.43.09/2023, 2023)

2. CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018: Contrato suscrito entre Shell Exploración y Extracción México, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 16 de febrero 2023 se emitió el acuerdo de inicio del procedimiento de terminación anticipada (Acuerdo CNH.200.017/2023, 2023).
3. CNH-R02-L04-AP-CS-G06/2018: Contrato suscrito entre PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 16 de mayo de 2024 se emitió la resolución de inicio del procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.27.02/2024, 2024)
4. CNH-R02-L04-AP-CS-G07/2018: Contrato suscrito entre PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 27 de febrero de 2024 se emitió la resolución del inicio del procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.10.08/2024, 2024)

De la misma forma, 4 contratos además de encontrarse en procedimiento de terminación anticipada por renuncia o devolución total del área contractual cuentan con un incumplimiento al programa mínimo de trabajo, estos son:

1. CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018: Contrato suscrito entre Shell Exploración y Extracción México, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 18 de mayo de 2023 se emitió la resolución de inicio del procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.08.01/2023, 2023), además el 10 de octubre de 2023 se determinó el monto que debe de pagar el contratista por incumplimiento en el programa mínimo de trabajo, dicha cantidad a pagar al Fondo Mexicano del Petróleo es de \$732,026.7 dólares (Resolución CNH.E.15.08/2023, 2023)
2. CNH-R02-L04-AP-CS-G03/2018: Contrato suscrito entre Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 7 de septiembre de 2023 se emitió la resolución de inicio del procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.37.02/2023, 2023), con respecto al incumplimiento del programa mínimo de trabajo, el 19 de abril de 2024 se emitió la cantidad que debe pagar el contratista, la cual se estima en \$32,107,948.56 dólares (Resolución CNH.E.10.02/2024, 2024).

3. CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018: Contrato suscrito entre Shell Exploración y Extracción México, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 18 de mayo de 2023 se emitió la resolución que da inicio al procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.08.02/2023, 2023), el 19 de abril de 2024 se emitió la resolución que determinó la cantidad a pagar por el incumplimiento del programa mínimo de trabajo, dicho monto es de \$122,500.35 dólares (Resolución CNH.E.10.03/2024, 2024).
4. CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018: Contrato suscrito entre Shell Exploración y Extracción México, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción, bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 27 de febrero de 2024 se emitió la resolución en la cual se indica el inicio del procedimiento de terminación anticipada (Resolución CNH.10.09/2024, 2024), por último, el 13 de junio de 2024 se emitió la resolución que indica el montón derivado del incumplimiento del programa mínimo de trabajo, dicha cantidad se estima en \$3,688,008.3 dólares (Resolución CNH.38.04/2024, 2024).

En la figura 1.15 se puede apreciar la configuración de los contratos antes mencionados según su situación actual.

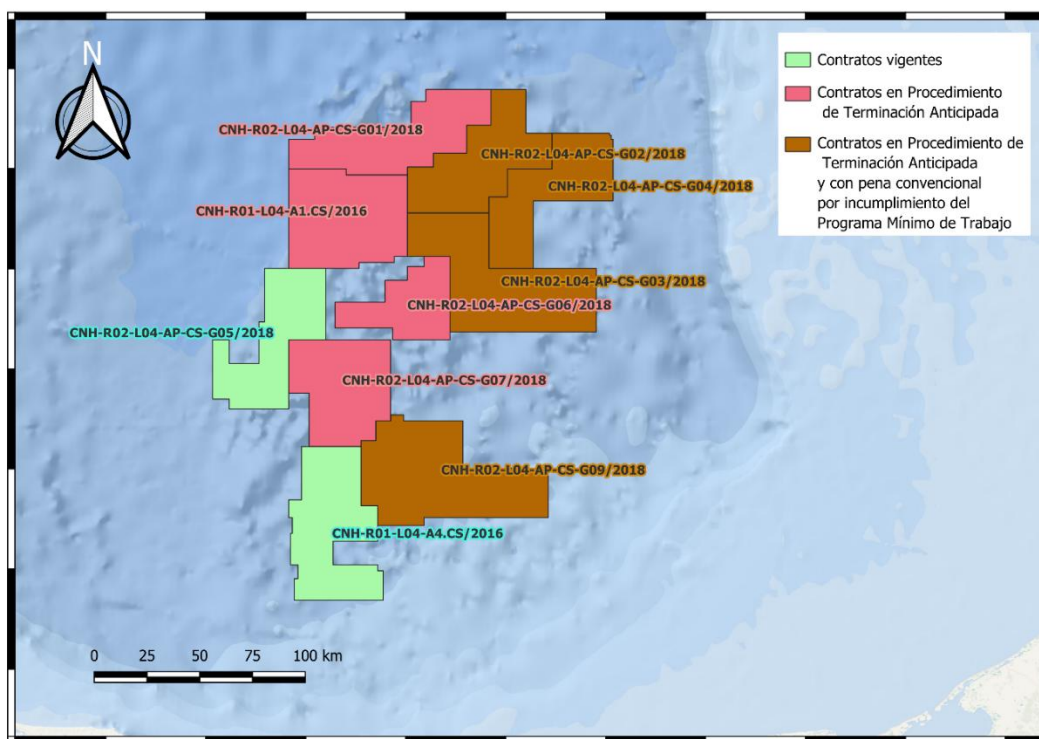


Figura 1.15. Contratos dentro del área de la Cuenca Salina Centro (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

1.1.3.3. Cordilleras Mexicanas Norte

Esta área cuenta con una superficie aproximada de 47,750 km², localizada en aguas territoriales del golfo de México, frente a la costa de los estados de Tamaulipas y Veracruz, se caracteriza por contar con un tirante de agua entre los 400 a 3,500 metros. Gran porcentaje del área se encuentra ubicada dentro de la cuenca geológica Cordillera Mexicanas.

Actualmente, dentro del área de evaluación se encuentra vigente un solo contrato y 4 se encuentran en inicio e instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual, de esos 5 contratos, 3 contratos comparten localización con el área perdido y ya fueron mencionados.

De los contratos que se encuentran totalmente dentro del área de Cordilleras Mexicanas Norte, se destaca las siguientes características:

1. CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018: Contrato suscrito entre Repsol Exploración México, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 10 de noviembre de 2022 inició el procedimiento de terminación anticipada por renuncia total del área contractual (Resolución CNH.E.80.012/2022, 2022), por su parte, debido al incumplimiento en el programa mínimo de trabajo, el 20 de junio de 2023 se emitió la pena convencional, dicho monto que el operador debe de pagar se estima en \$36,050,243.94 dólares (Resolución CNH.18.02/2023, 2023).
2. CNH-R02-L04-AP-CM-G03/2018: Contrato suscrito entre PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y la CNH el 7 de mayo de 2018 para realizar actividades de exploración y extracción bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, el 24 de noviembre de 2022 se emitió la resolución de inicio del procedimiento de terminación anticipada por renuncia del área contractual (Resolución CNH.09.003/2022, 2022).

En la figura 1.16. se muestra la configuración de los contratos en el área de Cordilleras Mexicanas Norte.

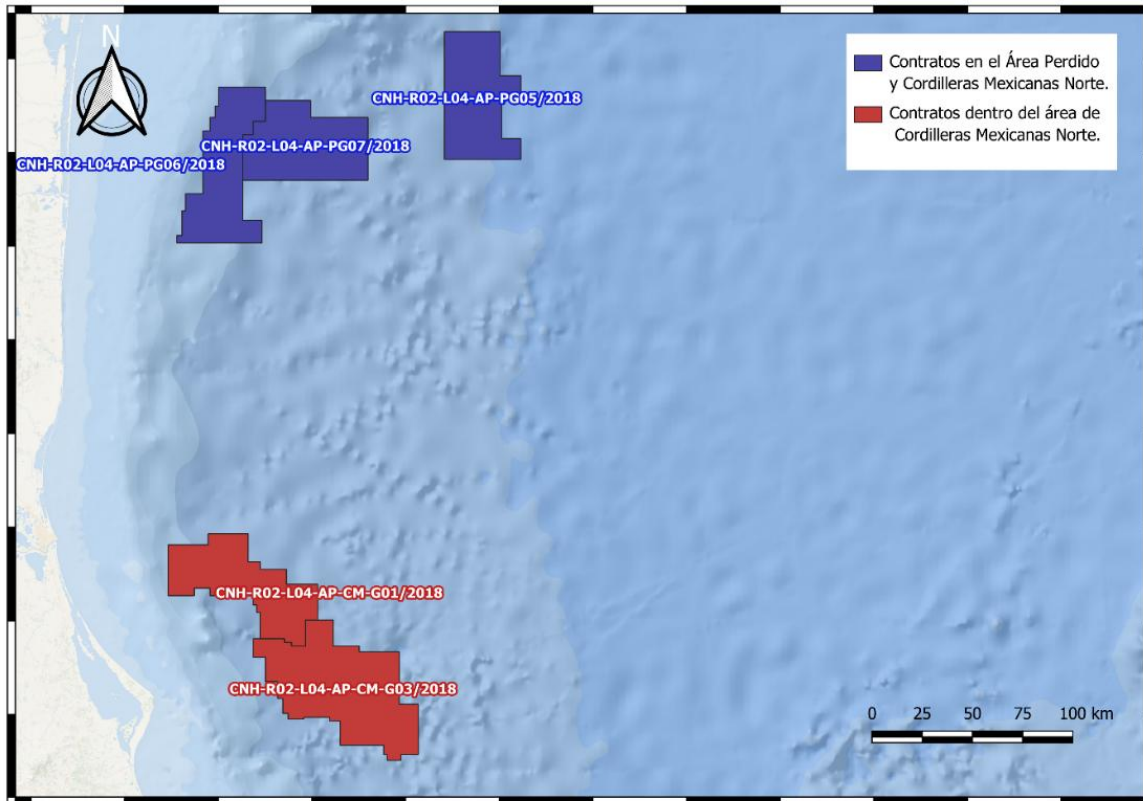


Figura 1.16. Contratos dentro y fuera del área de Cordilleras Mexicanas Norte (Realizada con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)).

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE U.S.A. PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES.

2.1. Introducción: El sector productivo de aceite y gas costa fuera sigue siendo un segmento clave en el panorama Upstream.

Las actividades de exploración y extracción (Upstream) se caracterizan por tener una alta incertidumbre desde el aspecto económico como técnico, derivado de ello es que se busca lograr una alta rentabilidad, en tal sentido, se puede estimar en estos últimos años el comportamiento de ciertos parámetros como la inversión, producción y recuperación estimada de hidrocarburos de los proyectos costa fuera realizados a nivel mundial, cabe aclarar que dentro del análisis se encuentran factores que durante el periodo 2014 a 2021 frenaron el desarrollo de las actividades petroleras, por mencionar algunos factores encontramos el aumento de la producción de yacimientos no convencionales en Estados Unidos, la recesión de la economía europea, las decisiones políticas-económicas tomadas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC, por sus siglas en inglés), el desacelerado desarrollo de la economía china (A crudo Shock: Explaining the Impact of the 2014-2016 Oil Price Decline Across Exporters, 2017) y la pandemia COVID-19.

Bajo diferentes contextos políticos-económicos, los operadores pueden considerar una inversión autorizada para la ejecución de proyectos a largo plazo, esto permite el desarrollo de infraestructura costa fuera y un progreso óptimo en las actividades a realizar, bajo estas premisas, en la figura 2.1. podemos apreciar el comportamiento de las inversiones y gasto de capital (CAPEX) autorizados.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

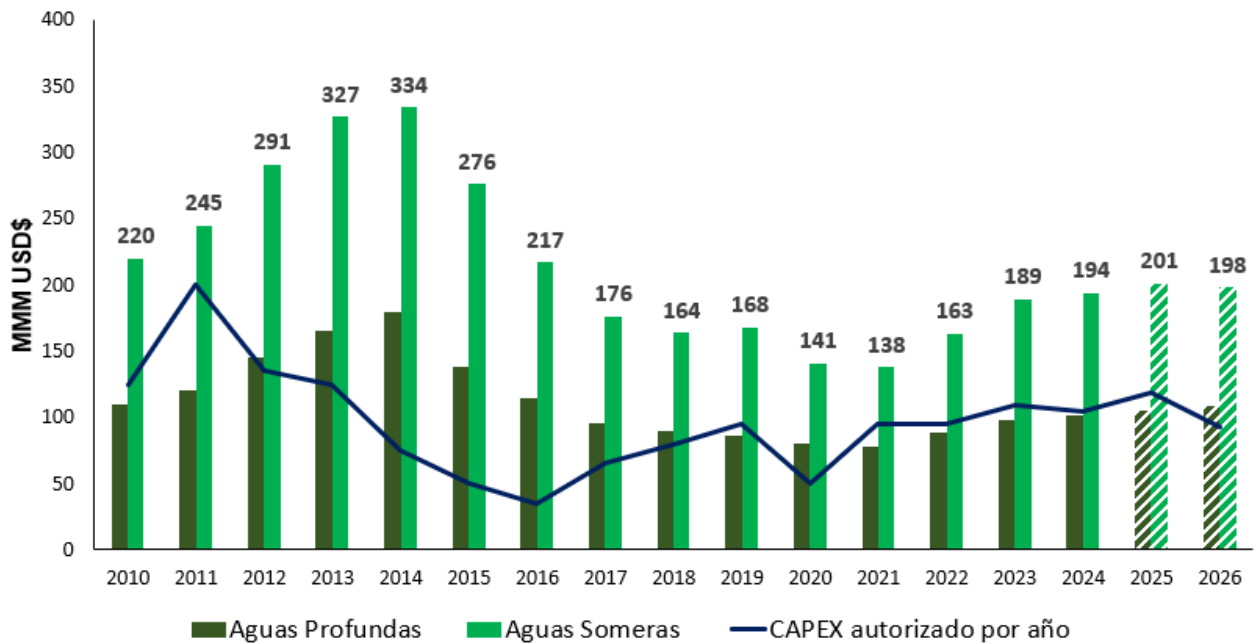


Figura 2.1. Inversiones a nivel mundial y gastos de capital (CAPEX). (Realizada con datos de Rystad Energy)

Observamos que debido a los factores previamente mencionados hubo una disminución importante en la inversión de proyectos costa fuera, es decir, en un periodo de 10 años (2014-2024) existió una reducción del 41% y 44% con respecto a la inversión en aguas someras y aguas profundas respectivamente, pero a pesar de esto, desde 2022 se ha presentado un incremento en las autorizaciones de inversiones en los proyectos, además, se pronostica que dentro de los siguientes dos años (2025-2026) se mantendrá constante la tasa de inversión, es decir, de unos 200 miles de millones de dólares anuales, por su parte, se ha notado que a la par el CAPEX autorizado ha disminuido y se pronostica que no volverá a tener un incremento como lo visto a principios de la década de 2010, esto principalmente nace debido a las medidas de rentabilidad que los operadores están tomando.

Con relación a los volúmenes de recursos autorizados respecto al CAPEX para el desarrollo de un barril, su comportamiento en los últimos años se puede observar en la figura 2.2.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

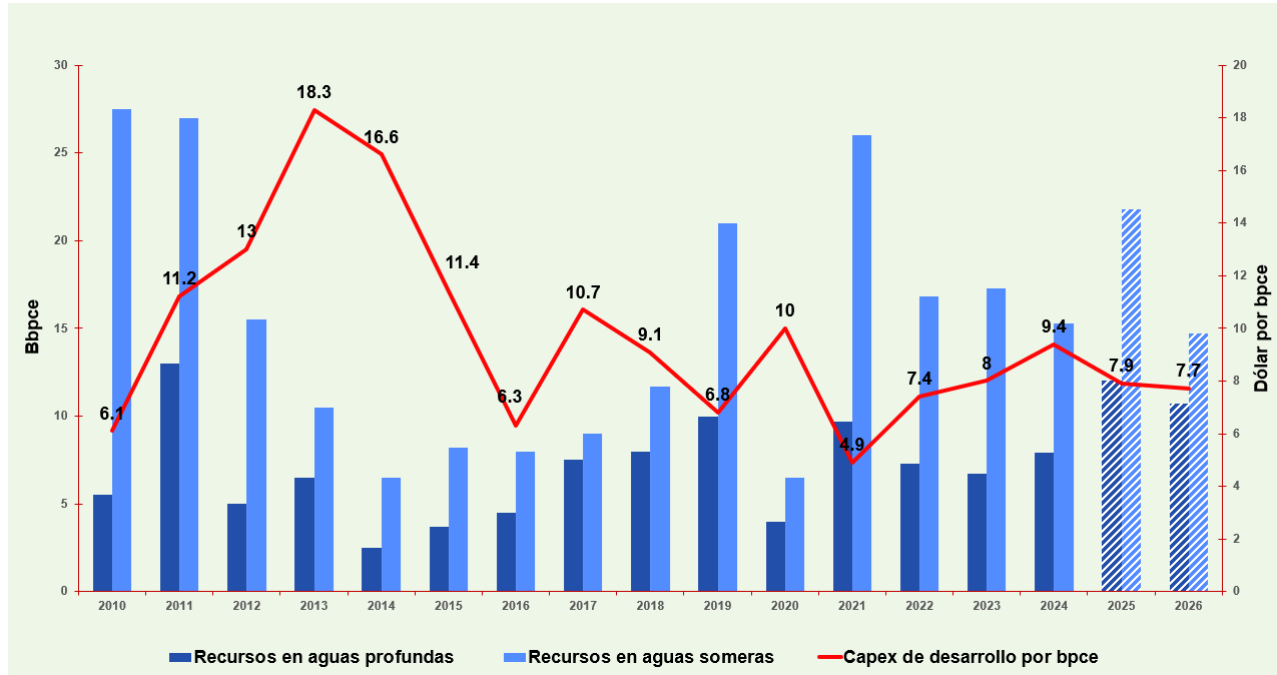


Figura 2.2. Recursos autorizados costa fuera por año y CAPEX de desarrollo por bpcce. (Realizada con datos de Rystad Energy)

Podemos notar que, desde el 2014 (con excepción del 2020) se ha autorizado notablemente los recursos, siendo el año 2021 donde se tuvo los mayores picos con 27 Bbpce para aguas someras y 9.8 Bbpce para aguas profundas, de la misma forma podemos observar que los costos de desarrollo han tenido un declive desde 2014, donde se pronostica que en los siguientes dos años (2025-2026) se mantendrá un promedio de 8 dólares por Bbpce.

Con lo que respecta a la producción de hidrocarburos a nivel mundial, se destaca la importancia de conocer el impacto que causan los países que no están aliados a la OPEC, de esta forma se puede visualizar en la figura 2.3. un comportamiento de la oferta de hidrocarburos al mercado internacional desde el 2011 y lo pronosticado a 2030 sobre lo que aportarán este tipo de países.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

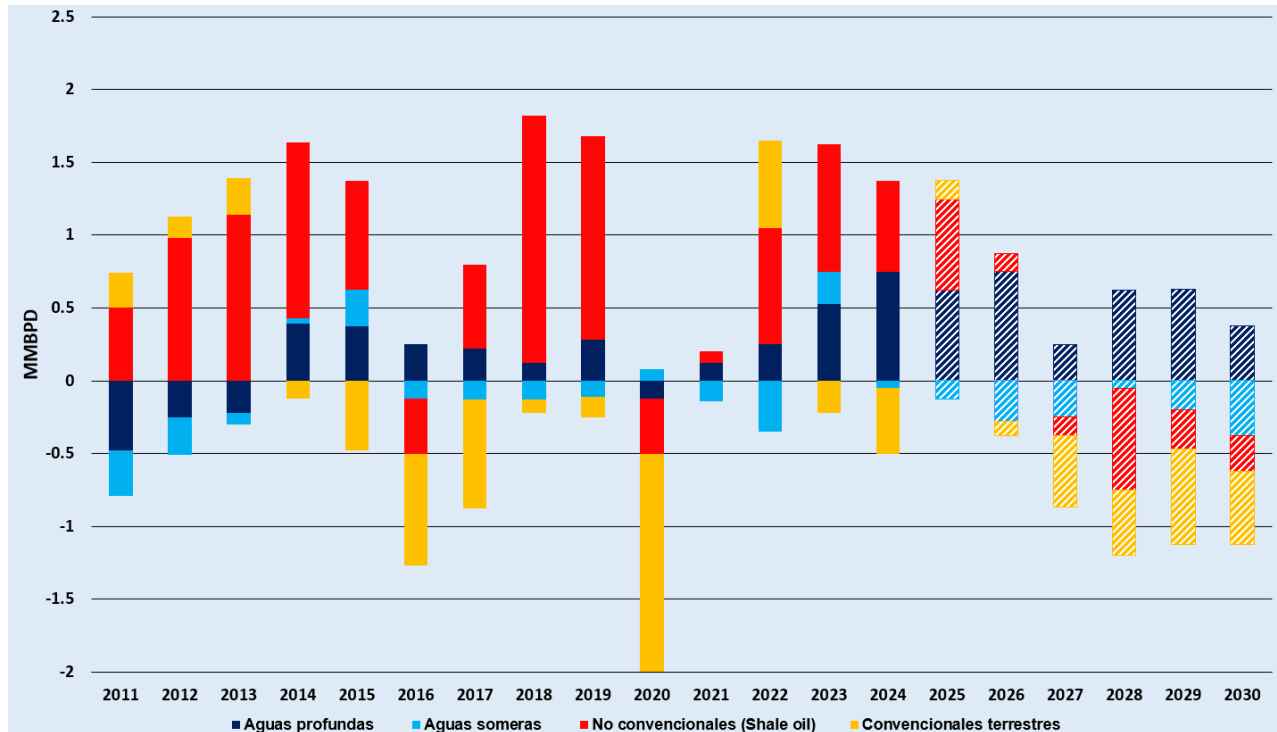


Figura 2.3. Crecimiento de la oferta de hidrocarburos no pertenecientes a la OPEC (Realizada con datos de Rystad Energy)

Podemos percatarnos que desde el 2011 la oferta de recursos no convencionales (Shale oil) ha sido el principal motor en el mercado de los países no miembros de la OPEC, principalmente de Estados Unidos, pero este comportamiento no siempre se podrá mantenerse en ese sentido, ya que después de lo ocurrido en los eventos de la pandemia en 2020, la oferta de aguas profundas ha tomado un impulso importante, su impacto es tal que se pronostica que en los siguientes años (en un periodo de 2025 – 2030) la oferta de desarrollo de campos en aguas profundas será el principal factor dentro del mercado, esto siguiendo los parámetros de rentabilidad económica que presenta desarrollar un proyecto hoy en día en aguas profundas.

Asimismo, el potencial creciente de la oferta en aguas profundas se ve incrementado debido a la gran recuperación final estimada de hidrocarburos que presenta cada proyecto, este parámetro es fundamental desde la evaluación económica de un proyecto, como podemos contemplar en la figura 2.4. los pozos petroleros en aguas profundas promedian una recuperación final de 15 MMbpcce desde 2010 a 2022 a nivel mundial, por su parte, en el mismo periodo la recuperación final en pozos de aguas someras es de 5 MMbpcce y en pozos terrestres la recuperación final se encuentra menor a los 1 MMbpcce.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

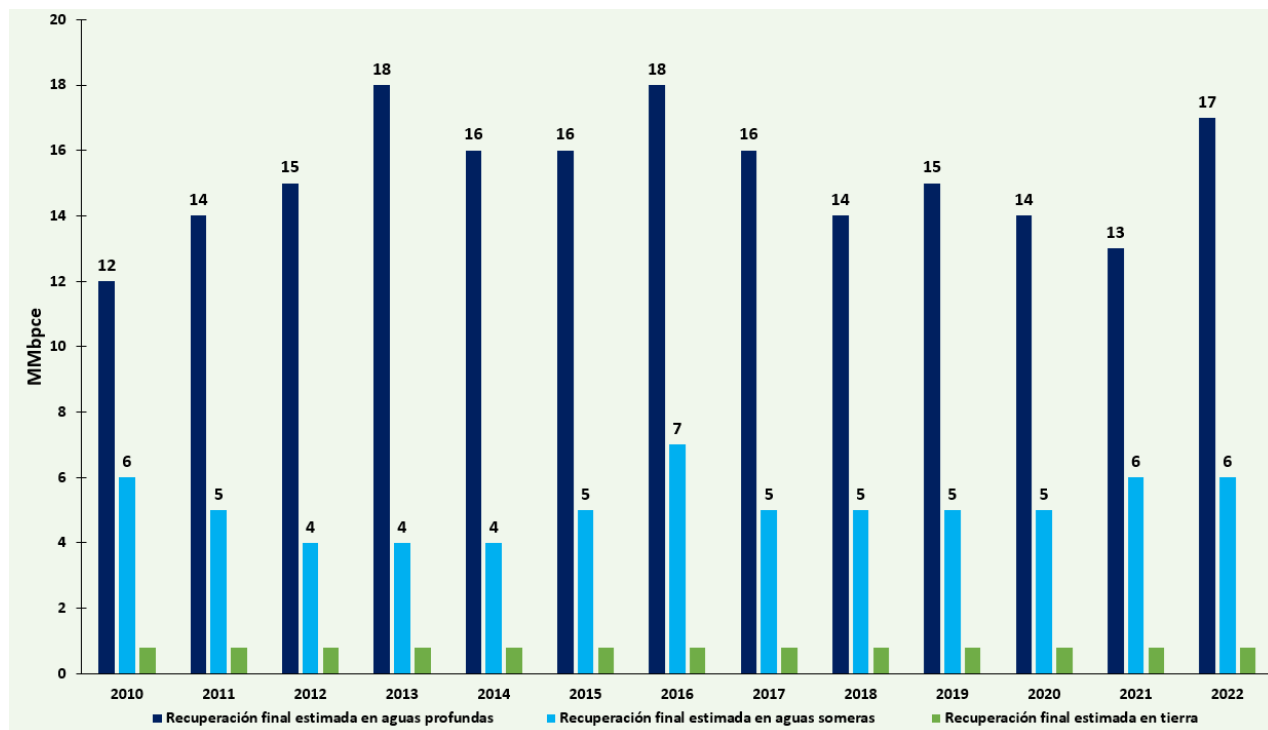


Figura 2.4. Recuperación final estimada promedio por pozo (Realizada con datos de Rystad Energy)

Por último, haciendo un comparativo entre los principales sectores de suministro de hidrocarburos respecto a 5 métricas como se observa en la figura 2.5, podemos observar que en aguas profundas los recursos que todavía no han sido desarrollados representan 68 billones de barriles (Bbbl), posicionándose en el cuarto lugar con lo que respecta a la comparativa, en sentido del precio promedio de equilibrio del Brent, el sector de aguas profundas se encuentra dentro de los más bajos con 40 dólares por barril, es decir, su rentabilidad respecto al precio de equilibrio solo se encuentra por detrás de los 39 dólares por barril que manejan en el sector de la OPEP en tierra, lo que resulta atractivo desde el apartado económico. En temas del tiempo promedio de recuperación, la región de aguas profundas se encuentra en el segundo lugar con 6 años, solo por detrás del Tight oil con un año, esta métrica es fundamental, ya que resulta más viable para los inversionistas realizar proyectos con menor plazo en el tiempo de recuperación, comparado con los otros sectores que promedian 11 años, resultando factible el tiempo estimado en el área de aguas profundas, de la misma manera, al tener una tasa interna de retorno que ronda el 31% se posiciona solo por detrás del Tight oil con 33%, dando a entender la eficiencia que presenta realizar la inversión en esta área a lo largo del tiempo. Por último y no menos

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

importante, los proyectos en aguas profundas son los que menos emisiones de CO₂ emiten, con 10 kilogramos por bpce, lo cual resalta la sostenibilidad de los proyectos en aguas profundas (2023 Executive perspectives, 2023).

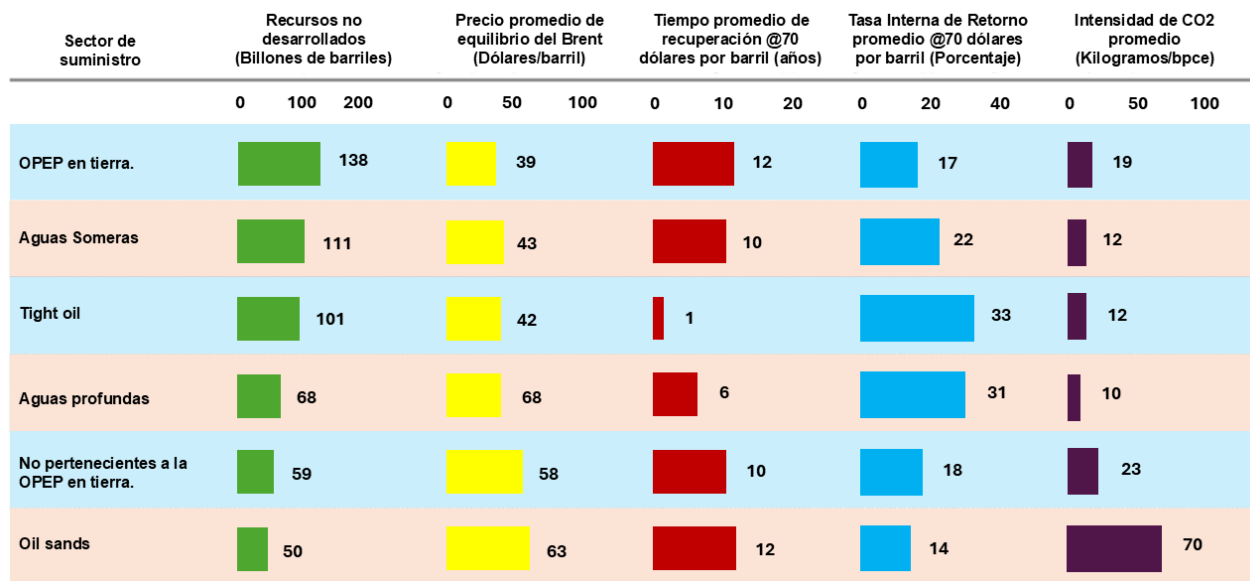


Figura 2.5. El sector de aguas profundas frente a otros grupos clave a nivel mundial (Realizada con datos de Rystad Energy)

2.2 El papel del departamento de energía como “Dueño del Proyecto”

Durante los años 90’s se tuvo una gran preocupación por los problemas existentes en el funcionamiento de los proyectos a cargo del Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos, poniendo en duda las prácticas y procesos utilizados por el departamento para administrar los proyectos, fue así como en la 105° comisión de conferencias del congreso sobre el desarrollo de energía y agua instruyó a la DOE a investigar un proceso de revisión y realizar una estructura general de gestión de proyectos. Fue así como la DOE requirió la ayuda del Consejo Nacional de Investigación (NRC, por sus siglas en inglés) ya que este organismo contaba con una experiencia en la evaluación de labores de gestión, definición de alcances, contratación, estimación de costos y cronograma, administración ambiental y de desechos, ingeniería, administración gubernamental y examinación de sistemas y rendimiento. El NRC llevó a cabo un análisis de políticas, procedimientos y buenas prácticas con el objetivo de crear un programa que

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

la DOE pudiera utilizar para mejorar su supervisión y gestión de proyectos, este análisis fue ampliando en informes posteriores conocidos como “Características de los megaproyectos exitosos” (National Academy Press, 2000), “Mejorando la gestión de proyectos en el Departamento de Energía (National Academy Press, 2001) y “Progreso en la mejora de la gestión de proyectos en el Departamento de Energía: Evaluación de 2001” (National Academy Press, 2001).

Uno de los principales descubrimientos que resaltaron en los informes fue la necesidad de innovar y optimizar las primeras etapas de los proyectos, es decir, tener una planificación inicial que permita establezca las bases y objetivos que faciliten el camino adecuado para la realización del proyecto, de la misma manera, se destacó que la alta dirección debe involucrarse en el monitoreo continuo para garantizar que se siga en curso lo establecido, asimismo, se indica que el DOE debe tener un papel de propietario que logre capacitar a su personal para que adquieran los conocimientos necesarios a fin de ser representantes que se encuentren bien informados respecto a los proyectos a tratar.

Fue así como se sugirió que el DOE realizara un foro donde sus representantes y ejecutivos corporativos líderes en programas exitosos de construcciones grandes tuvieran un intercambio de ideas sobre cómo se debe desempeñar el papel del propietario tanto en el gobierno como en el sector de la industria (National Research Council, 2002), la elección de estos consorcios se debió principalmente al gran historial de buenas prácticas en gestión de proyectos. Algo que quedó bien establecido es que alcanzar un nivel óptimo no siempre es fácil, ya que hasta los referentes en la industria han alcanzado estos niveles presentando dificultades y aún más difícil es mantener ese nivel de gestión a lo largo del tiempo, sin embargo, la constancia y perseverancia que manejaron los directivos interesados a pesar de las adversidades dieron frutos a un largo plazo.

Dentro de este foro se planteó reforzar aspectos como:

- La implementación de una administración de proyectos que englobe todos los proyectos (o conocido como cartera de proyectos), es decir, establecer las definiciones, disciplinas, compromiso y la participación activa adecuada por parte de la alta dirección para lograr una gestión exitosa.
- Identificar la esencia del proyecto, es decir, detallar los aspectos de las necesidades de la empresa (en este caso del DOE) la justificación del proyecto y el objetivo que se quiere lograr, a fin de orientar la ruta desde las primeras etapas de su planeación (puede ser hasta antes de formalizar el proyecto), esto involucra que los altos ejecutivos estén vinculados dentro de este tipo de procesos, ya que son ellos los principales actores que podrán identificar las demandas empresariales o el rumbo que quieren tomar.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

- Los puntos clave de decisión con alternativas para la aprobación, cambios, continuidad, reestructuración o terminación de un proyecto deben de estar plenamente identificados, es decir, las decisiones tomadas por los altos ejecutivos deben de estar fundamentados bajo una buena estructura previamente analizada para evitar el retraso del proyecto, un óptimo sistema de toma de decisiones permite agilizar los proyectos, ya que se cuenta con los insumos necesarios para realizar las operaciones con éxito.
- Implantar una clara designación de responsabilidades y rendición de cuentas para conocer el estatus o el desempeño del proyecto, esto permite que durante la organización se tenga bien definido cada parámetro, ya que, si cada elemento que lo compone tiene éxito, la organización en general se verá beneficiada.
- Mantener una categoría sobre la estructura corporativa organizacional para la administración del proyecto.
- Se debe de mantener un seguimiento detallado y formal por parte de los responsables de la gestión.
- Parámetros como la perspectiva, los rendimientos y las métricas deben instruirse para cada etapa del proceso.
- No existe reemplazo para la planificación inicial, es decir, es fundamental realizar este proceso en cada uno de los proyectos sin importar su nivel de proyección, enfatizando en aquellos proyectos únicos y revolucionarios en su campo de aplicación.
- Por último, para lograr una mejora continua dentro de la administración de un proyecto que busca el éxito, debe de existir una cultura organizacional y en su defecto, un cambio cultural que provenga desde la alta dirección, con la finalidad de mostrar el compromiso con el equipo de trabajo, los interesados y el proyecto.

2.3. Responsabilidades de la gestión de proyectos del Departamento de Energía y mejora de procesos.

Los proyectos realizados por el DOE se caracterizan por ser propios, ya que mezclan investigación y desarrollo con la construcción típica de un proyecto científico, por mencionar algunos ejemplos, se destacan las instalaciones de láseres de alta energía, fuentes de neutrones y proyectos que intentan limpiar los desechos radiactivos, aunque demuestran tener proyectos únicos, también desarrollan programas que otras organizaciones realizan (instalaciones informáticas, reparaciones en infraestructura y edificaciones de oficinas), por lo que se puede percibir que no existe un planteamiento único para los proyectos, originando así una guía que se pueda adaptar a las necesidades de cada trabajo. Parte de la filosofía del DOE es definir la pregunta esencial para el desarrollo de un trabajo, ya que se centran en decir “¿Qué debemos hacer?” y no en

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

“¿Cómo debemos hacerlo?”, esto nace del hecho de procurar que todas las personas involucradas en el desarrollo comprendan el objetivo del proyecto, más allá de que solo realicen las actividades sin un contexto de por medio, involucrarse en este tipo de identidad aporta una mayor creatividad, ingenio y mejores resultados en las tareas.

Como parte de un proceso de mejora, el DOE implementó un desarrollo de selección y validación bajo el principio de homologar los proyectos propuestos con su respectiva área de misión del departamento, realizando una evaluación a corto plazo donde se determina el nivel de satisfacción y vinculación del proyecto, conforme a lo establecido en cada área (Desde la administración del arsenal nuclear, plan energético nacional, proyectos científicos, etc.). Bajo estas acciones, se esperaba optimizar programas desde el aspecto de prioridades como la planificación, cronogramas y presupuesto, lo que se denomina en un proceso de “Planificación, programación y presupuestación” que fue una metodología utilizada por el Departamento de Defensa (DoD’s, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos desde el año de 1960.

En su momento, el DOE no contaba con una función de análisis y evaluación de programas (PA&E, por sus siglas en inglés) como la que tenía el DoD’s, este método se caracteriza por visualizar los proyectos en un periodo a largo plazo, dando la pauta para que desde el inicio del proyecto exista una ruta o alternativas para concretar hacia donde se dirigen las actividades, los resultados a esperar y el costo que implica realizar cada tarea para llegar a la meta.

El DOE dividió en 4 funciones la ejecución del análisis y evaluación de programas dentro de su organización de la siguiente forma:

- Desarrollar un plan estratégico y mantenerlo en un seguimiento constante.
- Realizar una guía base que sirva como referencia a los departamentos a través del proceso de planificación, programación y presupuestación.
- Administrar los esfuerzos acordes a la Ley de Desempeño y Resultados Gubernamentales (GPRA, por sus siglas en inglés).
- Diseñar un estudio de gestión de programas que servirán de soporte de entrega para los secretarios del departamento en cuestión.

De la misma manera, otro aspecto que da mayor relevancia a todo este proceso de mejora es una planificación de adquisiciones, es decir, establecer un plan de acción para mostrar las necesidades en un enfoque empresarial, requisitos técnicos, evaluación y gestión de riesgos, contrataciones, bienes, servicios y los costos del ciclo de vida del proyecto, este trabajo realizado por un equipo integrado del proyecto (IPT, por sus siglas en inglés) definen la magnitud, tamaño y complejidad del proyecto.

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

El otorgamiento de responsabilidades es fundamental para involucrar a todo el equipo de trabajo en las decisiones, en el caso del DOE los secretarios y subsecretarios de cada área llevan esa obligación, que, si bien puede significar en un mayor trabajo, clarifica desde un principio el rol que cumplen y la rendición de cuentas que tendrán que realizar durante todo el proceso.

Parte de la toma de decisiones dentro de un proceso de gestión se ha dividido en varias etapas dentro del DOE, esto lo podemos ver en las siguientes fases

- Decisión crítica 0: Conocer si el proyecto está enfocado en cumplir la misión del departamento
- Decisión crítica 1: Se da luz verde al inicio del diseño de ingeniería.
- Decisión crítica 2: Aprobación del presupuesto y cronograma del proyecto por parte de la Oficina de Gestión de Ingeniería y Construcción
- Decisión crítica 3: Autorización del inicio de las construcciones.

Este tipo de decisiones buscan facilitar la toma de decisiones para demostrar un progreso de manera constante y estructurada.

Una buena práctica que revolucionó los programas del DOE fue la revisión periódica del rendimiento de los proyectos, se estableció que el gerente de proyectos realizara una revisión trimestral o mensual, esto provocó que las revisiones tuvieran una duración variada según la complejidad del proyecto (desde algunos minutos o en su caso hasta horas). Junto a estas revisiones, es fundamental mantener una documentación, es por ello que se implementó un sistema de informes y seguimiento de proyectos, logrando llevar un seguimiento completo del estado del proyecto y que los altos ejecutivos se mantuvieran al tanto sobre las etapas de las actividades realizadas, este sistema de seguimiento también permite destacar cualquier indicativo que ponga en riesgo el proyecto desde la raíz, es decir, puede prevenir un mal mayor con la detección temprana de eventos irregulares, se profundiza para averiguar lo que sucede, busca la causa y encuentra una solución (Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning, 2002).

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

2.4 Los Elementos de la Excelencia del Sistema de Proyectos.

Un ejemplo de crecimiento por la implementación de una buena gestión de proyectos es sin duda alguna el caso de Chevron, quien durante la década de los 90's mejoró su sistema reduciendo costos de capital y optimizando sus operaciones en planta, que enfatizaban el resolver las necesidades de su organización, proporcionando una guía sobre a que dirección deben de dirigir su sistema de proyectos para obtener una buena ejecución.

Con la finalidad de tener éxito, la compañía generó un proceso en común, es decir, se percataron de que tener un enfoque consistente y aplicable para sus proyectos, provocaría que existiera un solo lenguaje que permitiera un entendimiento a todo el personal relacionado al proyecto y así todo fuera más entendible, cada función comprendida dentro de este proceso tenía un significado en especial, logrando así conjuntar algunos elementos clave como se muestra en la figura 2.6.

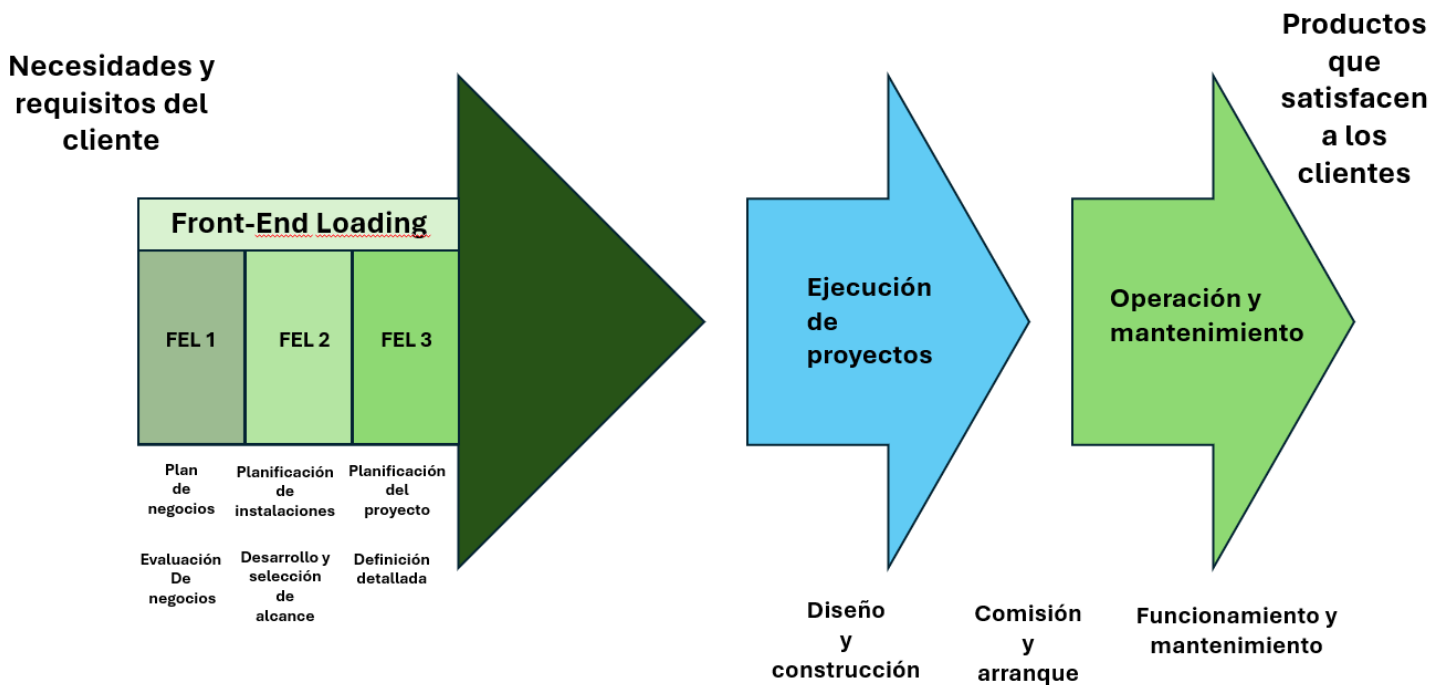


Figura 2.6. Proceso común del sistema de proyectos (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

Uno de los principales problemas que enfrentan las compañías al querer administrar la ejecución de varios o proyectos es la falta de comunicación y entendimiento entre las diferentes áreas participantes, es decir, es común que las diferentes disciplinas no manejen los mismos términos, lo que dificulta el entendimiento, de ahí surge la necesidad de crear un solo lenguaje antes, durante y después de la ejecución de la administración. Para contar con un buen control de los proyectos se realizan revisiones esquematizadas bajo ciertos parámetros de calidad, esto se logra mediante la relación de insumo de entrada y producto final, asegurando que desde el principio del proyecto se tenga un avance según lo planeado y que los resultados esperados se logren de la manera más orgánica posible.

Cuando se habla de un proyecto de gran escala, no se puede gestionar solo desde el punto de vista de resultados, ya que fundamentar todo a base de un resultado provoca incertidumbre para lograr el objetivo final del proyecto, ya que solo hasta lograr el producto final se podrá verificar si el trabajo fue realizado de buena manera o no, es ahí donde surge la necesidad de realizar una gestión a través de indicadores claves, este tipo de indicadores identifican problemas desde la conceptualización, erradicando el obstáculo antes de que se materialice el producto final, es decir, desde las bases y fundamentos del programa se identifican y abordan los problemas para asegurarse de que el proyecto avance de manera eficiente.

De esta manera es que el DOE estableció ciertas preguntas para definir el motivo de sus proyectos, las preguntas fundamentales que se debe plantear el departamento y cualquier otra compañía son “¿Qué quiero lograr?”, “¿Existe una oportunidad real?” y “¿Cómo puedo resolver los detalles de una manera más rápida y eficiente?”, todo esto se engloba en la etapa conocida como fase inicial.

La implementación de una fase inicial facilita el cumplimiento de los objetivos establecidos, algo que no siempre sucede, un ejemplo de ello es la industria de procesos, que solo uno de cada cinco proyectos cumple con todos sus objetivos, exhibiendo la ineficiencia durante el proceso de la gestión, la existencia de accidentes inesperados y un funcionamiento inadecuado del proyecto. Aunque actualmente estos datos han cambiado, ya que la expectativa de proyectos que cumplen con sus objetivos aumentó un 6% en los últimos 15 años, gran parte de este cambio se debe a la ejecución de una fase inicial, ya que logra erradicar el problema de ambigüedad que sufren los proyectos desde su planificación, estableciendo definiciones claras desde el comienzo para evitar problemas futuros.

Es así como llegamos a una planificación inicial (Front-End Loading) que de forma sistemática resuelve varias problemáticas iniciales, aunque es un proceso, simboliza de igual forma un conjunto de productos, es decir, facilita las bases para diseñar una

CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS COSTA FUERA Y EL PAPEL DEL GOBIERNO DE USA PARA ADMINISTRAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

agrupación de prácticas de valor en una ruta base con la cual se puede llevar métricas establecidas, proporcionando ciertos compromisos en dirección a la organización, procesos e ingeniería para que incorporen sus funciones en un solo camino, trabajando de manera efectiva y conjunta, formando un proceso de sinergia a lo largo de todo el ciclo de gestión del proyecto. Además, dentro de la metodología Front-End Loading se tiene un mecanismo de reducción de costos y permite la eliminación de aspectos innecesarios, que disminuye el tiempo durante la ejecución de las actividades.

Dentro de la esencia de los objetivos que se plantean, se trata de evitar los cambios, aunque esto no siempre se cumple (específicamente en proyectos de alta tecnología), requiriendo un mayor compromiso por parte del dueño o directivo del corporativo, en el mismo sentido, el conocimiento de personal técnico especializado en la volatilidad del mercado debe de cumplir un papel esencial, ya que de esa manera se puede conocer y prever factores (por ejemplo, el precio del proyecto).

Una vez que se ha realizado una plan y evaluación de negocios (FEL 1) el sistema de proyectos se ve envuelto en una de las fases donde se toma la idea (FEL 2) para definir el alcance de trabajo, para que posteriormente se realice una planificación del proyecto (FEL 3) donde se establecen las métricas para ejecutar las tareas, cualquier empresa que implemente estos pasos puede presentar altibajos, ya que debe de existir la suficiente competencia interna que pueda controlar la metodología, es decir, adaptar el sistema a la conveniencia para que todo el personal tenga la capacidad y entendimiento suficiente ante una nueva forma de trabajar, en especial en proyectos de alta complejidad donde el cambio será inevitable, ya que siempre existen mejoras durante la marcha del programa, desarrollando en el equipo de trabajo nuevas habilidades relacionadas a la adaptabilidad y la aceptación al cambio.

Asimismo, dentro del sector privado y público el dueño del proyecto debe de tener las capacidades para fortalecer las competencias clave, desde el aspecto de capital, recursos y tiempo, de la misma manera, debe de tener la habilidad para involucrar a los contratistas y proveedores desde una etapa temprana para que sean capaces de alinearse junto con los propósitos del proyecto.

Aunque todas estas cuestiones parecen ser fáciles y razonables para aplicar, surge la duda “¿Por qué actualmente las empresas siguen presentando un desempeño bajo?”, una de las respuestas más razonables es por la falta de desempeño en la cooperación interna de la organización, siendo así el factor más determinante y difícil de implementar dentro de un sistema, resumiendo todo en definir un proceso en común o bien, en un proceso de desarrollo y ejecución de proyectos (National Research Council, 2002)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS.

3.1. Antecedentes.

La metodología Front-End Loading (FEL) es un proceso con gran certeza, es tan eficiente que empresas petroleras de renombre se apoyan de este método para la toma de decisiones a la hora de invertir grandes cantidades de capital económico, con la finalidad de disminuir la incertidumbre del riesgo del proyecto y mejorar el factor del retorno de la inversión (ROI), haciendo a la técnica FEL un proceso estándar para la administración, seguimiento, ejecución y puesta en operación de sus proyectos.

Parte de una atribución del Front-End Loading es la oportunidad que brinda la asignación de forma óptima de los recursos (capital y humanos) para maximizar el beneficio y a su vez, reducir el riesgo al aportar información clave y permite generar un panorama general de todas las decisiones dentro de un plan de desarrollo. En el mismo sentido, se trata de medir el incremento en el nivel de definición del proyecto, lo que se traduce a una mayor posibilidad de éxito en cualquier fase de la vida de un yacimiento petrolero.

De manera general, si se cumplieran las expectativas del público sobre los grandes proyectos petroleros, estos posiblemente fracasarían en el intento, ya que el tipo de aspiraciones muy pocas veces se encuentran alineados al cronograma, estimación de costos y requisitos de calidad que requiere un proyecto de esa magnitud.

Derivado de lo anterior, se deducen algunas situaciones que suceden en proyectos de gran magnitud, de los cuales podemos enlistar los siguientes puntos:

- Los grandes proyectos generalmente sufren de desconfianza, es decir, existe incertidumbre respecto a la estimación de costos, de la misma forma, en ciertas ocasiones los patrocinadores de los proyectos suelen evitar ciertas prácticas relacionadas con transparencia, participación y toma de decisiones, lo que provoca que el nivel de confianza entre todo el equipo disminuya ante dichas posturas.
- Del punto anterior, puede provocar una toma de decisiones erróneas que a futuro puede traer sobrecostos (generalmente más del 50% de lo estimado).
- De manera cuantitativa, se estima que el 30% de los proyectos con un CAPEX inferior a \$1 MMUSD y el 40% de los proyectos con un CAPEX mayor a \$1 MMUSD

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

suelen sufrir sobrecostos y retrasos en el cronograma superior al 10% de lo planeado (Mc Kenna, Wilczynski, & VanderSchee, 2008). Un ejemplo de ello fue el proyecto Sakhalin-II, ubicado en la isla de Sakhalin, Rusia, que es uno de los proyectos de gas más grandes del mundo, sufrió un sobrecosto de más del 150% de su estimación inicial.

Asimismo, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) bajo una investigación publicado en su informe en 2011 indicó que se estima que para 2035 se perderán billones de dólares debido a los retrasos y sobrecostos por la mala ejecución de los proyectos, gastando cerca de \$38 billones de dólares (International Energy Agency , 2011) principalmente para mantener oleoductos y construir nuevos activos de producción, costos que sin duda alguna son abismales, los cuales pueden ser evitados si se lleva una administración adecuada.

Por su parte, una consultora líder en la industria petrolera llevó a cabo un análisis sobre la cantidad que las empresas del sector de los hidrocarburos pueden gastar en exceso si no se mejora parámetros (cronograma y presupuesto), esta investigación se basó en los resultados obtenidos de las encuestas a 6 ejecutivos de 21 países, quienes están a cargo de proyectos de un capital aproximado de \$1 mil millones de dólares, logrando llegar a las siguientes conclusiones:

- A diferencia de lo pronosticado por la IEA, se estimó que los gastos que exceden el presupuesto en los proyectos de la industria energética son de aproximadamente \$5 billones de dólares.
- Dentro de las métricas identificadas que provocan complicaciones al iniciar el proyecto, se mencionó con mayor énfasis los requisitos regulatorios y la disposición de la mano de obra capacitada.
- El 34% de los entrevistados afirmaron que solo entregaron aproximadamente un 25% de proyectos dentro del rango presupuestado aprobado y solo cubrieron la entrega del 32% de proyectos según el cronograma autorizado.

Bajo ese análisis, existe una gran reflexión sobre la complejidad que lleva desarrollar grandes proyectos, los cuales presentan retos, es por ello que las grandes compañías buscan desarrollar las bases de una metodología inicial (FEL), así como capacitar la mano de obra técnica, un mejor rendimiento en las habilidades de gestión de proyectos, liderazgo dentro de los equipos de trabajo y una buena administración de activos, bajo estos principios buscan erradicar los desafíos que surgen al ejecutar los proyectos de gran capital. Es de suma importancia identificar que el cambio a las mejores prácticas proviene desde las operaciones diarias, las cuales en muchas ocasiones son despreciadas, pero

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

estos detalles generan grandes retrasos y sobrecostos, estos elementos deben de estar presente en los gerentes del proyecto.

Todos los aspectos previamente nos encaminan a encontrar la forma de mejorar el proceso de administración de este tipo de proyectos y como optimizar en dado caso, la metodología Front-End Loading busca disminuir aquellos obstáculos que se enfrentan los proyectos petroleros, de llevar una buen procedimiento, se puede obtener una mejora en la reducción de costos del 1% - 5% sobre el presupuesto y una mejora sobre el rendimiento del yacimiento, lo que deriva en una reducción del riesgo del proyecto.

3.2. Descripción resumida del proceso o metodología Front-End Loading

La metodología Front-End Loading puede definirse como un procedimiento en el cual se crea una definición específica sobre el alcance de un proyecto para lograr los objetivos de la organización, esto se logra mediante 3 fases que incrementan y miden el grado de definición del proyecto, la buena ejecución de estos pasos podría aumentar la probabilidad de éxito en parámetros como presupuesto, cronograma y procesos operativos (Figura 3.1).

Podemos observar que, el proceso FEL considera todos los recursos (económicos, instalaciones, capital humano y organizaciones) para orientar el trabajo técnico a un resultado tangible del proyecto de capital. Parte esencial del FEL es cumplir con el entendimiento total del proyecto propuesto, procurando que sea lo suficientemente específico para que exista los cambios que se minimicen en las etapas de ingeniería de producción, construcción y puestas en marcha (Saputelli, y otros, 2013).

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

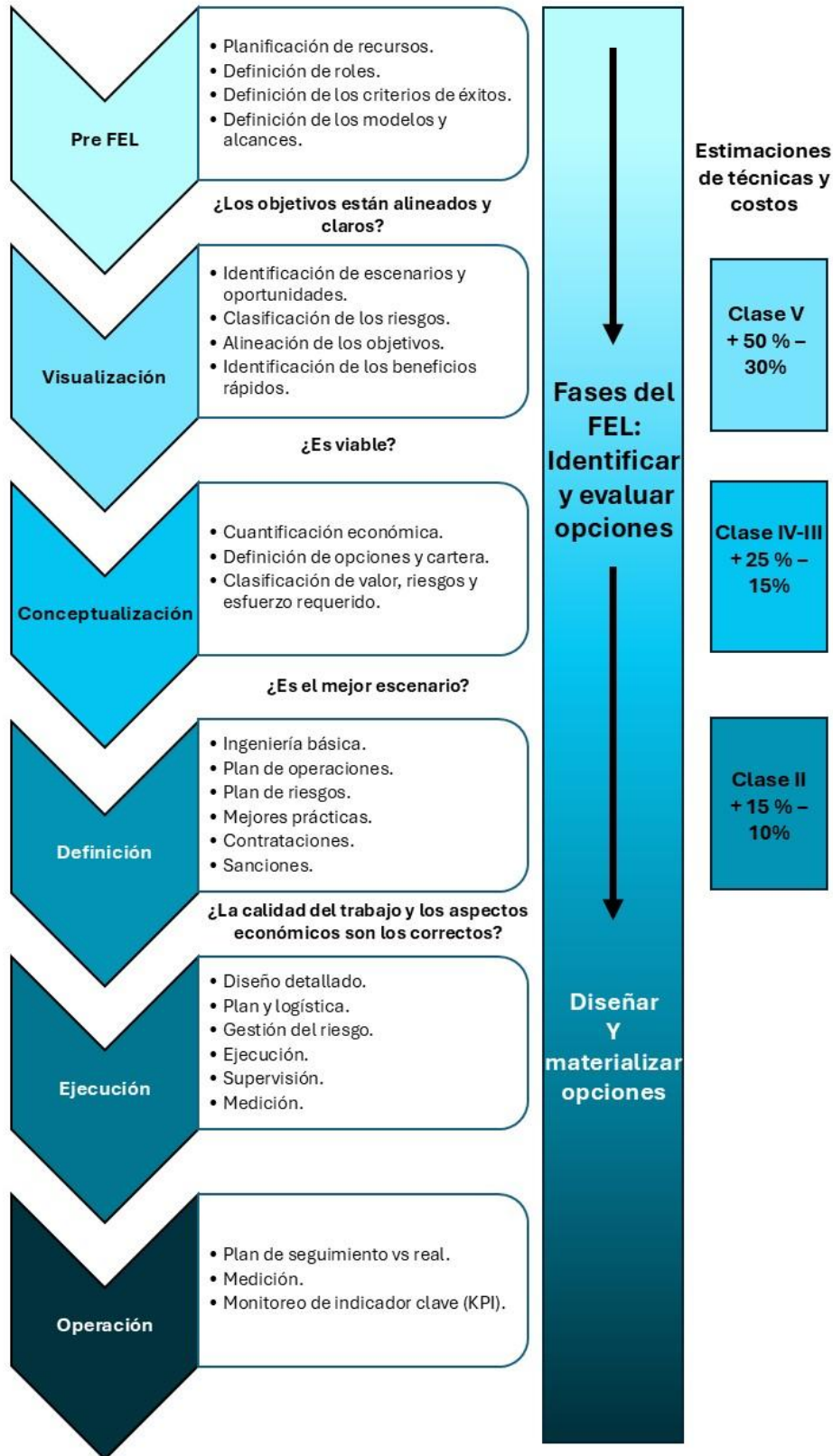


Figura 3.1. Front-End Loading (FEL) para la ejecución de proyectos: Desde la fase Pre-FEL hasta la operación. (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

3.3. Procesos de Front-End Loading

3.3.1. Cadena de valor de Exploración y Producción

Dentro de la industria petrolera la cadena de valor de Exploración y Producción puede tener secciones independientes que consideren como alcance un objetivo específico, esto no quiere decir que estas secciones se encuentren aislados, como toda buena práctica, se busca una conexión y correlación entre las decisiones tomadas en cada fase, en este caso, segmentar el proyecto puede proporcionar un mayor detalle y certeza. En la figura 3.2 se puede apreciar de mejor manera el manejo de las operaciones y el rol que se toma en cada etapa siguiendo las consideraciones de riesgo y el factor económico.

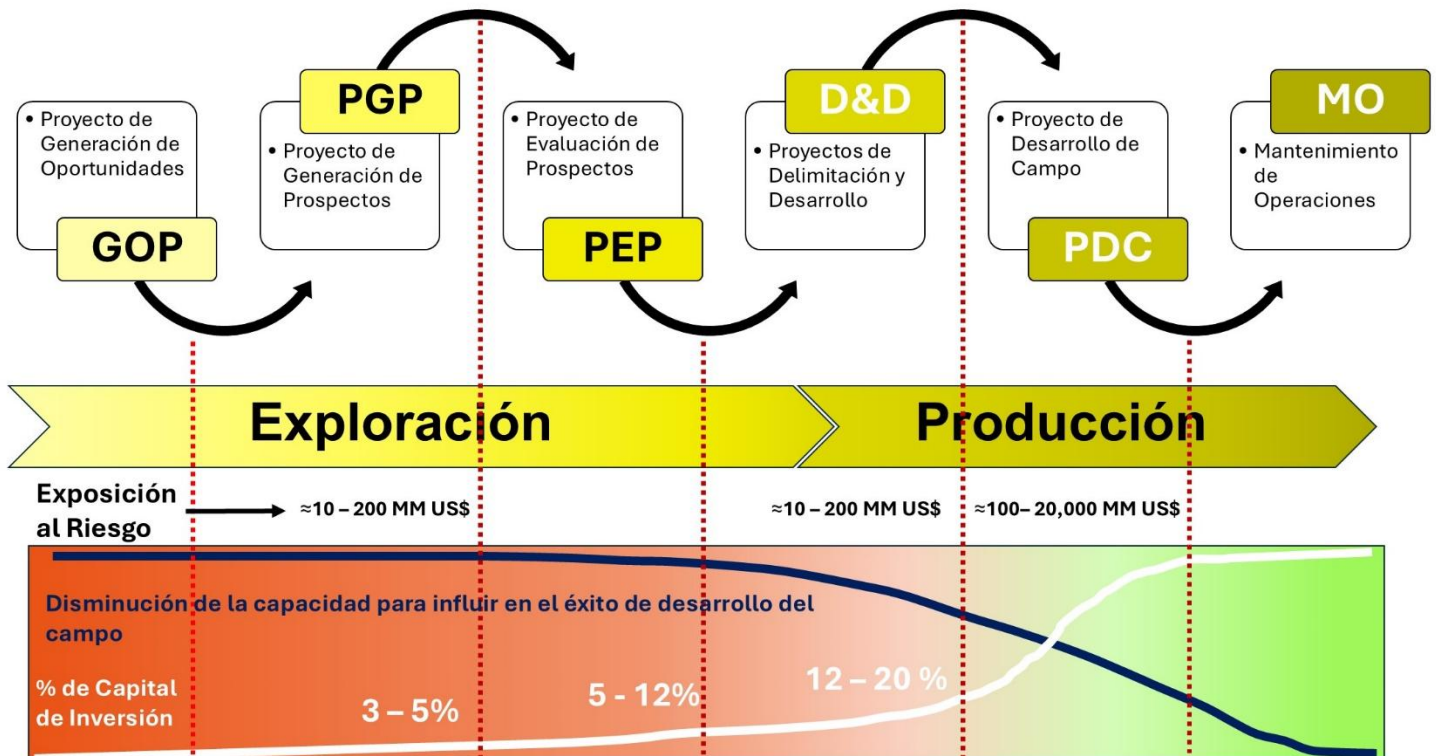


Figura 3.2. Fases de la Cadena de valor de Exploración y Producción (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

En la actualidad, algunas empresas (sobre todo microempresas) siguen ejecutando proyectos sin tomar en cuenta la importancia de la conexión de estas fases, lo que provoca ineficiencias y con ello el aumento de los costos y los años de ejecución, resultando en muchos casos en el fracaso de los independientes y su pronta desaparición.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

3.3.2. De la Exploración al Desarrollo

Dentro del sector de Exploración se puede destacar la división de 4 fases esenciales con objetivo de conocer el grado de veracidad y el potencial petrolero (desde el aspecto técnico y económico) de una determinada oportunidad, como se observa en la figura 2.3. Parte de las ventajas de la metodología FEL, es que dependiendo de las circunstancias del mercado y las condiciones económicas internas de la empresa puede dar pausa o continuar con las ejecuciones, todo esto enfocado en la volatilidad que puede sufrir la oportunidad.

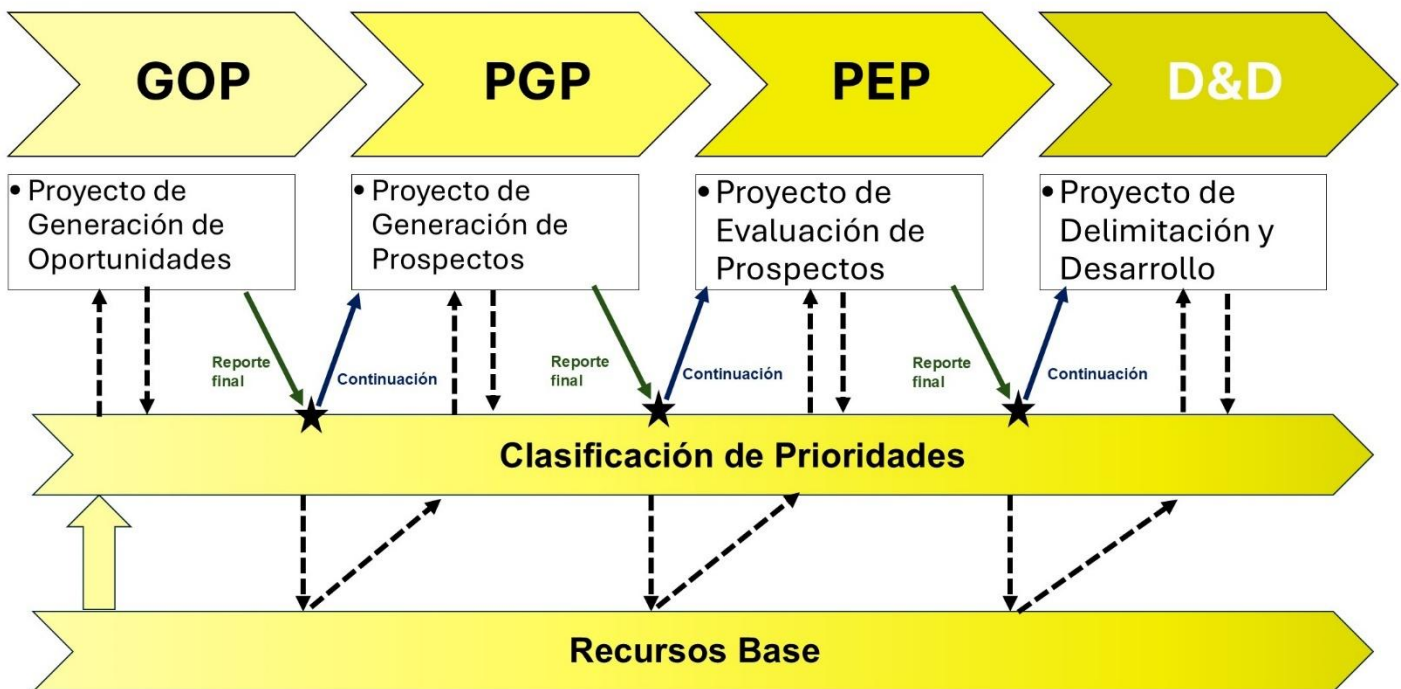


Figura 3.3. Fases del proyecto de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

Donde se define cada fase como:

- Proyecto de Generación de Oportunidades: Tiene como objetivo determinar áreas que demuestren recursos prometedores, así como realizar una documentación sobre el potencial petrolero de dicha zona.
- Proyecto de Generación de Prospectos: Tiene como objetivo determinar áreas específicas para ser evaluadas y obtener más información técnica sobre las posibles reservas, dando como resultado la identificación de posibles prospectos a perforar.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

- Proyecto de Evaluación de Prospectos: Tiene como objetivo ejecutar la perforación de los prospectos y evaluar con mayor precisión la rentabilidad de la reserva a incorporar.
- Proyecto de Delimitación y Desarrollo: Tiene como objetivo delimitar las reservas del descubrimiento y poner en marcha un plan de desarrollo, dentro de esta fase también se ejecuta el análisis de riesgos, estimación del volumen de hidrocarburos, el análisis económico sobre la vida productiva del descubrimiento y la realización de ingeniería básica y conceptual.

En el mejor de los casos, las oportunidades pueden materializarse de manera exitosa en cada fase como se muestra en la figura 3.4.



Figura 3.4. De la Exploración a los tipos de proyectos y productos de desarrollo (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

3.3.3. Proceso de decisiones en las fases de Exploración y Plan de Desarrollo

Para la toma de decisiones ágiles en un proyecto, es esencial la participación de un Comité Directivo, que desempeña el papel de autoridad capacitada para brindar recomendaciones sobre cambios que se podrían realizar. También tiene la facultad de pedir al gestor del proyecto la verificación de la propuesta a seguir y si el caso lo amerita, tienen el poder de

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

modificar los objetivos y alcances si así lo creen conveniente. Entre otros participantes importantes en este tipo de toma de decisión, se encuentra el Comité Técnico, que brinda un asesoramiento y apoyo en las mejores alternativas que se puede tomar, si bien su papel de consejero puede clarificar el panorama al líder del proyecto, este último tiene la decisión de proceder o no con la propuesta, destacando la capacidad que deben de tener para plantear un iniciativa innovadora que contenga las consideraciones del Comité Técnico así como elementos atractivos para la aprobación del Comité Directivo.

En el caso de que la propuesta no pueda ser aprobada por el Comité Directivo, se debe de archivar dicho proyecto, lo que conlleva redistribuir los recursos, almacenamiento de materiales y documentar un informe final donde se esclarezca las razones de su cancelación, en ese contexto puede servir de apoyo para una propuesta futura si es que las condiciones ameritan reanudar las actividades.

3.3.4. Entregables del proyecto de Exploración

Un entregable es el resultado de la ejecución de una actividad determinada que debe ser reportada al final de una fase. Dentro de un proyecto se sigue un proceso específico para el registro de los entregables, el cual se enfoca en brindar una base sólida para la delimitación de las oportunidades, si bien es cierto que los entregables no siempre son los mismos, se debe de mantener una coherencia que materialice un informe final del proyecto, donde se incorpore un plan conceptual para el desarrollo.

Una de las principales ventajas del informe final es que da un contexto sobre la oportunidad y permite que en la siguiente fase o en otro tipo de proyectos con similitudes se puede plantear con mayor facilidad la manera adecuada de abordar dicha alternativa. Como se mencionó previamente, los entregables regularmente varían unos de otros, pero se ha encontrado características en común que deben de compartir estos entregables en cada fase de Exploración y Desarrollo, en la figura 3.5. se puede apreciar de mejor manera los principales atributos de cada tipo de proyecto.

**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

	GOP	PGP	PEP	D&D
Objetivo de Oportunidad de Exploración	Área del Play/Lead	Prospecto del Play/Lead	Descubrimiento del Prospecto	Descubrimiento del Yacimiento
Cobertura del Área (km²)	10,000 – 1,000	1,000 – 300	300 – 100	300 – 100
Escala del Producto (Areal)	1:100,000 a 1: 50,000	1:50,000 a 1:20,000	1:20,000 a 1:10,000	1:10,000 a 1:5,000
Incertidumbre de la oportunidad	Alta	Alta a media	Media	Baja
Presupuesto	Bajo	Media	Media a alta	Alta
Alcance (Perfiles relacionados)	Regional, Conceptual, Orientado a múltiples objetivos	Local, Incluye adquisición de sísmica, Enfocada en el objetivo	Local, incluye perforación y pruebas de pozos	Local, Incluye sísmica y construcción de pozos, Producción orientada a yacimientos
Tipo de reservas	Probabilística	Probabilística	Probabilística y determinista	Determinista

Figura 3.5. Características de los proyectos de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

En la figura 3.6. se indica el producto resultante de cada fase.

GOP	PGP	PEP	D&D
Plays y Sistemas Petroleros a escala 1:50,000 Plan conceptual para la adquisición de datos; Evaluación y desarrollo; Preparación de base de datos digital: Sísmica, pozos, mapas de profundidad, secciones geológicas, modelos, gravimetría y magnetometría.	Prospectos documentados a escala 1:20,000; Cuantificación de los recursos; Prospectos clasificados.	Pozo perforado; Pruebas de pozo realizadas; Análisis post mortem (lecciones aprendidas); Estimaciones del Petróleo Original en Sitio (POES) y Gas Original en Sitio (GOES); Estimación de reservas; Análisis económico (Valor Presente Neto (VPN) Clase II).	Cálculos del POES y GOES; Cálculo de las reservas y el factor de recuperación; Escenarios de producción; VPN de las reservas a producir.
Plan conceptual para el desarrollo del GOP.	Plan conceptual para el desarrollo del PGP.	Plan conceptual para el desarrollo del PEP.	Plan conceptual para el desarrollo de producción.
Análisis económico y de riesgos del proyecto.			
Plan de adquisición de datos sísmicos.	Preparación de un plan para la evaluación de prospectos	Preparación de un plan de delimitación y desarrollo.	Preparación de un plan de producción.
Plan para la próxima fase.			

Figura 3.6. Entregables de los proyectos de Exploración (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

3.3.5. Decisiones en la fase de los Proyectos de Delimitación y Desarrollo (D&D) para la planificación del Desarrollo del Campo

Planificar el desarrollo de un campo implica garantizar que la producción de las reservas se lleve bajo los mejores parámetros técnicos y económicos, esto con la finalidad de disminuir el impacto social y ambiental que puede causar este tipo de actividades. Durante la planificación del desarrollo del campo se tiene ciertos controles que permiten detener o avanzar durante las etapas dependiendo de las circunstancias actuales, esto provoca que en ciertos proyectos que son de alto nivel de riesgo se puedan atrasar hasta 10 años desde la exploración hasta la primera producción de hidrocarburo.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Es importante enfocar los trabajos en el diseño de un buen esquema de planificación, construcción y operación que consideren métricas como la administración del yacimiento, las instalaciones, la perforación y terminación de pozos y el análisis económico, este conjunto de métricas bien ejecutadas podrán reducir considerablemente el tiempo en los ciclos de cada etapa y con ello minimizar la incertidumbre de riesgo. Asimismo, la planificación del desarrollo del campo debe ser capaz de precisar oportunidades para el aumento de la producción de un yacimiento, la incorporación de reservas y de nuevos pozos, este tipo de incrementos en muchas ocasiones está correlacionado con el tipo de tecnología que se implementa, ya que la elección de la tecnología muchas veces se elige en función de prácticas simples y no se consideran como parte de una medida de la metodología FEL.

La productividad de los pozos, los datos obtenidos del subsuelo, el comportamiento del yacimiento, los fallos que pueden ocurrir en los equipos (esto debido a cambios en la productividad de los pozos, producción de gas libre, el avance del frente de agua y la composición de los fluidos) y los factores del mercado (oferta y demanda) son determinantes para la toma de decisiones y planificación del desarrollo del campo, por esto el proceso de diseño se vuelve complejo ya que se necesita dar respuesta a ciertas preguntas fundamentales bajo un escenario de incertidumbre por los factores previamente mencionados, dichos cuestionamientos se pueden esclarecer en la figura 3.7.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS



Figura 3.7. Preguntas generales durante el proceso de toma de decisiones en el desarrollo del campo (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

3.3.6. Ventajas de la metodología Front-End Loading aplicado a la Planificación del Desarrollo del Campo

Algunas ventajas que presenta la metodología FEL en comparación de los métodos convencionales son:

- **Tiempo:** Una de las principales fortalezas de este enfoque es la reducción del tiempo en el ciclo del proyecto, esto tiene un claro efecto directo en los costos y valor de la organización, a su vez, se establecen buenas prácticas que reducen de forma muy importante el trabajo innecesario y destina ciertas actividades de oportunidad hacía diferentes áreas del proceso del proyecto.
- **Generación de valor:** El equipo del proyecto genera una mejor propuesta de valor al reducir el tiempo y costos, así como mejoran la calidad y comunicación entre otros equipos.
- **Recursos humanos:** Los recursos humanos son compartidos entre proyectos, aumentado la efectividad del personal.
- **Asignación de recursos y resultados:** Los recursos asignados está directamente relacionados con los resultados esperados.
- **Toma de decisiones:** Esta metodología permite una sólida y rápida toma de decisiones en cualquier nivel del proyecto.
- **Responsabilidad:** Todos los integrantes del proyecto son responsables de su trabajo asignado.
- **Innovación técnica y calidad de trabajo:** La segmentación de las actividades por proyectos da pauta para aumentar las capacidades competitivas en función de la innovación técnica y la calidad de cada proyecto.
- **Participación del equipo de producción:** La participación oportuna del personal de producción facilita el reconocimiento y manejo del activo para su explotación.
- **Valor económico:** La oportunidad se estima por su valor económico en cada etapa, esto da una valoración más precisa y permite que el proyecto se detenga si es que las condiciones económicas no son favorables en algún momento del ciclo del proyecto, en dado caso de que ocurra, la oportunidad puede ser reevaluada en un futuro si se presentan condiciones económicas viables o que la disposición de tecnología vuelva la oportunidad más rentable.

3.3.7. El yacimiento como el centro del proceso de planificación del desarrollo del campo.

Durante el proceso de explotación existen 4 aspectos que están directamente relacionados con las condiciones que presenta el yacimiento, estos son la creación de valor del negocio de producción, el modelo del yacimiento, la perforación y terminación de pozos y la construcción de instalaciones, de tal manera que se debe de contar con los suficientes estudios integrados del yacimiento que apoyen las actividades para su explotación.

Los estudios integrados deben de cumplir ciertos criterios, ya que están enfocados en desarrollar un plan económico que priorice la mayor recuperación económica de las reservas, por eso algunos objetivos fundamentales que forman parte del alcance de estos estudios integrados son:

- Reducir la incertidumbre en los planes de producción
- Desarrollar actividades que permitan el aumento de las reservas
- Maximizar la producción final
- Minimizar la declinación de presión del yacimiento
- Maximizar el potencial productivo del campo

De manera más visual, en la figura 3.8. se puede apreciar las fases que contiene el estudio integrado de un yacimiento. En general, la importancia del trabajo en equipo y multidisciplinario es indispensable para asegurar una solidez en los fundamentos del modelo del yacimiento y el proceso de planificación del campo, dicho modelo debe ser aceptado y estructurado por Comité Técnico.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS



Figura 3.8. Etapas del estudio integrado de yacimientos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Este tipo de estudios nos permite conocer de manera aproximada la realidad de un modelo del yacimiento, donde podemos notar que la incertidumbre puede ser una de sus características que más puede preocupar al equipo del proyecto, por lo que debe de existir un proceso de monitoreo, es decir, establecer normas o políticas de mantenimiento y actualización que permita llevar un control, esto se le llama comúnmente como modelo de activos integrados. Estos estudios deben de repetirse de manera constante para asegurar que la información obtenida durante el proceso de producción se pueda incorporar al modelo, actualizando y mejorando datos (como el factor de recuperación), en el mismo sentido, las estadísticas muestran qué tan frecuente debe de actualizarse los modelos de yacimientos, esto dependerá de factores como el nivel de actividad del pozo, el porcentaje de incertidumbre del modelo anterior, la complejidad del yacimiento, la disminución de presión del yacimiento y las nuevas tecnologías.

En la actualidad el monitoreo de los yacimientos es más común, ya que la innovación tecnológica en la industria petrolera permite que exista una optimización en la vigilancia de los campos, esto provoca que la actualización de los modelos sea más económica debido a la fácil adquisición que se puede obtener y de la misma manera se obtienen en menos tiempo.

3.3.8. Desafíos de la metodología FEL y su impacto en el éxito del proyecto

Todo proceso o enfoque relacionada con proyectos siempre sufre de retos o desafíos y la metodología FEL no es la excepción, ya que puede enfrentar complicaciones en sentido de:

- Demostración del valor
- Insuficientes recursos para evaluar escenarios alternativos
- Algunos roles o responsabilidades pueden ser poco claras
- Falta de recursos adecuados para para los modelos de simulación
- Organización aislada

De esta manera, en la figura 3.9. se puede visualizar de mejor manera los retos, el impacto que tienen y una solución propuesta.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS



Figura 3.9. Retos, impacto en los resultados y estrategias de mitigación para los proyectos del FEL (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

Un obstáculo que podría dar resultados negativos al proyecto se puede presentar cuando no se cuenta con los recursos suficientes para analizar distintas alternativas interesantes, lo que provocaría que no considerara todas las oportunidades y perder así una buena opción, generando un desaprovechamiento del potencial que podría tener el activo y no lograr los objetivos empresariales. De la misma forma, la escasa o falta de recursos para la construcción del modelo de simulación del yacimiento afectará en el alcance del proyecto, provocando que existan cambios y en su defecto desviarían el sentido del proyecto respecto a los objetivos planteados, esto aumentaría significativamente los costos, así como retrasos, obteniendo un producto final que no satisfaga las necesidades de los interesados y las métricas clave. Es así como un problema desencadena una serie de eventos que deben ser solucionados antes de volver al proyecto y evitar generar una mala inversión.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Desde una perspectiva general, el éxito de la metodología FEL está en función de la buena integración de los participantes (a nivel interno y externo), el soporte continuo (tecnología y recursos) y el liderazgo del cliente para facilitar el conocimiento de sus expectativas reales durante toda la vida del proyecto.

3.3.9. Estrategias de mitigación y mejores prácticas del FEL

Objetivos claros y expectativas en la fase previa al FEL: Este aspecto busca establecer los objetivos que cumplan con las expectativas de los patrocinadores, la información disponible y los lineamientos organizacionales para considerar las necesidades y fundamentar la meta del proyecto.

Formación de un equipo multidisciplinario y experimentada para realizar la preparación de escenarios: El éxito del proyecto se encuentra relacionada directamente con la selección de un gran equipo que pueda realizar las actividades, en ese sentido, se prioriza que el equipo cuenta con la suficiente experiencia para que generen escenarios acordes a los recursos adecuados.

Administración del tiempo, comprender la incertidumbre y las influencias de las decisiones: Realizar un modelo integrado adecuado, así como un enfoque de optimización, son parámetros claves para ejecutar de manera concisa la evaluación y cuantificación de la incertidumbre, la cual puede apoyarse en diagramas de influencia que ayudan a comprender la relación entre diferentes incertidumbres. Además, es importante considerar que al llevar un estudio de múltiples escenarios y gestión de diferentes incertidumbres se puede llegar a resultados erróneos, ya que comúnmente no se consideran todas las interacciones que pueden existir en estos proyectos complejos, surgiendo así la necesidad de llevar un enfoque optimizado que además de clasificar las mejores opciones, toma en cuenta la interacción de estas opciones, Un ejemplo de esto es el análisis del número de pozos que se deben perforar en cierto campo, la decisión tendrá una repercusión en los campos cercanos o relacionados entre sí, ya que si se decide perforar muchos pozos en un campo, este podría afectar directamente en el número de pozos viables en otro campo debido a que puede existir una limitante en recursos o infraestructura compartida.

Aseguramiento de recursos técnicos (hardware y software): Parte del trabajo de evaluación de incertidumbres y decisiones requiere cierto equipo de cómputo de gran capacidad de procesamiento para generar los modelos de simulación, esto facilita la labor de generar diversos escenarios de simulación de yacimientos, asimismo, contar con equipo de alto rendimiento permite la generación de un gran número de escenarios viables

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

en un corto periodo de tiempo, lo cual reduce considerablemente los costos en la optimización de estos escenarios, además se debe tomar en cuenta que no solo el conjunto de tecnología son factor para llegar a los buenos resultados, el personal capacitado para utilizar estas herramientas debe de tener el suficiente conocimiento y experiencia para sacar provecho a estos instrumentos de la mejor manera.

Informar a los interesados del proyecto sobre el proceso: Durante todo el ciclo de vida del proyecto, todas las partes interesadas (directivos, ejecutivos y clientes principalmente) así como los miembros de equipo y el personal encargado de tomar la decisión deben de estar conscientes y tener un conocimiento claro sobre la definición de la visualización, conceptualización y las decisiones de los escenarios, esto como apoyo para el equipo núcleo del proyecto, ya que en cualquier momento puede recibir ayuda sobre una retroalimentación que pueda aportar valor con puntos de vista alternos.

Adicionalmente, se puede enlistar algunas buenas prácticas en la aplicación de esta metodología:

- Una buena implementación de los flujos de trabajo de evaluación de necesidades y la identificación de valor facilitan el trabajo al equipo.
- Realizar una visualización de oportunidades y la gestión del proyecto de forma adecuado se consideran como factores de éxito.
- Considerar el enfoque probabilístico dentro de los escenarios de explotación del campo y el desempeño del proyecto con la finalidad de respaldar la toma de decisiones informada, con este enfoque se permite tener rangos confiables de combinaciones de variables de entrada (precio del petróleo, costos de operaciones, tasa de producción, etc.) para cualquier nivel de inversión o riesgo.

3.4. El proceso FEL y la administración de la incertidumbre como apoyo a la toma de decisiones

Cada componente del desarrollo de un campo siempre está acompañado de cierta incertidumbre que debe de ser tratada en función de términos probabilísticos, es decir, en lugar de asumir que determinados aspectos darán un resultado fijo, se debe de considerar como una variable de distintos niveles de incertidumbre que pueden influir en el producto final. Las incertidumbres en gran medida se encuentran desde las primeras etapas del proyecto, que pueden aumentar o disminuir a medida que se avanza durante el proceso FEL, de la misma manera, es fundamental considerar las incertidumbres asociadas y manifestarlas en función de probabilidad cuando se construyen escenarios justificados en

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

distintas opciones de desarrollo, en otras palabras, buscar que los escenarios muestren una gama de resultados posibles asociadas a las distintas probabilidades, logrando así un evaluación más real sobre los riesgos y oportunidades relacionadas al proyecto.

La definición de métricas determinadas en cada fase de proceso de planificación del desarrollo del campo es fundamental, ya que sirven como indicadores clave de rendimiento (KPI, por sus siglas en inglés) para medir y evaluar el proyecto, debido a que la incertidumbre generalmente representa variables desconocidas y que influyen en el resultado del proyecto, es elemental medirlas de forma consistente y uniforme, dando lugar a establecer una estandarización en la cuantificación de las incertidumbres, permitiendo obtener métricas bien definidas para cada etapa que facilita los trabajos de comparación, evaluación y toma de decisiones, esta gestión de la incertidumbre estructurada ayuda al equipo del proyecto a llevar un análisis de riesgos y oportunidades con una base sólida a lo largo del proceso de las fases.

Las incertidumbres de la misma manera pueden estar relacionadas debido a otras, es decir, una incertidumbre puede derivar o estar asociada de otra, haciendo una red compleja de correlación la cual debe de ser bien estudiada para la evaluación de los riesgos y la toma de decisión informada, para lograr este hecho debemos de apoyarnos de un diagrama de influencia, en otros términos, es una herramienta que permite identificar la relación entre diferentes variables e incertidumbres y conocer como pueden ser afectadas una de otra, asimismo, determina si existe una relación de dependencia o independencia, este instrumento permite la visualización de las conexiones y como consecuencia, permite entender de mejor manera el impacto de cada una de ellas en función de probabilidades.

La falta de información generalmente provoca los niveles de incertidumbre, por ende, la adquisición de datos debe de ser fundamental durante el proceso FEL, ya que si contamos con la suficiente información la certidumbre aumentará considerablemente, para entender mejor esto dentro de los campos petroleros, en la figura 3.10. se clasifican en 3 grandes rubros actividades que presentan cierta incertidumbre.

En algunos casos, la incertidumbre es debido a la falta de información adecuada o correcta. Las campañas de adquisición de datos sísmicos deberán ser incluidos en los estudios FEL, con objeto de disminuirlas.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

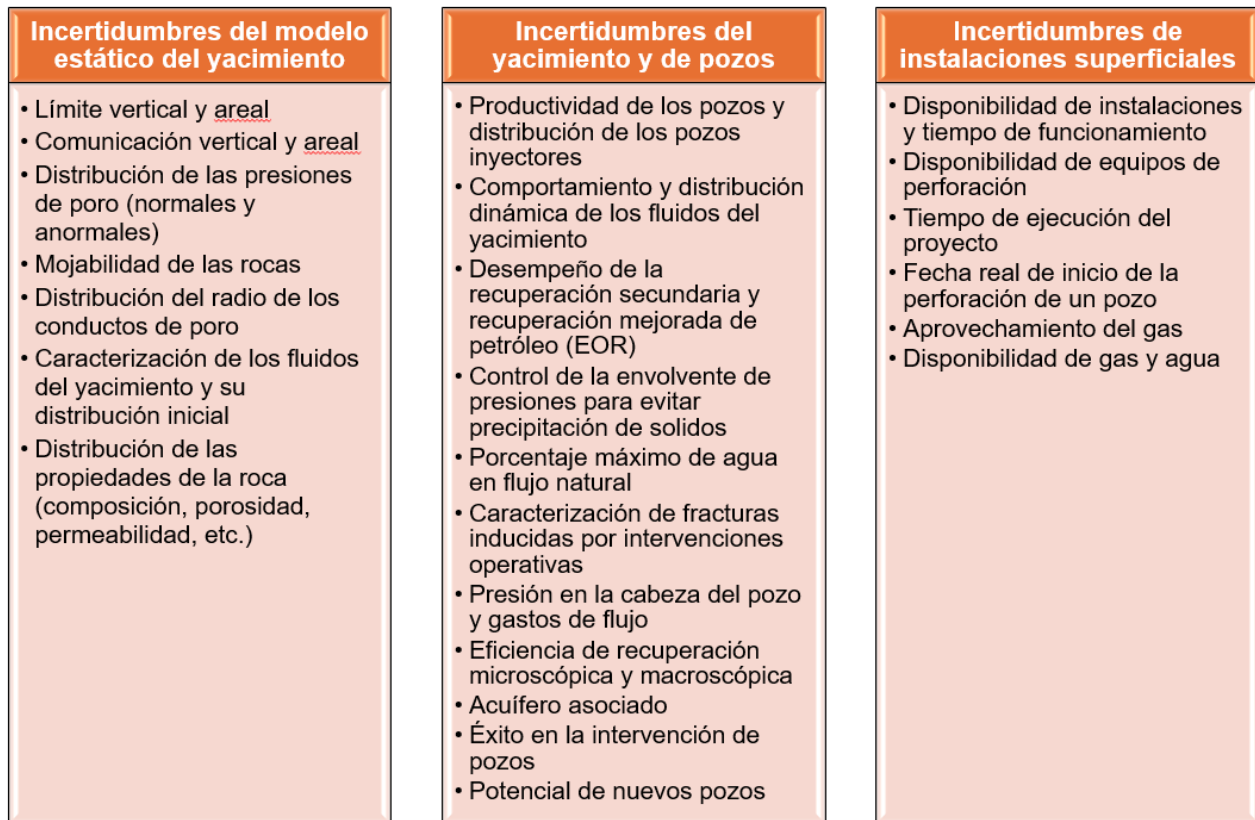


Figura 3.10. Incertidumbres en los yacimientos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

3.4.1. Indicadores o índices de avance de la aplicación de la metodología Front-End Loading (FEL)

El índice FEL es un medio para medir el nivel de detalle en las fases FEL (Portugal M, 2006; IPA, 2013). Este índice está conformado por (1) Estado de la Ingeniería, (2) Planificación de la Ejecución del Proyecto y (3) Definición del Sitio. Los productos clave de la fase FEL incluyen lo siguiente:

1. Documentos de ingeniería, como Diagramas de Flujo de Procesos (DFP's), Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI's), planos de distribución y arreglos de equipos, balances de calor y materiales, diagramas eléctricos unifilares y especificaciones de equipos principales.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

2. Una estrategia para ejecutar el proyecto.
3. Una estimación de costos precisa dentro de un margen de más o menos 10%.
4. Acuerdo por parte de todas las funciones corporativas con respecto a los objetivos y alcance del proyecto.

Estado de la Ingeniería: Un componente del Índice FEL de IPA que mide lo siguiente: (1) el grado en que se ha completado un conjunto de tareas clave de ingeniería (por ejemplo, DFP's, DTI's, Balance de Calor y Materiales (BCM's), etc.) y (2) la participación/compromiso del grupo de negocios, así como de las operaciones y mantenimiento de la planta.

Planificación de la Ejecución del Proyecto: Un componente del Índice del IPA que mide el grado en que se han establecido los siguientes elementos del plan de ejecución del proyecto: Objetivos y prioridades del proyecto; estrategia y planes de contratación; participantes del equipo y roles; un cronograma detallado de red con recursos asignados y controles de costos y cronograma.

Definición del Sitio: Un componente del Índice de IPA que mide el nivel de completitud con respecto a cuatro factores relacionados con el sitio: (1) datos de suelos e hidrología, (2) requisitos ambientales, de salud y seguridad, (3) planos de distribución y arreglos de equipos.

3.4.2. La metodología FEL y la toma de decisiones del mejor escenario.

Para realizar una decisión adecuada y sobre todo con un proceso perfeccionado, es necesario considerar una gama de escenarios diferentes con sus respectivas incertidumbres de cada parámetro del yacimiento, así como con las tecnologías que se considera aplicar, el cronograma y el presupuesto que está asociado al proyecto (Saputelli, y otros, 2013). Para esto, contar con un esquema que simplifique la capacidad de decisión ayuda a la eficiencia y visualización de todas las alternativas posibles, esto puede lograrse mediante una Optimización de la toma de decisiones para obtener el mejor escenario (DSO, por sus siglas en inglés).

La DSO es una técnica fundamentada por la metodología FEL que ayuda a estructurar, evaluar, filtrar, analizar y seleccionar una escala de escenarios respecto a la exploración, perforación y producción de campos. Este planteamiento permite lograr una mejor toma de decisiones ya que se lleva a cabo un análisis detallado de todos los posibles escenarios,

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

los cuales son una combinación de una serie de alternativas posibles y rentables dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos.

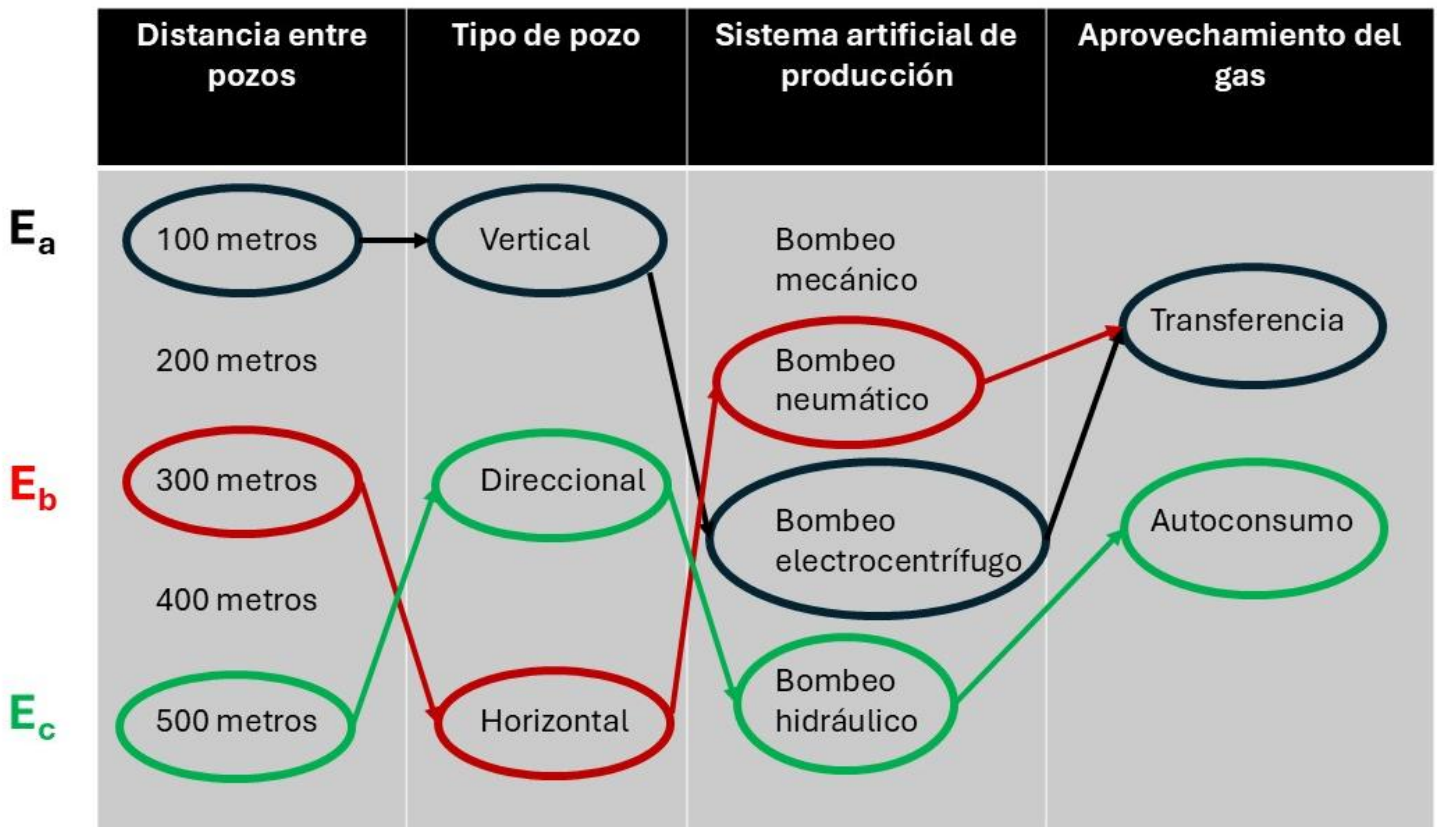
En la figura 3.11. se puede ejemplificar un diagrama general de este subproceso. En este ejemplo se puede visualizar que existe 2 clases, el número de categorías de decisión (representadas en este caso por D_1, D_2, D_3 y D_4 y las opciones de decisiones (representadas como O_1, O_2, O_3 y O_4), estos ejes se mantiene constantes durante las fases, en el mismo sentido, durante la fase de Visualización por lo general es donde se tiene el mayor número de escenarios viables identificados (representados por S_1, S_2, S_3 y S_4), el cual se reduce con forme se avanza por la fase de Conceptualización, para que al llegar a la fase de Definición solo se tenga un escenario único.



Figura 3.11. Optimización del Escenario de Decisión (DSO) en distintas fases del proyecto (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Para ejemplificar de mejor manera como puede realizarse la Optimización del Escenario de Decisión, en la figura 3.12. se plantea 3 escenarios posibles (E_a , E_b , E_c) que se encuentran en función de una combinación de varios parámetros independientes (distancia entre pozos, tipo de pozo, sistema artificial de producción, estrategia de instalaciones superficiales, planificación del mercado de exportación y aprovechamiento del gas), cabe aclarar que los datos propuestos son ilustrativos.



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

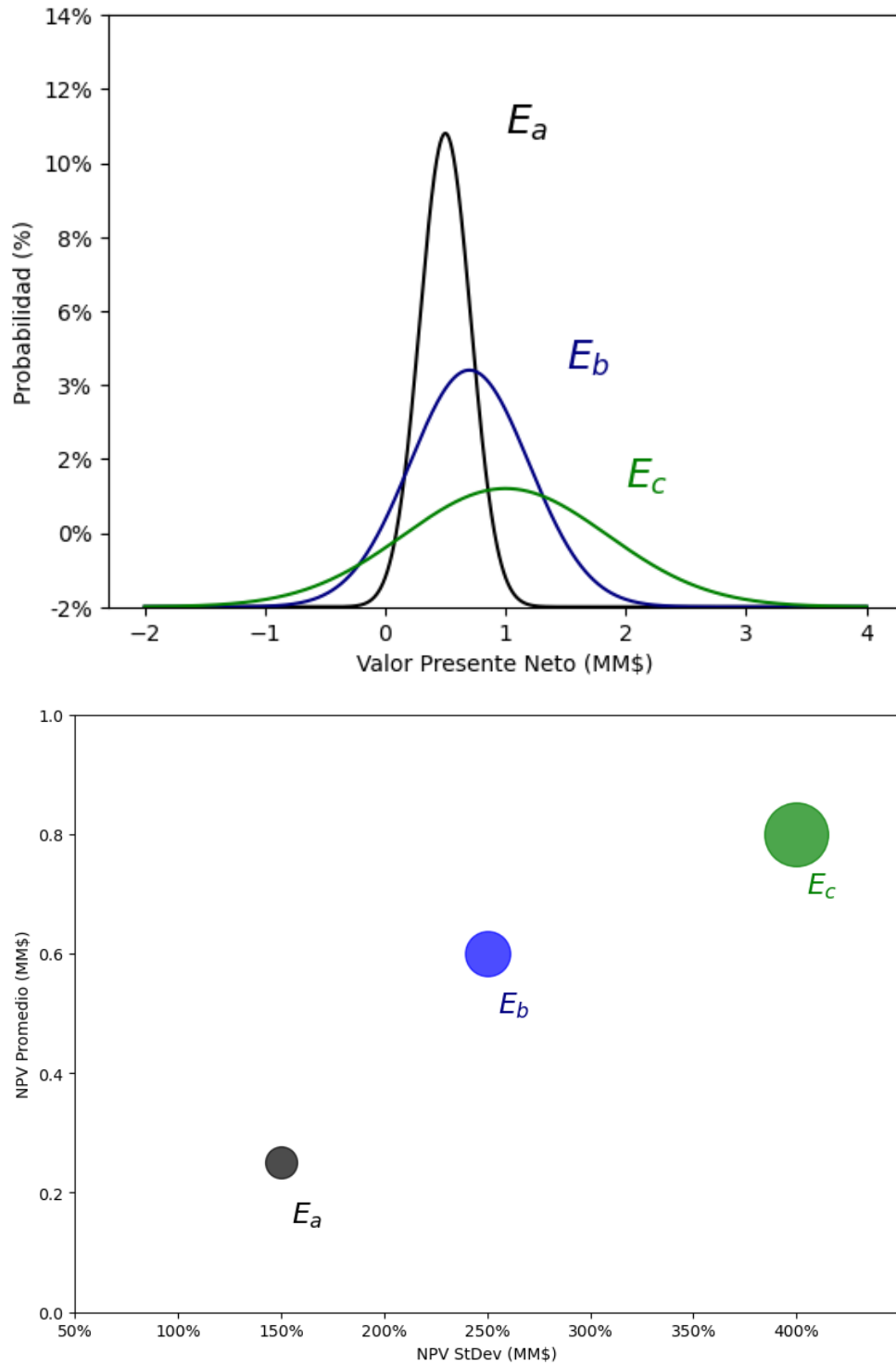


Figura 3.12. Ejemplo de Optimización del Escenario de Decisión (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

En la figura 3.12. el valor de cada escenario (E_a , E_b , E_c) se compara con su riesgo, además se muestra la distribución de probabilidad de Valor Presente Neto para cada escenario. También se presenta un gráfico de Valor Presente Neto promedio frente a la desviación estándar del Valor Presente Neto para cada escenario. Este gráfico es clave para clasificar los escenarios e identificar el equilibrio óptimo entre el beneficio económico y el riesgo. El ejemplo muestra que el escenario verde (E_c) generaría el mayor valor, pero también el mayor riesgo.

Los flujos de efectivo esperado utilizados para valorar activos riesgosos pueden estimarse de dos maneras. Pueden representar un promedio ponderado por probabilidad de los flujos de efectivo bajo todos los escenarios posibles, o pueden representar los flujos de efectivo bajo un escenario más probable. Aunque el primer método es más preciso, rara vez se utiliza simplemente porque requiere mucha más información para su elaboración. En ambos casos, existen otros escenarios en los que los flujos de efectivo diferirán de las expectativas: serán más altos de lo esperado en algunos y más bajos de lo esperado en otros. En el análisis de escenarios, se pueden estimar los flujos de efectivo esperados y el valor de los activos bajo diversos escenarios, con el objetivo de obtener una mejor comprensión del efecto del riesgo en el valor.

Modelado Integrado de Activos: El objetivo principal de este tipo de proyectos es garantizar la mejor toma de decisiones bien informada para un desarrollo óptimo del campo, basándose en la metodología FEL y Optimización del Escenario de Decisión. El desarrollo del campo considera los efectos de todas las incertidumbres de los criterios de decisión, en la figura 3.13. se muestra todo el proceso para generar el marco de decisión, la evaluación de incertidumbres y la evaluación de escenarios. La filosofía principal del Modelado Integrado de Activos es concentrarse en la velocidad y la certeza.

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

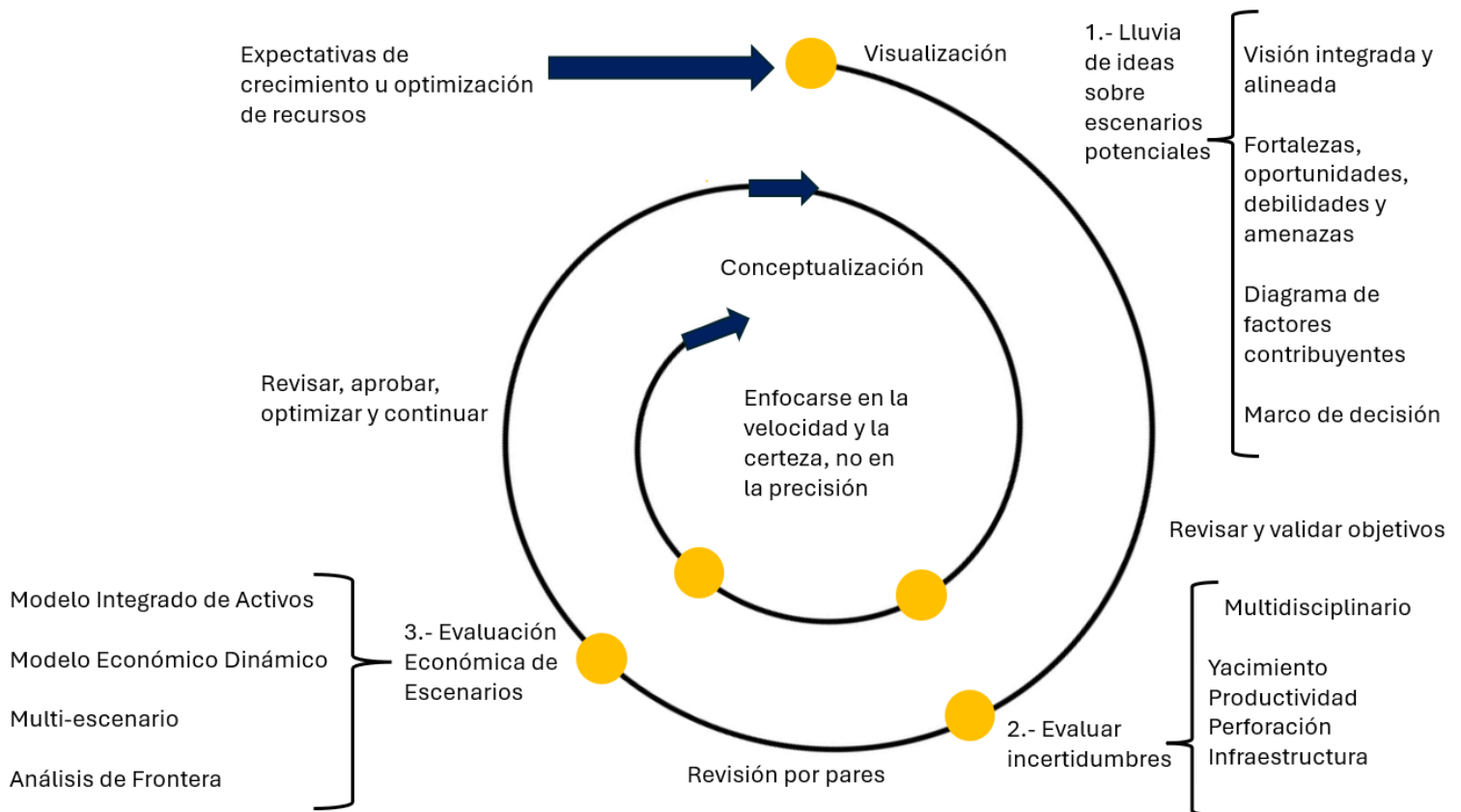


Figura 3.13. Ciclo recurrente de visualización y conceptualización del Modelado Integrado de Activos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

Los proyectos del Modelado Integrado de Activos requieren una base formal para la cuantificación de las incertidumbres asociadas con la geología del subsuelo, con los pozos y con las instalaciones de superficie. Los proyectos también requieren una evaluación del efecto de estas incertidumbres en los posibles valores del resultado del proyecto (Figura 3.14.)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

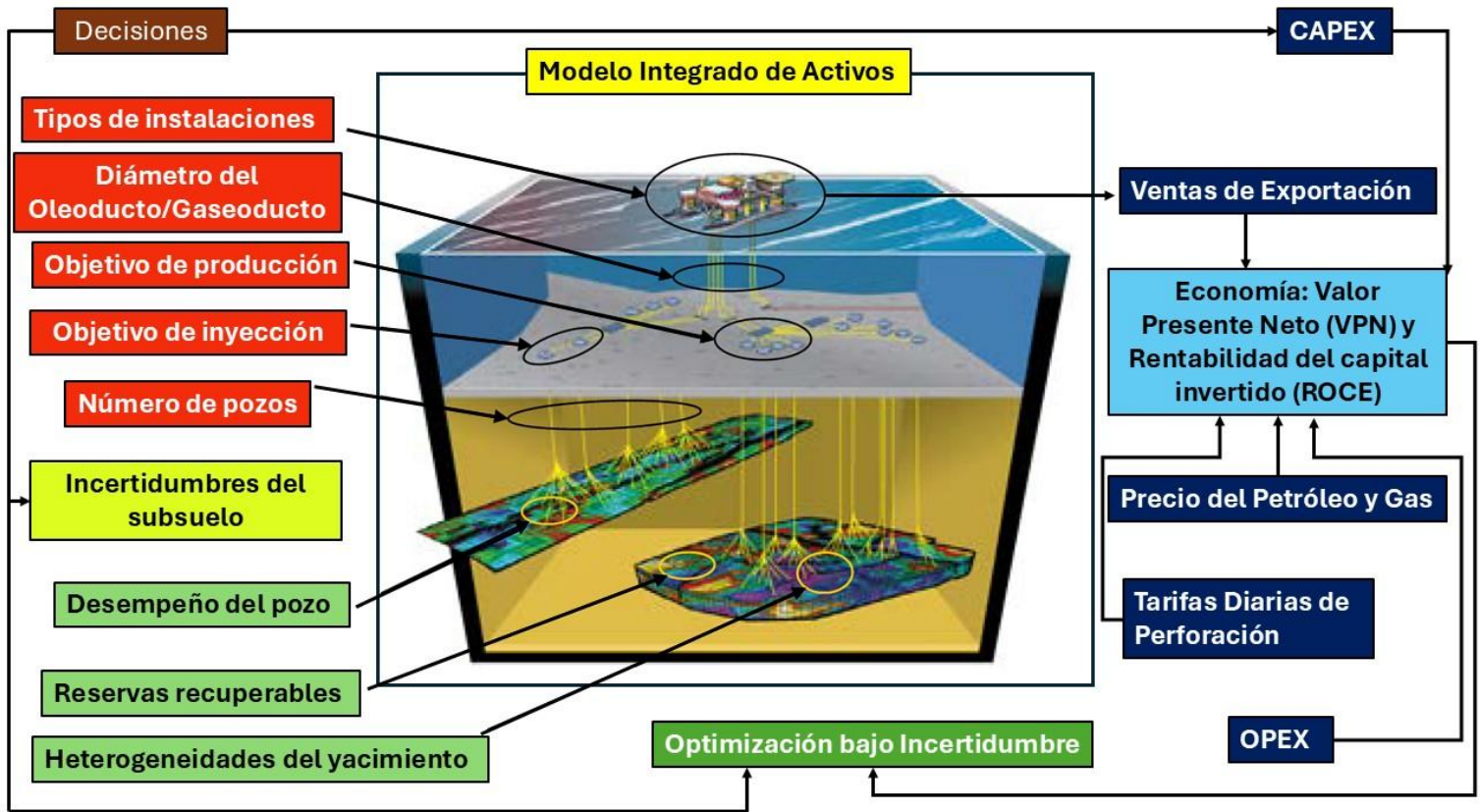


Figura 3.14. Componentes del Modelo Integrado de Activos (Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making, 2013)

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

3.4.2.1 Ejemplo práctico: Pozo UNAM-1EXP

Como parte de las actividades de exploración, el operador “CU, S.A de C.V” dentro de su cartera de proyectos, considera la perforación del prospecto exploratorio “UNAM-1EXP” cuyo objetivo es descubrir recursos de hidrocarburos de aproximadamente 560 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) de gas y 81 millones de barriles (MMb) de condensado, con un objetivo geológico del Cretácico. El prospecto se encuentra ubicado en el estado de Veracruz, cerca del poblado Santa Rosa, como se muestra en la figura 3.15.

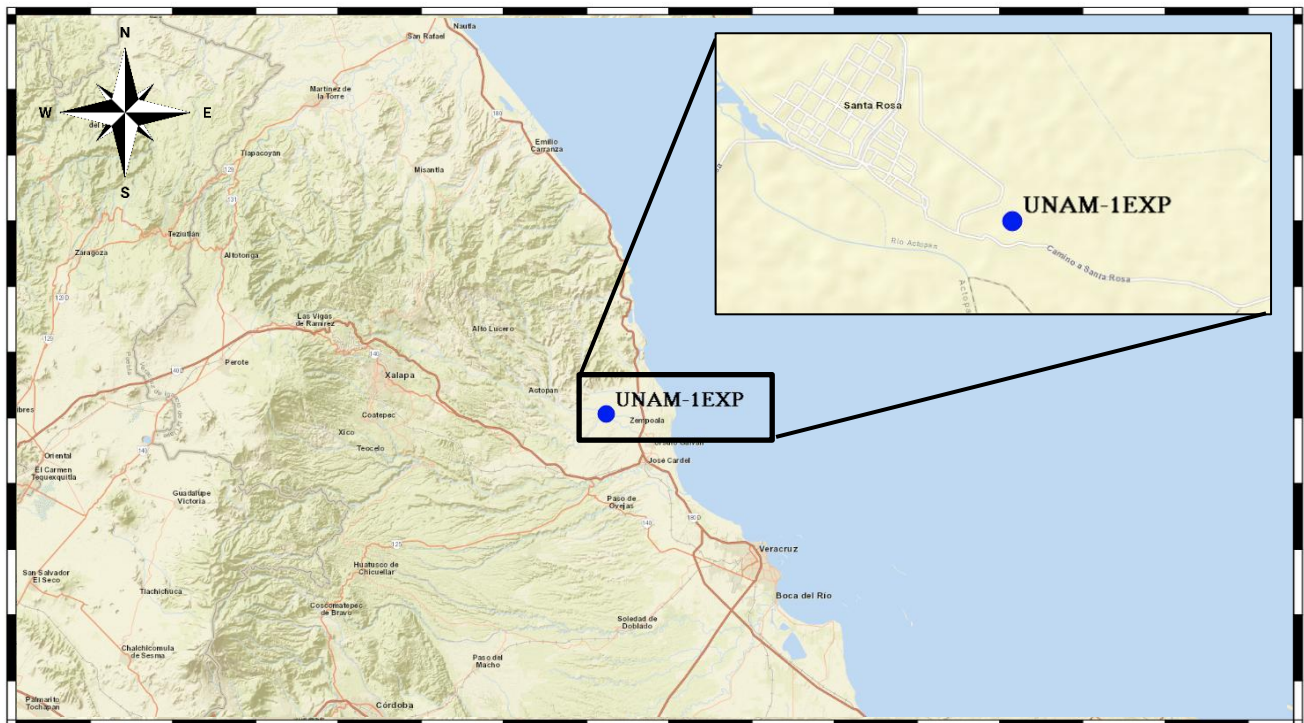


Figura 3.15. Ubicación del pozo UNAM-1EXP (Elaboración propia).

Para lograr el éxito de la perforación del pozo, se realizó un análisis multidisciplinario donde se recopiló información de pozos de correlación, los cuales son:

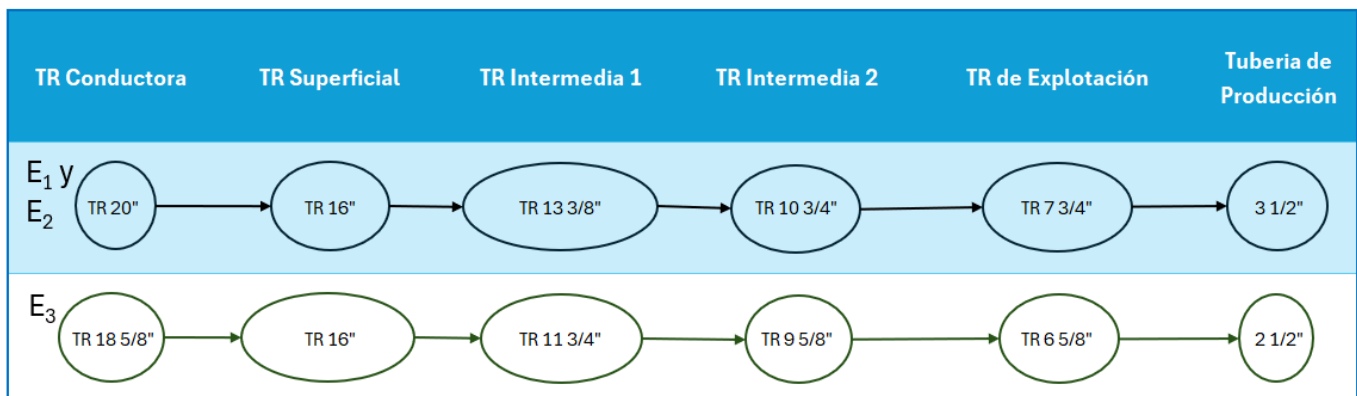
CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Pozo	Año de perforación	Profundidad Total [md]	Distancia del pozo UNAM-1EXP	Objetivo Geológico/ Formación
A1-EXP	1978	3500	10	Jurásico Superior Kimmeridgiano
A2-EXP	1979	6500	17	Cretácico
A3-EXP	1981	5100	15	Orizaba
A4-EXP	2016	7500	50	Cretácico
A5-EXP	2019	6900	55	Orizaba
A6-EXP	2020	3600	11	Oligoceno

La información adquirida de estos pozos de correlación fue:

- Geología
- Marco estructural
- Marco estratigráfico
- Marco sedimentológico
- Elementos del sistema petrolero
- Sísmica
- Columna geológica
- Geofísica
- Petrofísica
- Yacimientos
- Productividad
- Perforación
- Terminación

Con el apoyo de estos datos, se logró realizar una ventana operativa estimada, permitiendo así visualizar 3 posibles escenarios (E₁, E₂ y E₃) para el arreglo de tuberías de revestimiento, el cual se describen en la siguiente tabla.



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Asimismo, podemos destacar las ventajas y desventajas de estos escenarios, los cuales son:

Escenario	1	2	3
Ventajas	Permite un liner 5 1/2" de contingencia en caso de presentar problemas durante la perforación en la etapa de producción		Se ocupa menor tiempo de perforación
	Se cuenta con la disponibilidad de los materiales y servicios para la perforación del pozo		
	El pozo permite una entrada para realizar una ventana en caso de necesitarse en un futuro, haciendo el pozo reutilizable (ahorro de costos)		Tiene menores costos en relación con los escenarios 1 y 2
	Aisla zonas con posible transición o pérdida de fluidos	Facilita las estimulaciones	
	Protege los acuíferos superficiales		
	Permiten la producción de gas y líquidos por medio de la tubería de producción		
	El aparejo de producción puede ser recuperado en un futuro, para realizar reparaciones mayores o reentradas		
Desventajas	Costos elevados (con respecto al escenario 3)	Costos elevados (Con respecto al escenario 1 y 3)	Se tiene una limitación en la toma de información
	Mayores tiempos de ejecución		No se considera una etapa de contingencia en caso de un problemas
		Consideración de una etapa adicional (10 5/8") en caso de una alteración en la columna geologica	

Derivado de estos resultados, se decidió que las dos alternativas que presentarán un mayor éxito son el Escenario 1 y Escenario 2

Para seleccionar cuál de estas dos opciones es la mejor, se realizó una matriz donde se evalúa algunas variables técnicas.

**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

YACIMIENTOS	GEOCIENCIAS
Caída de presión	Adquisición y procesamiento de sísmica
Acuíferos asociados	Adquisición de datos de presión y fluidos de yacimientos
Presión del yacimiento	Toma de registros convencionales
Declinación de la presión	Información de fallas
Geomécanica	Buzamiento del yacimiento
Vida productiva	Calidad de la roca
PRODUCTIVIDAD	GEOMECAÁNICA
Presión en la cabeza de pozo	Riesgos en zonas sobrepresionadas
Presión de fondo	Inestabilidad en el agujero
Gastos de producción (líquido o gas)	Etapas de contingencia
Problemas operativos (erosión de la tubería)	
PERFORACIÓN	TERMINACIÓN
Recolección de información	Recolección de información
Profundidad total	Riesgos en posibles intervenciones futuras
Disponibilidad de compañías de servicio	Tiempo de terminación
Impacto ambiental	Tecnología disponible
Tiempo de perforación	

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Donde se realizó una matriz de selección del mejor escenario técnico de acuerdo con una calificación asignada para ambos casos, ilustrado en la siguiente tabla:

	Puntuación de los escenarios	
	1	2
Yacimientos	10	10
Geociencias	9	9
Productividad	9	9
Geomecánica	9	8.6
Perforación	10	8.2
Terminación	8	8
Total	56	54.8

Por último, se proyectó una estimación económica y el tiempo en que se realizará la perforación y terminación:

		Escenario	
		1	2
Perforación	Tiempo (días)	100	109
	Costos (Millones de dólares)	50.3	55.8
Terminación	Tiempo (días)	17	17
	Costos (Millones de dólares)	11.54	17.83
Total	Tiempo (días)	117	126
	Costos (Millones de dólares)	61.84	73.63

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Con estos parámetros, se determinó que el mejor escenario es el primero, quedando el estado mecánico de la siguiente manera (Figura 3.16.):

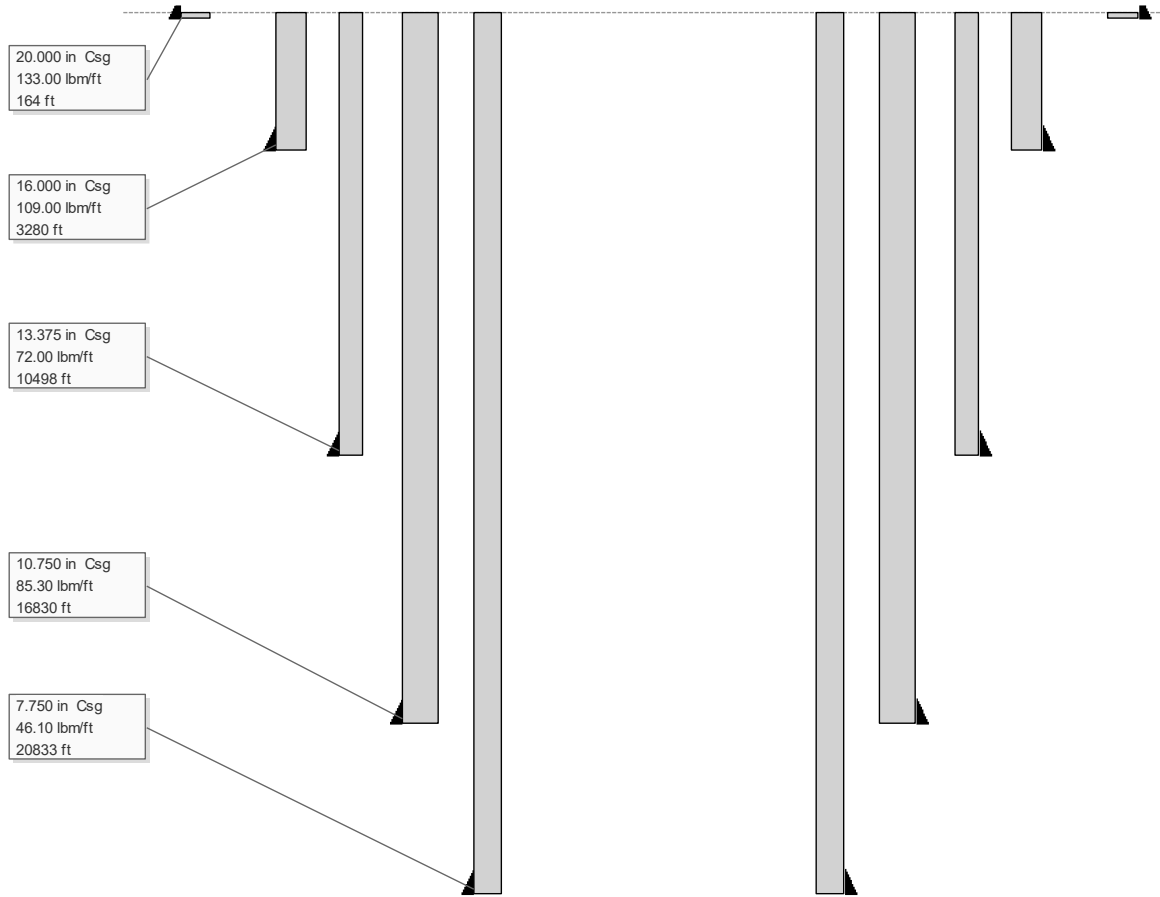


Figura 3.16. Estado mecánico del escenario seleccionado (Elaboración propia).

CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

3.4.2.2. Ejemplo práctico: Campo UNAM

De la misma manera, CU, S.A de C.V cuenta con un área contractual dentro de aguas someras, frente al estado de Veracruz, donde tuvo el descubrimiento de un campo (UNAM) en agosto de 2019, como se muestra en la figura 3.17.

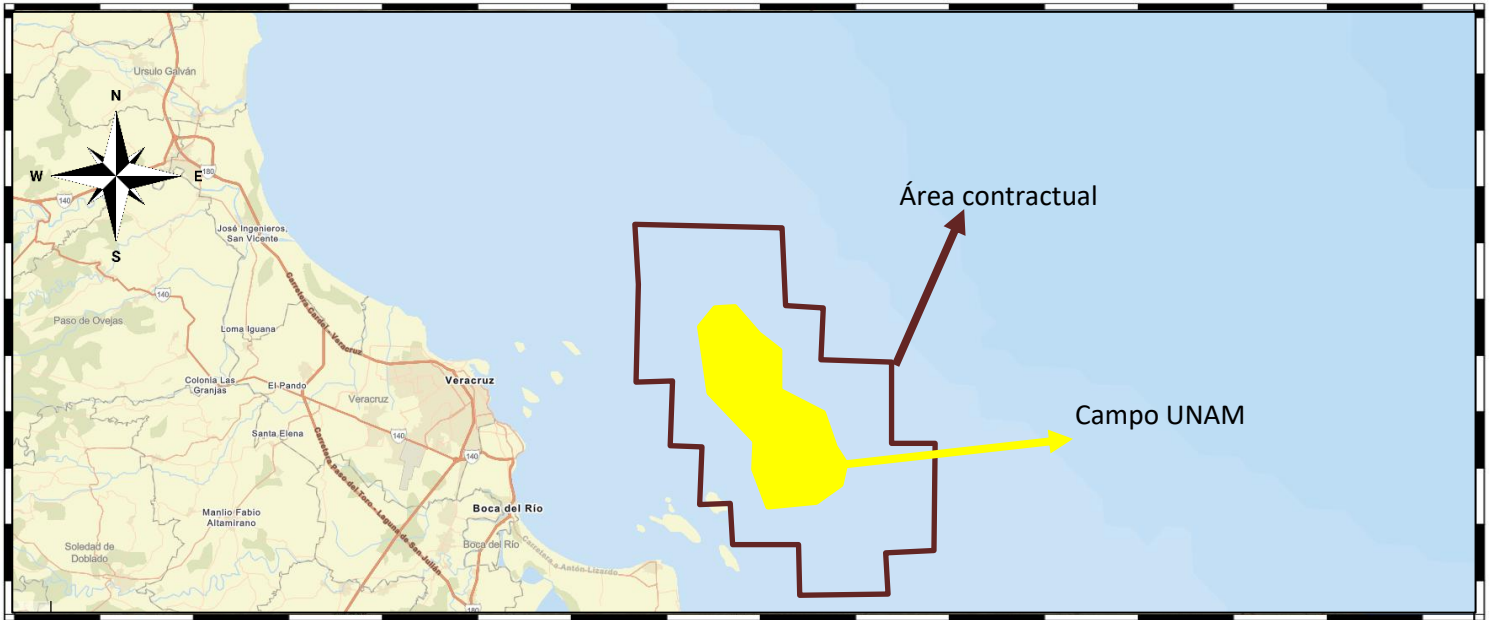
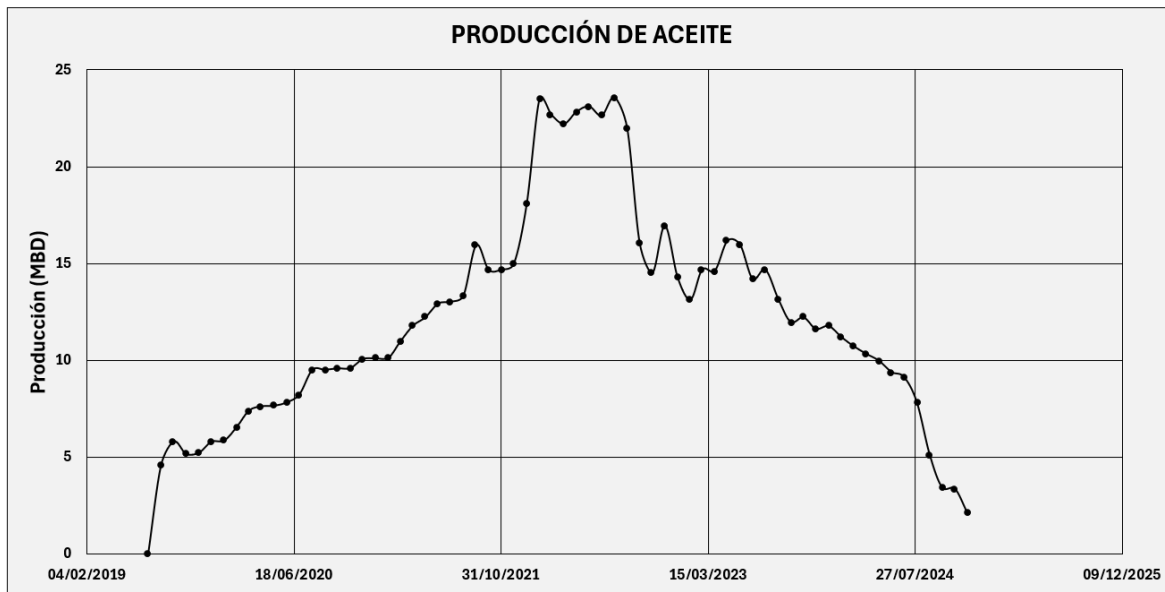
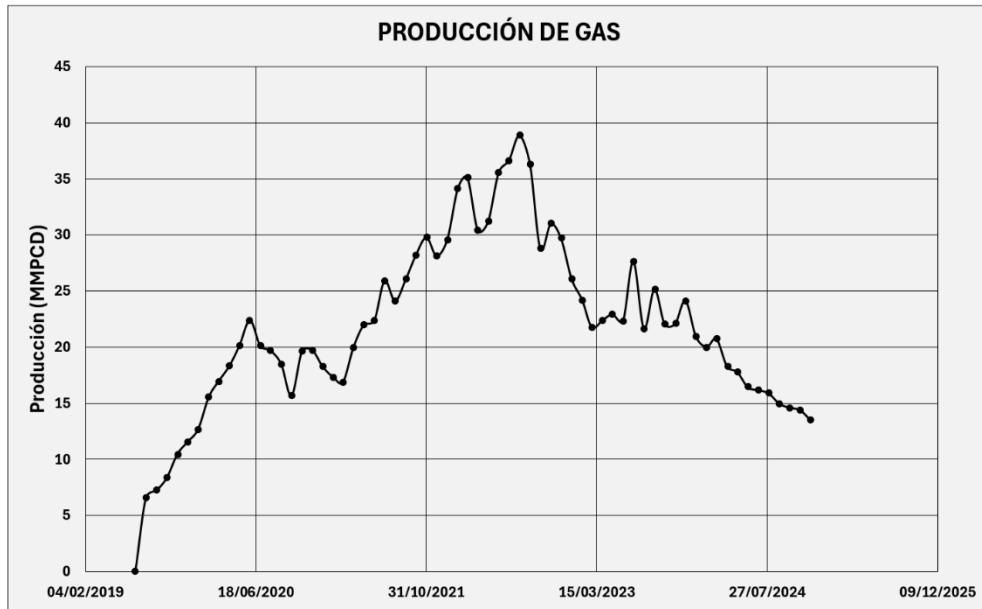


Figura 3.17. Ubicación del área contractual y campo UNAM (Elaboración propia).

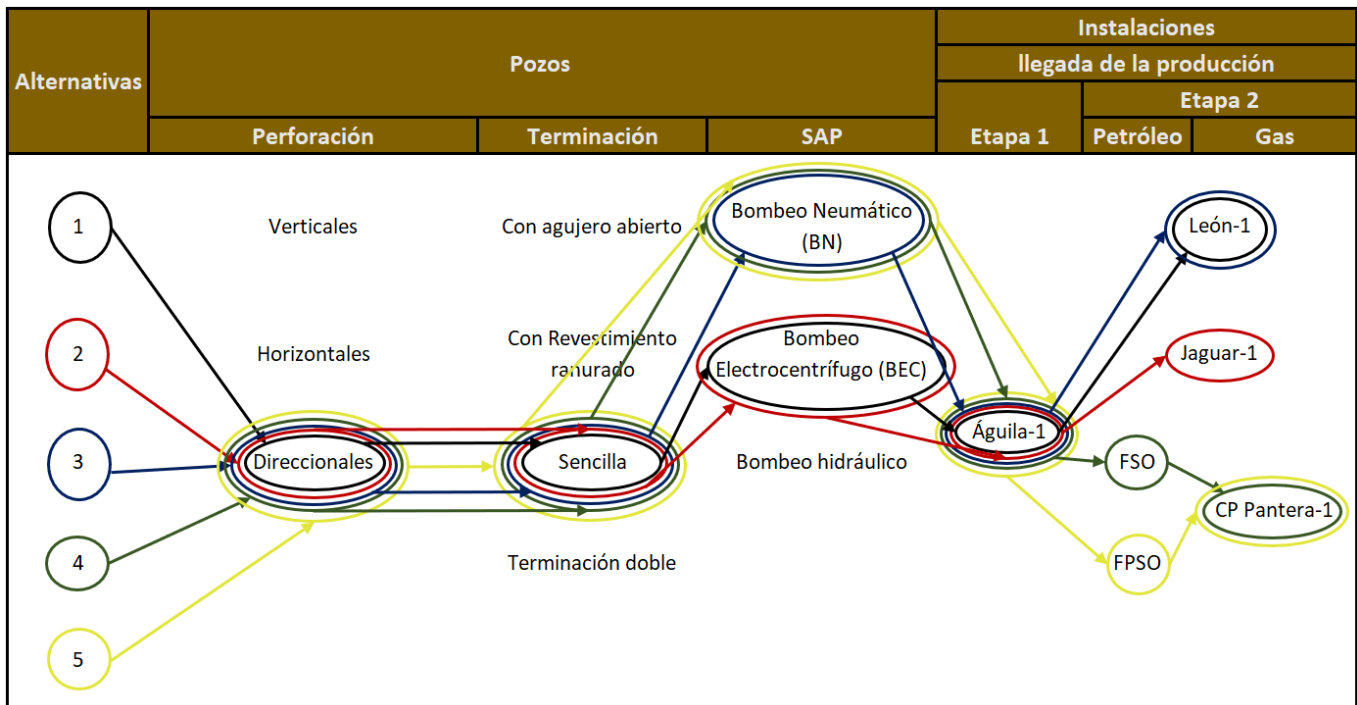
Dentro del campo se perforaron 8 pozos de desarrollo, los cuales permitieron tener la siguiente producción de aceite y gas.



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS



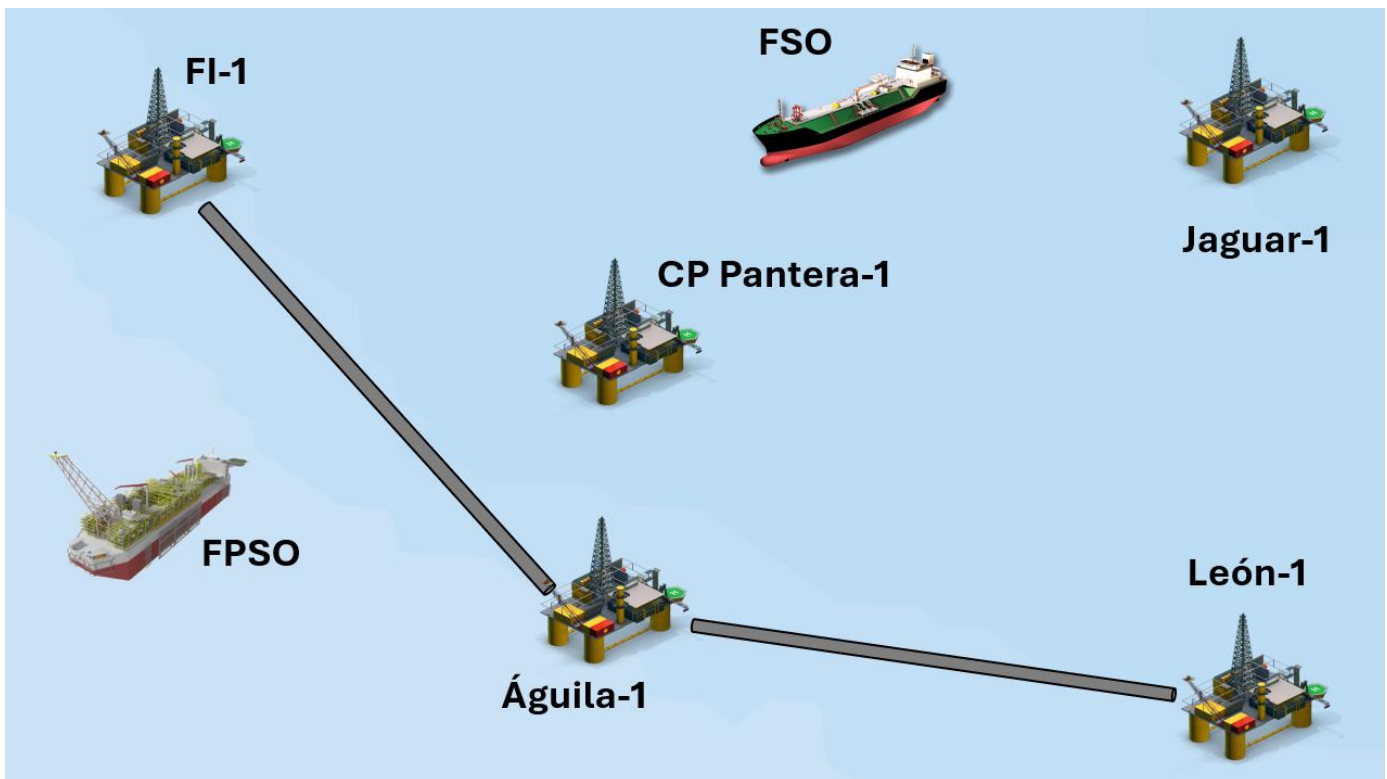
Como se puede notar, a lo largo de los últimos años, se tuvo una declinación en la producción de aceite y gas, por lo cual se tiene que replantear las actividades para maximizar el factor de recuperación del volumen de hidrocarburos, de esta manera se presentó una estrategia bajo los resultados de la evaluación realizada al campo, donde se recopiló información de las características de los yacimientos y su potencial de producción, logrando considerar 5 alternativas, que se muestran en la matriz de escenarios de decisión.



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

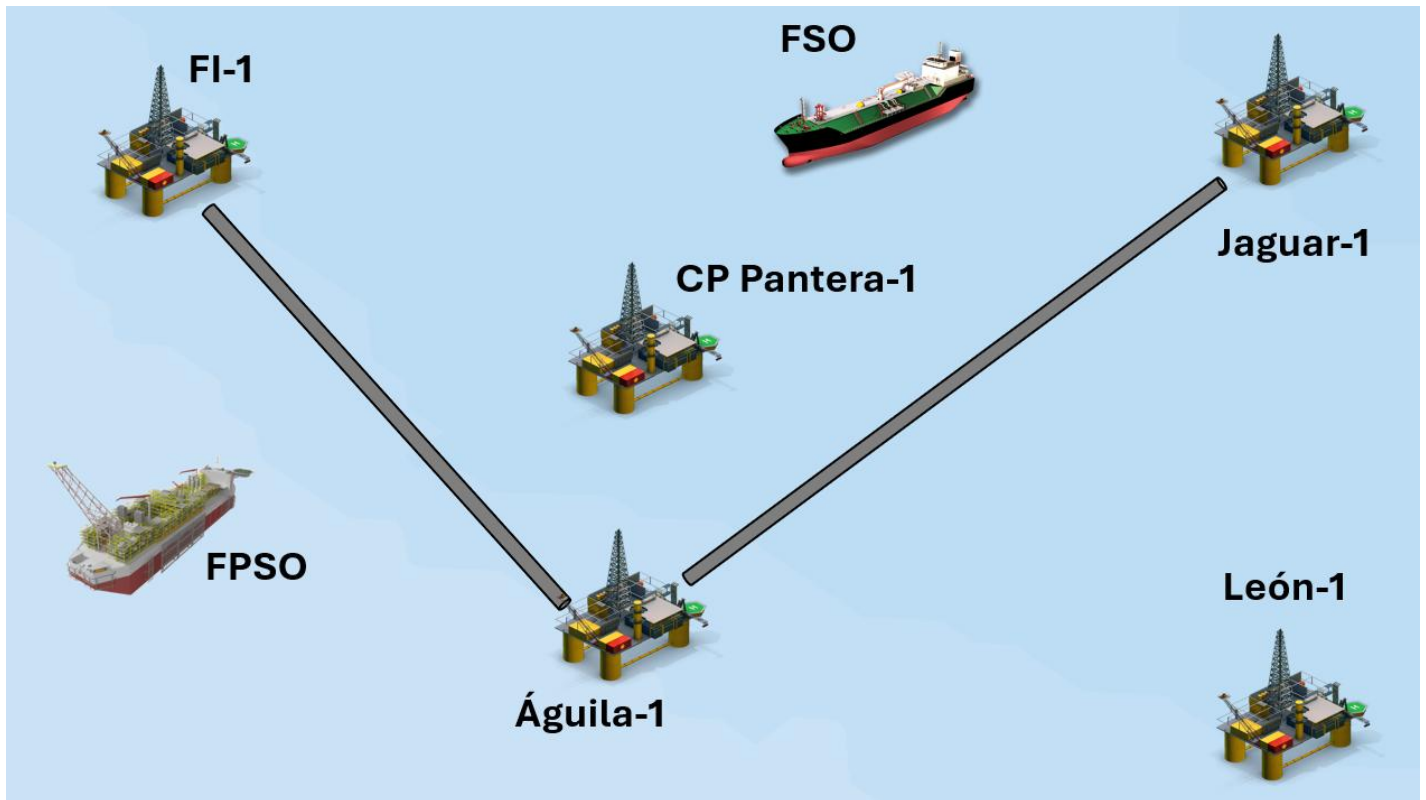
Con mayor detalle, se pueden las alternativas se componen de:

Alternativa 1			
Niveles		Ventajas	Desventajas
1	2		
<p>Se considera la instalación de una plataforma de perforación (FI-1) para la perforación de 3 pozos de desarrollo, los cuales utilizarán un bombeo electrocentrifugo (BEC) como Sistema de Levantamiento Artificial.</p>	<p>Se analiza mandar la producción de petróleo y gas de todos los pozos hacia la plataforma Águila-1 para su medición, que posteriormente la corriente se enviará a la plataforma León-1 para su consecuente procesamiento.</p>	<p>1.-Infraestructura reducida 2.- Utilización de las plataformas existentes</p>	<p>1.-Dependen de gas combustible del Centro de Proceso Pantera-1</p>



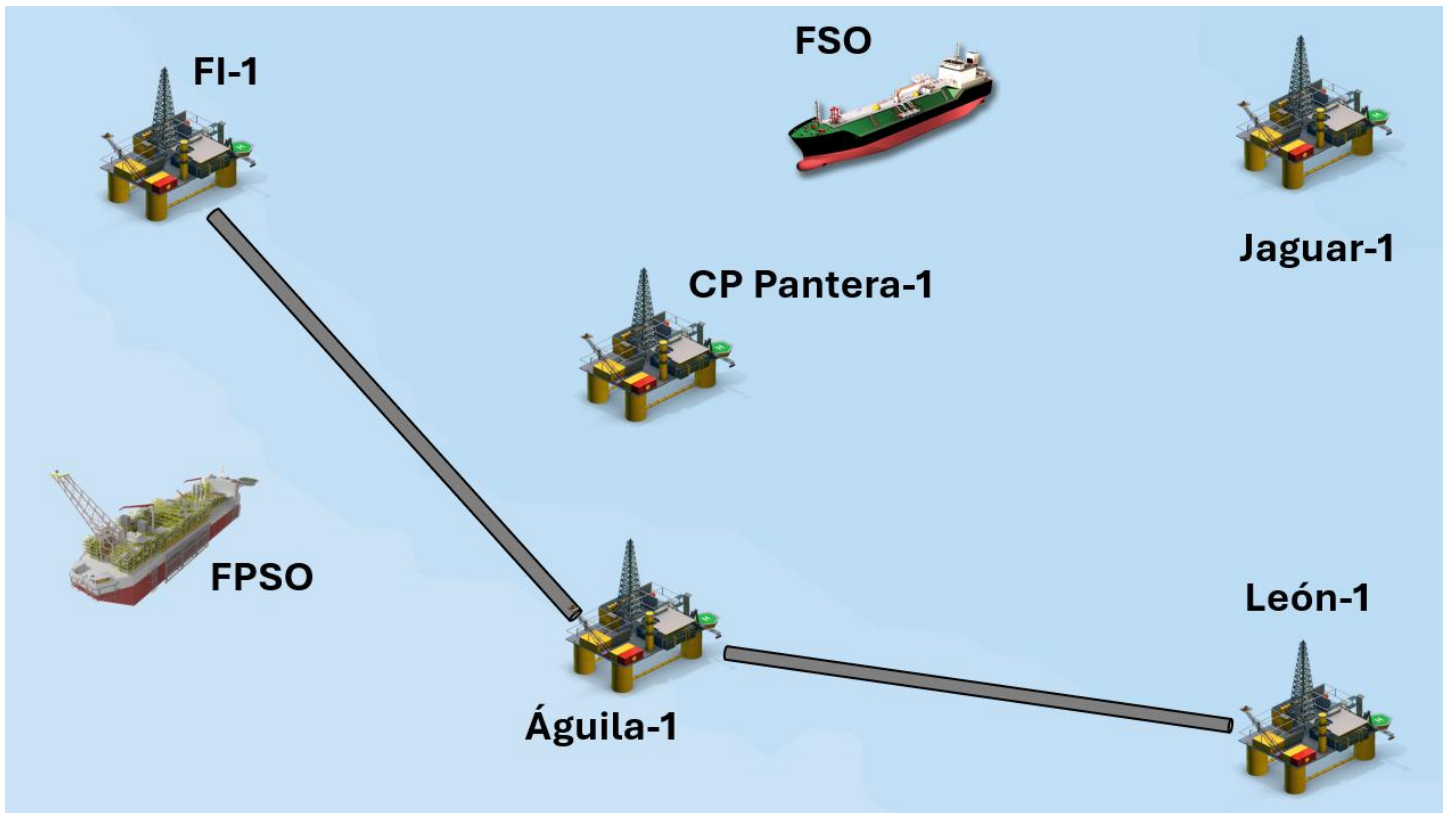
**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

Alternativa 2			
Niveles		Ventajas	Desventajas
1	2		
Se considera la instalación de una plataforma de perforación (FI-1) para la perforación de 3 pozos de desarrollo, los cuales utilizarán un bombeo electrocentrifugo (BEC) como Sistema de Levantamiento Artificial.	Se considera mandar la producción de petróleo y gas de todos los pozos hacia la plataforma Águila-1 para su medición, que posteriormente la corriente se enviará a la plataforma Jaguar-1 para su consecuente procesamiento.	1.-Infraestructura reducida 2.- Utilización de las plataformas existentes	1.-Dependen de gas combustible del Centro de Proceso Pantera-1



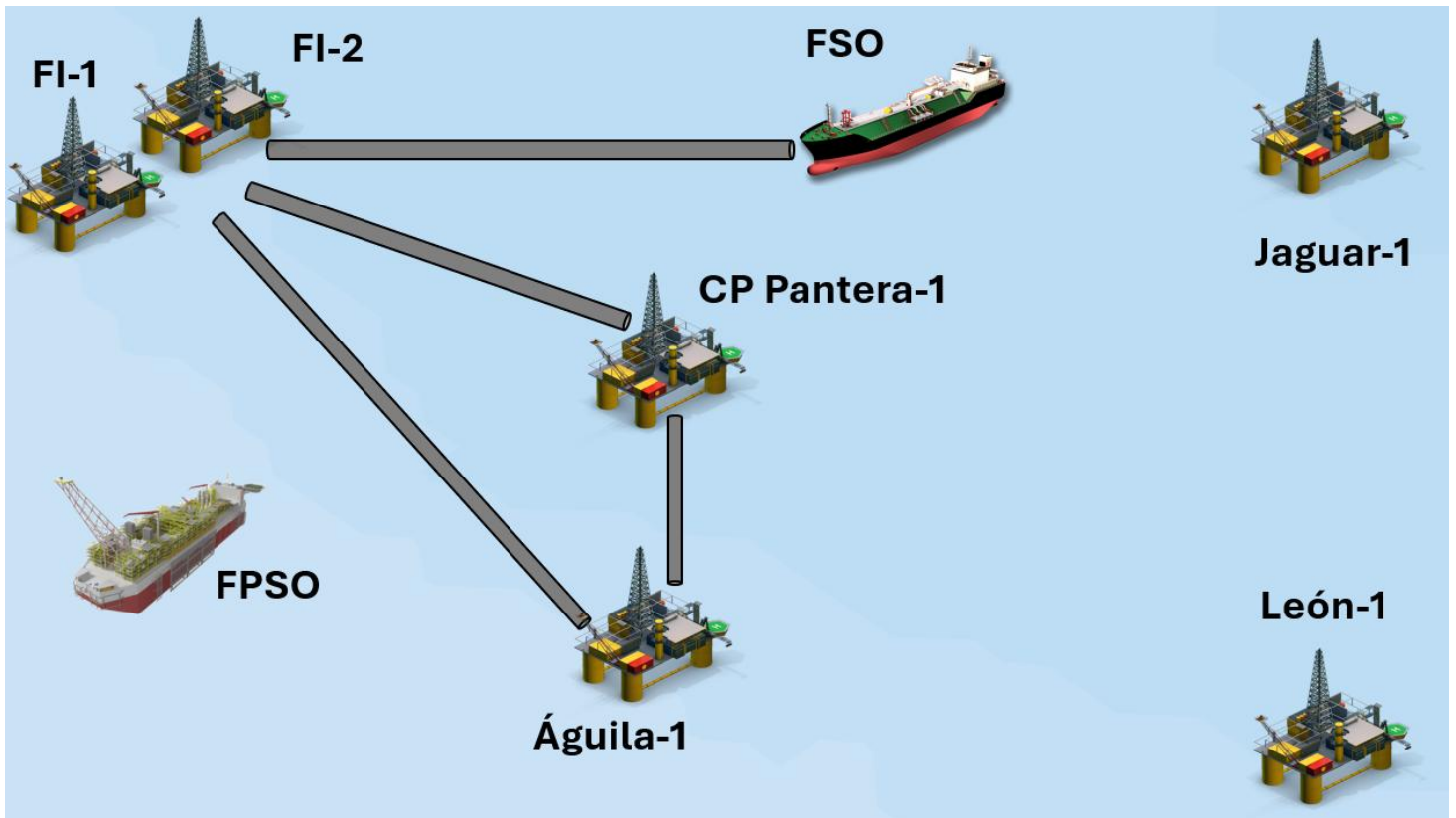
**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

Alternativa 3			
Niveles		Ventajas	Desventajas
1	2		
Se considera la instalación de una plataforma de perforación (FI-1) para la perforación de 3 pozos de desarrollo, los cuales utilizarán un bombeo neumático (BN) como Sistema de Levantamiento Artificial.	Se considera mandar la producción de petróleo y gas de todos los pozos hacia la plataforma Águila-1 para su medición, que posteriormente la corriente se enviará a la plataforma León-1 para su consecuente procesamiento.	1.-Utilización del gas producido del campo para el bombeo neumático 2.- Utilización de las plataformas existentes	1.- Incremento en los costos con respecto a la alternativa 1



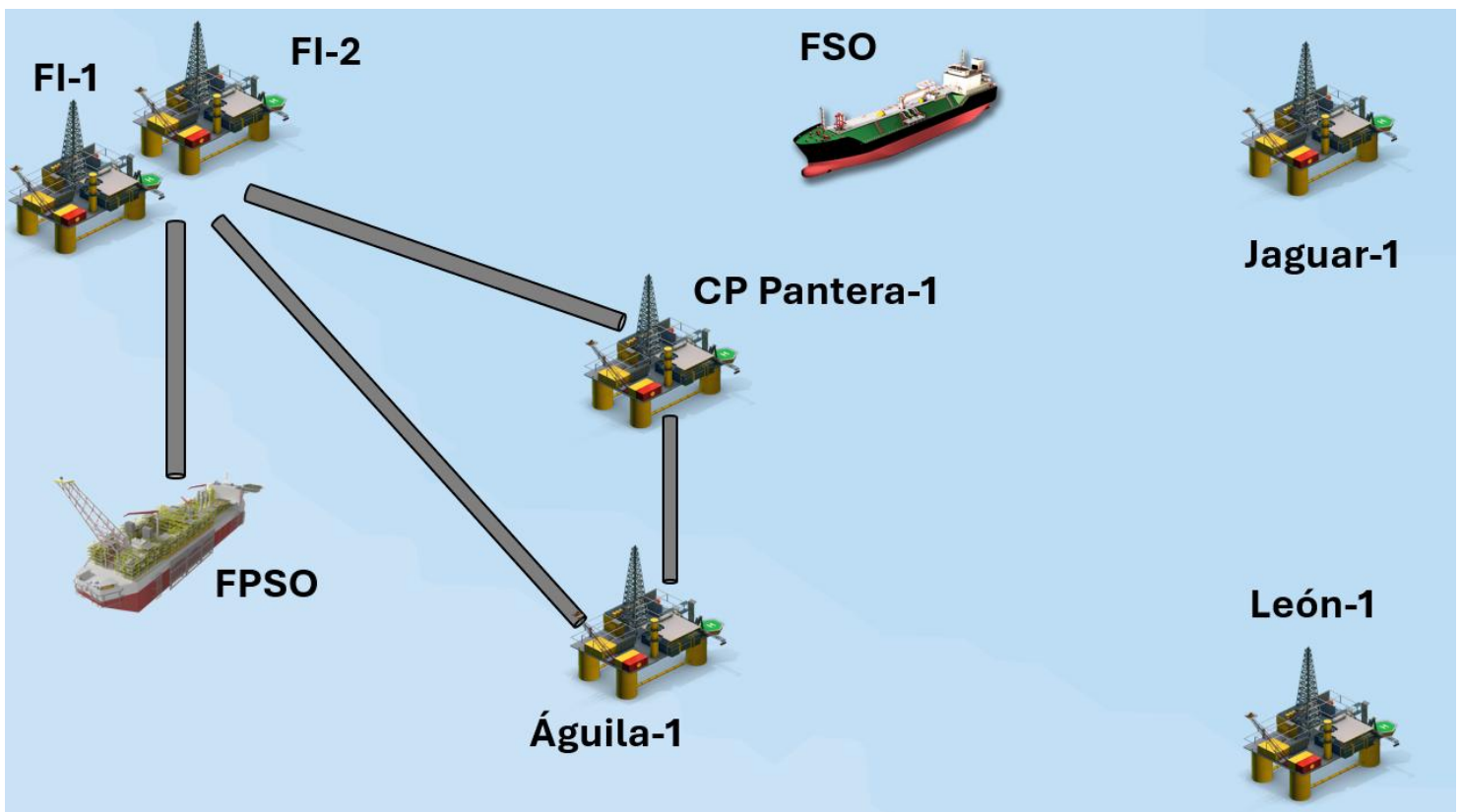
**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

Alternativa 4				
Niveles			Ventajas	Desventajas
1	2			
Se considera la instalación de una plataforma de perforación (FI-1) para la perforación de 3 pozos de desarrollo, los cuales utilizarán un bombeo neumático (BN) como Sistema de Levantamiento Artificial.	Se evalúa la instalación de una plataforma de perforación (FI-2) para la perforación de 2 pozos de desarrollo, asimismo, el uso de una Unidad Flotante para el Almacenamiento y Descarga de la Producción (FSO).	Se analiza la instalación de una plataforma de Centro de Procesamiento Pantera-1 (CP Pantera-1)	1.- Evitar el pago de tarifas (logísticas y de comercialización) 2.- Mayor flexibilidad operacional	1.- Suspensión del FSO por malas condiciones climatológicas



**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

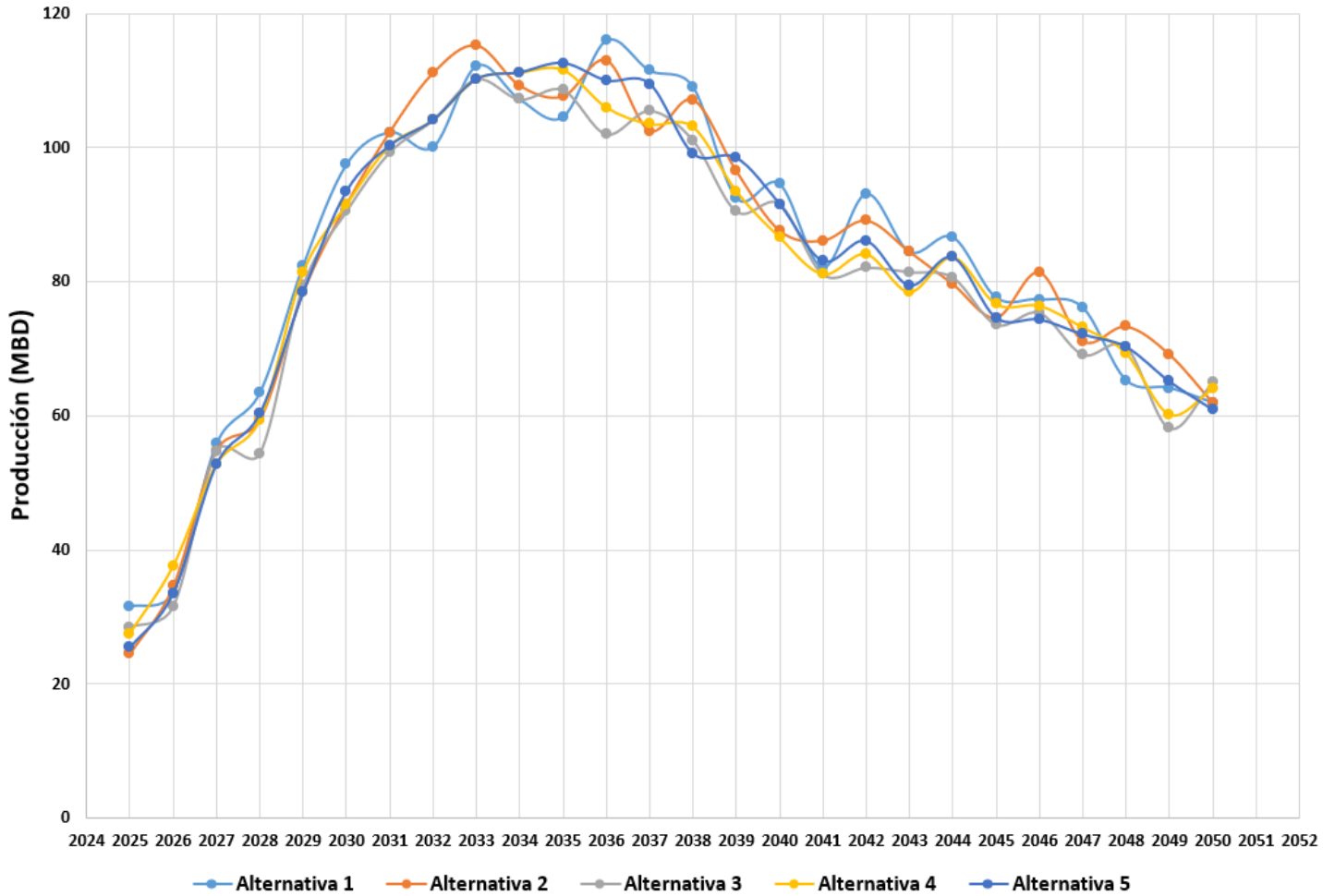
Alternativa 5			
Niveles		Ventajas	Desventajas
1	2		
Se considera la instalación de una plataforma de perforación (FI-1) para la perforación de 3 pozos de desarrollo, los cuales utilizarán un bombeo neumático (BN) como Sistema de Levantamiento Artificial.	Se evalúa la instalación de una plataforma de perforación (FI-2) para la perforación de 2 pozos de desarrollo, asimismo, el uso de una Unidad Flotante para el Procesamiento, Almacenamiento y Descarga de la Producción (FPSO).	Se analiza la instalación de una plataforma de Centro de Procesamiento Pantera-1 (CP Pantera-1)	1.- Evitar el pago de tarifas (logísticas y de comercialización) 2.- Mayor flexibilidad operacional 1.- Suspensión del FPSO por malas condiciones climatológicas 2.- Aumento en los costos con respecto a la alternativa 4



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

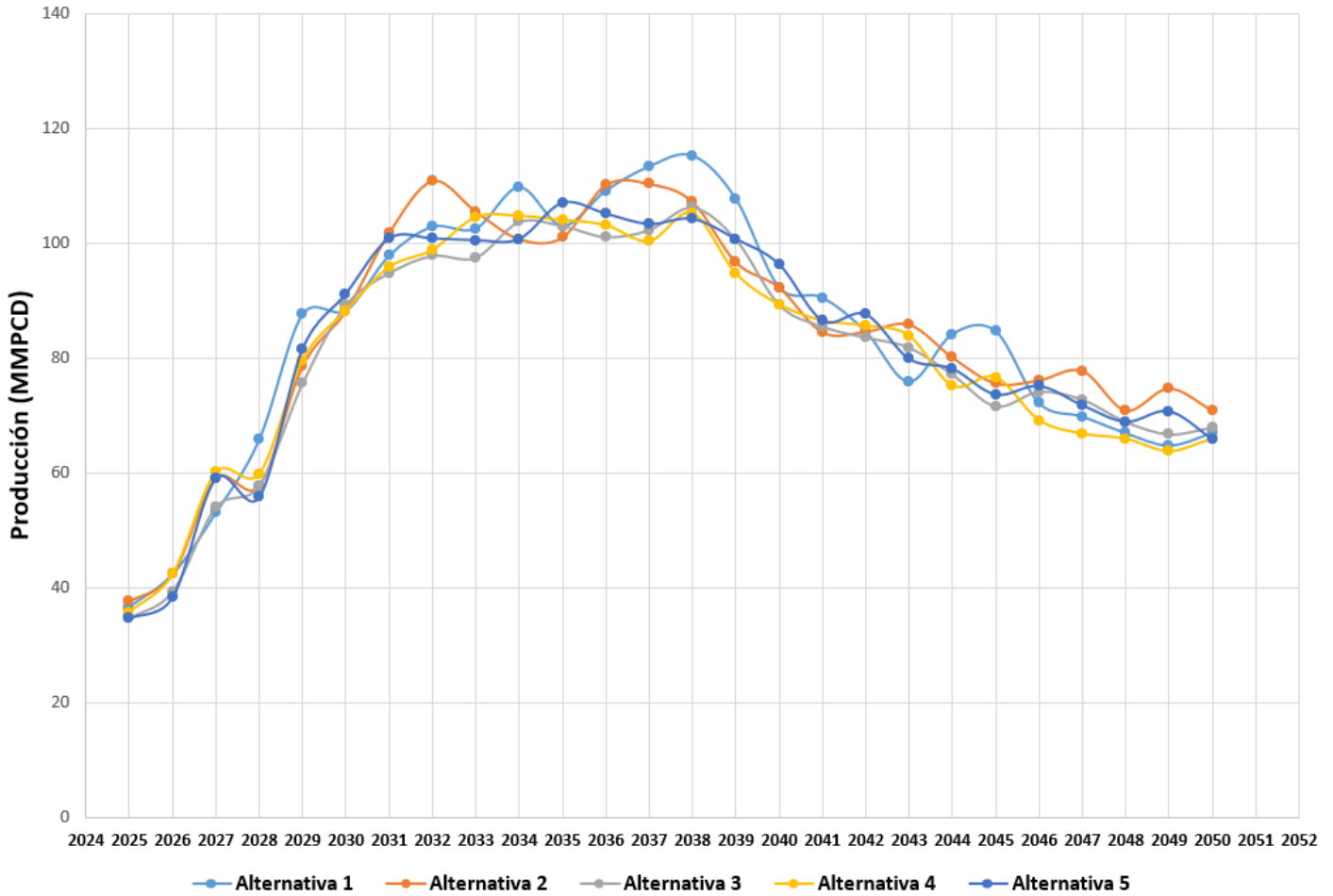
De acuerdo con estas alternativas, se realizó un pronóstico de producción de aceite y gas del año 2025 al 2050, como se muestra en las siguientes gráficas:

Pronóstico de producción de aceite



CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS

Pronóstico de producción de gas



Asimismo, se realizó una evaluación económica para determinar el mejor escenario, en este caso se consideraron parámetros principales como la perforación, terminación, instalación, transporte, almacenamiento, tratamiento, acondicionamiento, procesamiento y comercialización.

**CAPÍTULO 3. EL PROCESO FEL COMO APOYO EN LA TOMA DE DECISIONES
ÓPTIMAS PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS**

Indicadores económicos	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Valor Presente Neto (MMUSD)	\$ 13,187.15	\$ 12,884.09	\$ 12,524.07	\$ 12,701.64	\$ 11,874.29
Valor Presente de la Inversión (MMUSD)	\$ 3,861.94	\$ 3,846.75	\$ 4,768.07	\$ 4,507.63	\$ 5,741.52
VPN/VPI	3.41	3.35	2.63	2.82	2.07
Tasa Interna de Retorno (%)	39.40%	34.78%	31.50%	34.63%	25.28%
Gastos de Operación (MMUSD)	\$ 5,634.84	\$ 5,871.96	\$ 5,436.79	\$ 6,164.01	\$ 6,074.37
Inversión (MMUSD)	\$ 7,514.37	\$ 7,736.81	\$ 8,514.78	\$ 9,365.22	\$ 9,821.46
Costo Total (MMUSD)	\$ 13,149.21	\$ 13,608.77	\$ 13,951.57	\$ 15,529.23	\$ 15,895.83

Podemos concluir que, bajo los criterios señalados (características de las alternativas, ventajas, desventajas, pronósticos de producción, indicadores económicos) la mejor opción resulta ser la alternativa 1. De esta manera se logrará tener un aumento en el factor de recuperación bajo parámetros económicamente viables, aprovechando las instalaciones existentes y logrando optimizar la vida productiva del campo.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

4.1. Caso de estudio: Rol de DuPont en proyectos de grandes inversiones

Dentro del contexto de la empresa DuPont podemos destacar que esta organización tiene gran impacto dentro de la industria química. Fundada en 1802 en Estados Unidos, esta empresa ha tenido un crecimiento importante a tal grado de ser reconocida a nivel mundial. Este éxito se ha logrado gracias a las buenas prácticas que han realizado, ya que el líder o propietario cumple con 4 responsabilidades básicas al realizar un proyecto (Porter, 2002), las cuales son:

- Selección de los mejores proyectos
- Liderazgo dentro del FEL
- Gestión en la ejecución del proyecto
- Garantía en la renovación de competencias

4.1.1. Selección de los mejores proyectos

Para cumplir con los estándares de selección de un proyecto adecuado, la organización desarrolla una serie de escenarios bajo ciertos indicadores que respalden la decisión del operador, estos indicadores son:

- Estrategia comercial.
- Pronósticos de precio.
- Pronósticos de volumen.
- Elección de la mejor tecnología.
- Desarrollo de bases de un plan sólido para garantizar la ejecución del proyecto

En este sentido, podemos apreciar que los parámetros establecidos demuestran una visión de resolver preguntas, ya que los primeros cuatro puntos implantan la respuesta al “¿Qué vamos a hacer para seleccionar un proyecto adecuado?”, mientras que el último punto responde la pregunta de “¿Cómo vamos a seleccionar un proyecto adecuado?”, es así como la empresa lleva a cabo un análisis donde el proyecto no puede progresar si no se tiene un claro sentido comercial rentable.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

4.1.2. Liderazgo dentro del FEL

La metodología FEL ha sido tomada dentro de la DuPont desde hace más de 30 años, esta técnica permite que los miembros de la empresa puedan obtener un mejor rendimiento, así como conseguir un destacable desarrollo en los procesos e impulsar la disciplina dentro del ambiente de trabajo. En general, se logra definir claramente lo que se quiere realizar y permite que el personal encargado ejecute los trabajos de la manera más eficiente y efectiva desde una perspectiva comercial. En la siguiente figura 4.1. podemos visualizar los elementos clave del FEL y como se constituye en el proceso general de ingeniería de DuPont.

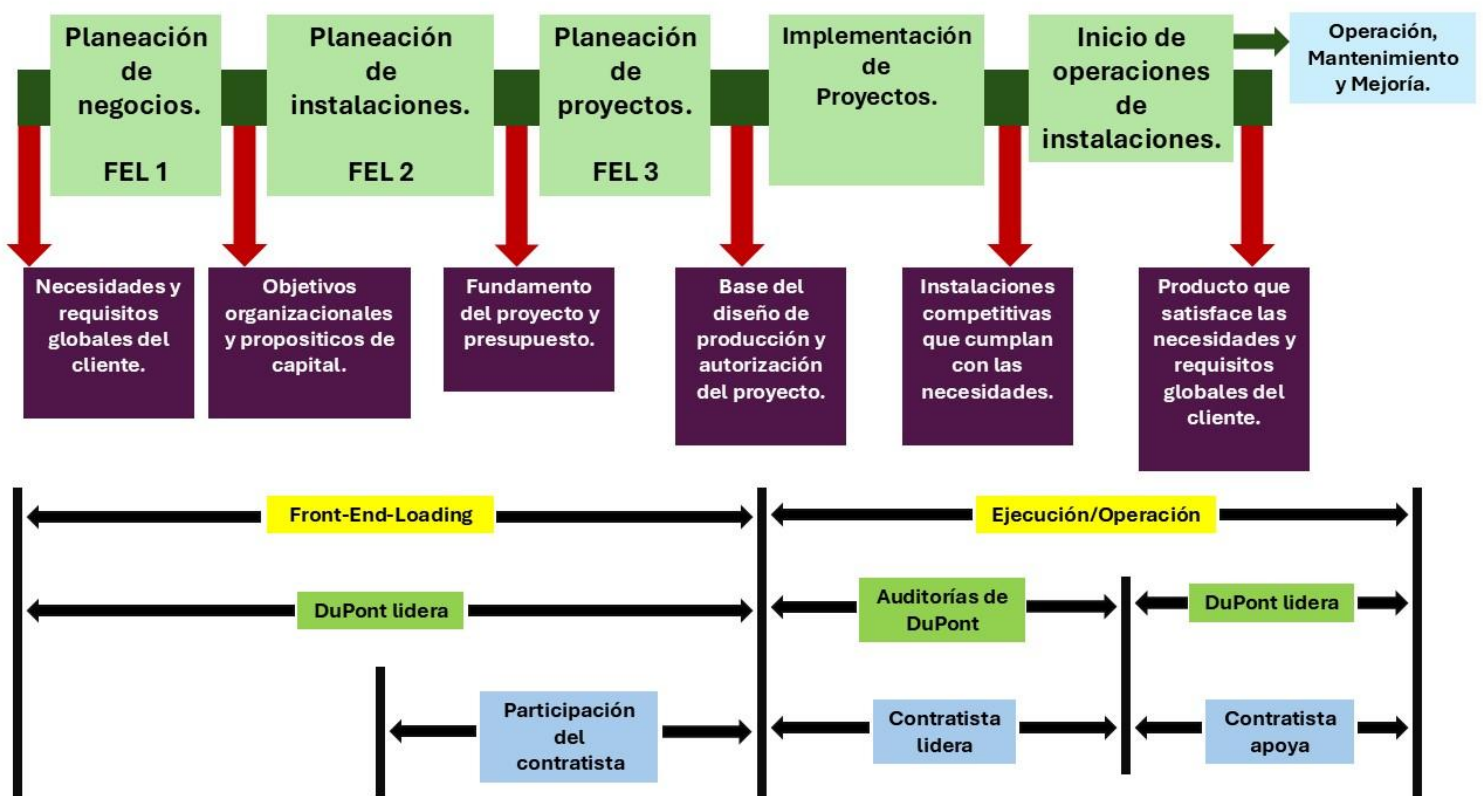


Figura 4.1. Proceso común de DuPont (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)

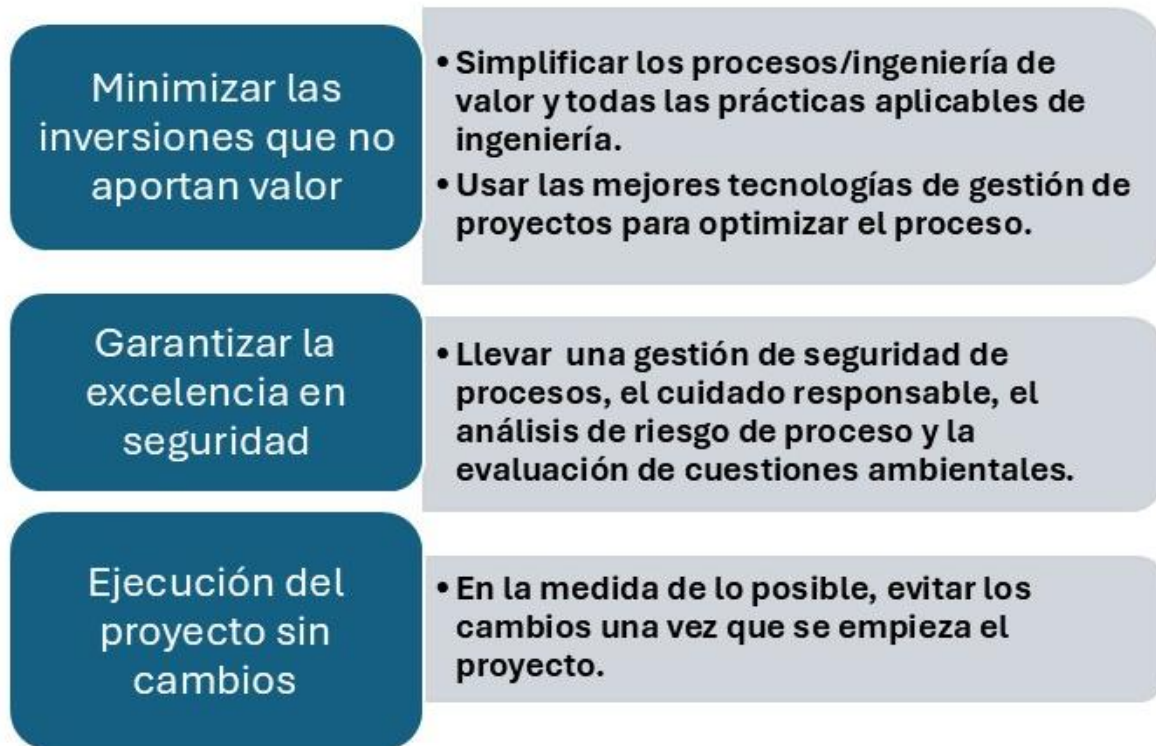
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

4.1.3. Gestión en la ejecución del proyecto

Dentro del sistema de proyectos de Dupont existen siete factores de éxito, los cuales son:

Establecer equipos para el éxito	<ul style="list-style-type: none">• Lograr juntar un equipo sólido permitirá obtener mejores resultados, estos equipos deben de estar conformados de manera que aporten un valor al proceso.• Identificar al patrocinador del proyecto, los objetivos comerciales y del proyecto, así como asignar un líder experimentado (tanto en gestión de proyectos como de funciones en equipo) puede permitir a los miembros del grupo obtener una mayor claridad sobre las formas en que se debe llegar a los resultados.
Gestionar los equipos para el éxito	<ul style="list-style-type: none">• Crear un comité de dirección que ayude a definir la estrategia a nivel operativo, así como dar asesoría a las direcciones generales, en el mismo sentido, se debe evitar en la medida de lo posible la rotación de los gerentes de proyectos.• Definir de manera clara los roles y responsabilidades de cada miembro del equipo.• Maximizar y aprovechar los recursos.
Front-End Loading en línea con los objetivos comerciales	<ul style="list-style-type: none">• Elaboración de los objetivos comerciales para ser base del proyecto, permitiendo que los integrantes del equipo sepan lo que van a realizar.• Si existen una inconsistencia respecto al cumplimiento de los objetivos se debe de detener la ejecución.• Realizar documentación constante sobre los procesos del FEL.• Optimizar el sistema de aprobación entre las fases del FEL, en el mismo sentido, evitar autorizar el proyecto si las fases del FEL no están completadas.
Usar tecnología competitivamente mejor	<ul style="list-style-type: none">• Realizar un análisis comparativo entre los principales competidores para conocer que tecnología es la más adecuada.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES



Como ejemplo de la eficacia del proceso que lleva DuPont, siempre procuran promover un control de autorización y gestión en los proyectos para reducir los cambios que a su vez se traduce en la disminución de costos.

4.1.4. Garantía en la renovación de competencias

Dentro de DuPont procuran tener personal lo suficientemente capacitado, de esta manera, han logrado mantener un promedio de edad de 48-50 años, intentando aumentar la tasa bajo la preparación de los trabajadores, para que cumplan con las habilidades adecuadas y mantengan un rendimiento adecuado, siempre con la iniciativa de sustentar la renovación de competencias. Para lograr esto, los líderes de DuPont han establecido que dentro de cada unidad exista un gerente de ingeniería empresarial, estos tienen la labor de asegurarse que los miembros de su departamento cuenten con las competencias necesarias, en un nivel más corporativo, los gerentes tienen la misión de trabajar como consejeros para garantizar que la empresa en general cumpla con sus necesidades.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

4.1.5 Retos y reflexiones para DuPont

A pesar de contar con un gran rendimiento en el desarrollo de los proyectos, DuPont enfrenta desafíos, uno de ellos es optimizar el capital de manera más efectiva, en el mismo sentido se enfrenta con retos en la renovación de la competencia a nivel de ingeniería que se encuentran en función de limitación de costos y cambios. A su vez, el constante avance tecnológico y mejores prácticas provocan que los proyectos tengan un aumento en su valor agregado, es decir, durante el proceso de materializar el producto final se debe de maximizar sus recursos para obtener un resultado con mayor calidad, que incremente la competitividad y el beneficio al cliente, para lograr esto, las áreas o departamentos deben de compartir entre si las lecciones aprendidas o las mejoras continuas para que todos tengan una mejor claridad sobre cómo resolver los obstáculos (si es que existieran).

Si bien, el trabajo en equipo siempre resulta ser más efectivo, es fundamental manejar cierta confianza entre los miembros del equipo para que el nivel de efectividad aumente y sobre todo exista un reducción de costos, esto se fundamenta con el hecho de que si todo el personal que está relacionado directa o indirectamente en el proyecto sabe compartir el conocimiento con sus compañeros y trabajan juntos en reconocer y reforzar las cosas que se hacen bien, se evitará esfuerzos innecesarios y pérdidas de tiempo.

4.2. Caso de estudio: Proceso de gestión de capital de Weyerhaeuser

La empresa Weyerhaeuser tiene más de un siglo de historia, su principal actividad se enfoca en los productos forestales, así como promover programas de reforestación y la iniciativa del cultivo de bosques o montes (conocido como silvicultura), lo que ha llevado a ser una empresa líder dentro de su gama de productos (Weyerhaeuser, 2024). Para lograr ser una gran compañía, pasó por grandes obstáculos, de los cuales el más significativo fue el identificado en 1995, donde se tenía una gran problemática con el sistema de capital que ellos manejaban, es así que buscaron alternativas para solucionar dicho problema, logrando la participación de la organización “ Independent Project Analysis” (IPA, por su siglas en inglés), que trabajaron a la par con Weyerhaeuser para llegar a la conclusión de que existían 3 principales deficiencias dentro su proceso de planificación, las cuales fueron:

1. Responsabilidades empresariales indefinidas: Existía una gran descoordinación respecto con los recursos que cada área necesitaba, que en muchas ocasiones provocó que no todos se mantuvieran dentro del alcance de los objetivos corporativos.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

2. Inexistencia de disciplina en la dirección del capital: No se tenía un procedimiento detallado ni un estudio que estableciera un proceso de asignación del capital para cada área.
3. Falta de claridad de costos: En muchas ocasiones no se tenía establecido un presupuesto inicial, lo que frecuentemente provocaba que los presupuestos fueran exagerados por las altas estimaciones.

Derivado de estos parámetros identificados la empresa tomó una postura, adoptando un sistema conocido como “Proceso para Lograr la Excelencia en Capital” (PACE, por sus siglas en inglés), incorporando la metodología Front-End Loading dentro del desarrollo preliminar de proyectos (figura 4.2.).

Weyerhaeuser logró mejorar el uso y optimización de las tecnologías con las que ya contaba, asimismo, enfocó sus trabajos en mantener a su personal involucrado y comprometido con cada uno de los proyectos que se desarrollaran, por su parte, la cuestión de la administración de los costos tuvo un avance simbólico de acuerdo con los parámetros que maneja la IPA, es así como la empresa logró identificar un 40% de oportunidad en mejorar su enfoque respecto a la elección y manejo de los proyectos adecuados.

Aspectos que destacan la calidad de trabajo que manejan es que en casos de proyectos grandes siempre consideran la presencia del propietario, ya que es fundamental que su participación activa ayude a llevar el control del proyecto, así como la revisión de las estimaciones (respecto a los costos, tiempo y recursos), a su vez, se tiene un gerente de proyecto que cuenta con la suficiente experiencia y conocimiento para estar todo el tiempo involucrado, disponen con personal de ingeniería interna y también trabajan con proveedores o consultores externos de ingeniería que apoyan a validar las estimaciones para asegurar que se encuentren lo más alineado en cuanto al objetivo del proyecto, lo que hace que sus proyectos siempre se tenga un equipo de trabajo multidisciplinario que puedan aportar y participar en cada momento. Como ejemplo, dentro de la empresa se cuentan con las áreas de construcción, operación y mantenimiento, quienes constantemente aportan experiencia y se comprometen para lograr un proceso de adquisición interna. Todos estos cambios y mejoras han llevado a Weyerhaeuser a conseguir un proceso más riguroso, donde el CEO de la empresa revisa detalladamente los proyectos que tienen un presupuesto mayor a los 7.5 millones de dólares, por su parte, para proyectos con una proyección de presupuesto menor, se apoyan de una matriz organizativa donde los líderes empresariales y vicepresidentes realizan acciones de revisión similar, resultando en que todos se encuentren en la misma sintonía con respecto a la estrategia empresarial.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

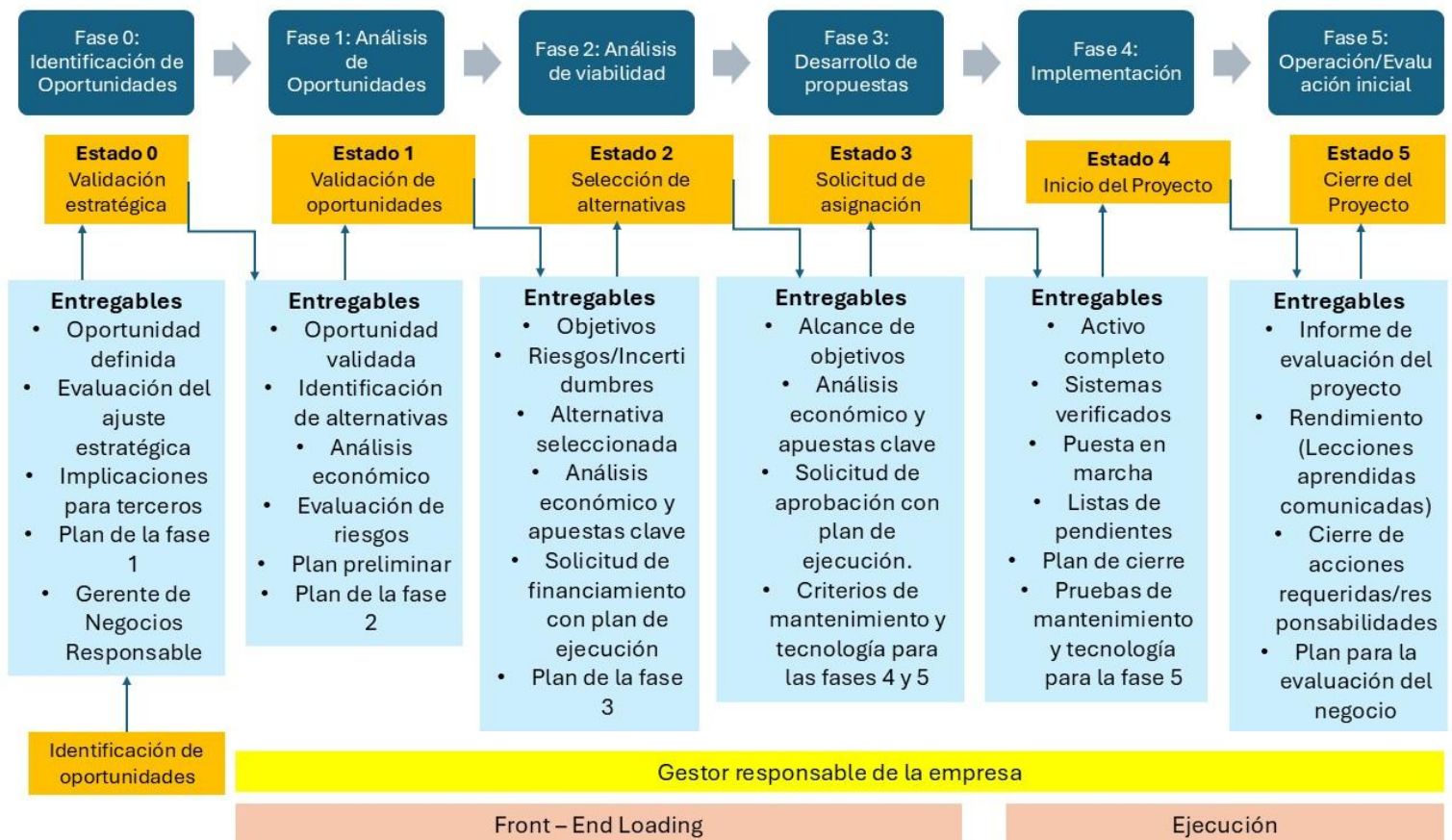


Figura 4.2. Visión general del proceso PACE (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)

Para realizar un proyecto, Weyerhaeuser enfoca sus esfuerzos en el estado 0 de su proceso PACE ya que se aseguran de que la estrategia esté alineada con el negocio principal y de manera amplia, la técnica PACE analiza la estrategia general, sus consecuencias y como cada proyecto afecta otras áreas de la empresa, De forma resumida, las fases del proceso PACE consisten en:

- **Identificación de Oportunidades:** Se establecen las oportunidades o alternativas que pueden ser buenos prospectos.
- **Análisis de Oportunidades:** Se desarrolla la estrategia empresarial en una oportunidad y explorar alternativas.
- **Análisis de viabilidad:** Evaluación de parámetros financieros de las oportunidades para mejorar la elección que cumpla con las necesidades de la empresa.
- **Desarrollo de propuestas:** Definición del proyecto con mayor detalle, en un aspecto más de ingeniería o técnica.
- **Implementación:** Ejecución del proyecto.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

- Operación/Evaluación inicial: Tiempo después de la ejecución del proyecto, se tiene que evaluar el desempeño y presentar un informe del proyecto que permita dar una retroalimentación y lecciones aprendidas. En este paso, se descubren las mejores prácticas de valor que se puede incorporar, destacando 3 principales aspectos:
 - Selección de la tecnología adecuada
 - Reducción de procesos
 - Aumento de efectividad

4.3. Caso de estudio: Proceso de Desarrollo y Ejecución de Proyectos de ChevronTexaco.

ChevronTexaco se ha caracterizado por invertir muchos activos (tiempo y recursos) que con el paso del tiempo llevaron a optimizar su sistema de proyectos, para llegar a eso, desde 1980 se estableció un Proceso de Desarrollo y Ejecución de Proyectos de la Compañía (CPDEP, por sus siglas en inglés), con la filosofía de tener un proceso establecido y obtener buenos proyectos, esto derivado de que en algunos proyectos que tenían una gran perspectiva no lograban los resultados esperados.

Es así como en la empresa se destacan algunas áreas que han aportado significativamente a una mejora continua, las cuales son:

- Creación de la compañía de recursos de proyectos: Chevron formó un grupo de profesionales que tenían el objetivo de trabajar en proyectos específicos dentro de la unidad estratégica de negocio, esta agrupación se consolidó en una compañía de recursos de proyectos en 1997, dentro de sus funciones tienen el trabajo de servir como intermediario entre los equipos de proyectos y la unidad de negocio para consultarlos y ayudarlos a cumplir sus objetivos, en general, recursos de proyectos es el propietario del proceso de CPDEP, asimismo, se encarga de crear e implementar herramientas y sistemas en toda la organización.
- Análisis/Evaluación comparativo: ChevronTexaco utilizó los servicios de IPA para estudiar que tan bien se estaba realizando el Front-End Loading, costos y cronograma (Figura 4.3.), esto como parte de un análisis para saber la eficiencia y desempeño del proceso de gestión de proyectos.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES



Figura 4.3. Historia del CPDEP/Evaluación comparativo (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)

- Posiciones de referencia: El IPA también cumplía la función de revisar los proyectos para encontrar fortalezas o debilidades para dar recomendaciones detalladas y mejorar el rendimiento de la iniciativa, siendo que el IPA solo fue una de las varias instituciones que dentro de la organización mejoró todo el sistema de gestión de proyectos. La organización dentro del sector Upstream y Downstream adquirió el proceso CPDEP para mejorar el desempeño de costos y cronograma.

4.3.1. Fundamentos del CPDEP

El CPDEP tiene 5 principios (Figura 4.4.) donde se busca que se genere un valor dentro de los equipos multifuncionales, así como aumentar la comunicación y dar una orientación clara sobre las decisiones que se tomen, que posteriormente permitirían una retrospectión y lecciones aprendidas para implementar un apartado de mejores prácticas y crear una cultura.

Asimismo, el CPDEP permite establecer una visión sobre donde se encuentra en este momento y el lugar al que se quiere llegar, para esto, dentro de la fase 1 de "Evaluar e identificar Oportunidades" se busca establecer condiciones límite clave desde un punto de vista financiera, de las partes interesadas y del proyecto, considerando un panorama internacional o con socios de empresas, también en este punto se crea un hoja de ruta del proyecto personalizado para ejecutar el proyecto para llegar con éxito a los objetivos.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES



Figura 4.4. Objetivos y actividades clave de las fases (National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.)

En la fase 2, se le da prioridad a las alternativas, siendo así una etapa muy crítica porque se reúnen varios equipos multidisciplinarios para considerar todas las alternativas que puedan dar un valor a la empresa, con respecto a la fase 3 se elige una alternativa para desarrollar el alcance y un plan de contratación, dando así paso a la fase 4 donde se ejecutan todas las tareas para materializar todas las ideas y finalizando con la fase 5 donde se evalúan todos los aspectos para tomar una retroalimentación para mejorar los procesos.

4.3.2. Juntas de revisión de decisiones

Las Juntas de Revisión de Decisiones (DRB, por sus siglas en inglés) se constituye por representantes de la unidad de negocios estratégica y de otras unidades que son clave para la toma de decisiones, en este caso, es importante destacar que en gran medida los resultados de un proyecto no dependen 100% del equipo responsable, ya que los representantes de estas juntas son un factor clave que influyen en el resultado de la inversión, incluso también son responsables de verificar que la cantidad de trabajo

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

completada con éxito dentro del proceso CPDEP sea lo adecuado para avanzar a las fases posteriores.

Como representantes de las DRB, deben de asegurarse de identificar las lecciones aprendidas y las mejores prácticas, por esto es importante que las juntas sean dirigidas por un ejecutivo capaz de comunicar la estrategia del negocio al equipo del proyecto y verificar que todos aquellos interesados en impulsar el proyecto se encuentren conformes a la estrategia establecida para que puedan dar un respaldo o descartar cualquier aspecto en beneficio del programa. Es común que al acabar cada fase se tengan estas reuniones, pero esto no significa que tengan un papel estático dentro de todo el proceso, ya que si es necesario una intervención mientras se ejecuta alguna fase ellos pueden participar de forma activa.

4.3.3. Revisión por Pares

Durante la revisión por pares se establece la participación de personal experto en la materia que pueda realizar una revisión detallada sobre los supuestos del proyecto, como lo son la lógica de las decisiones, las alternativas y los planes a futuro, esto con la finalidad de validar la información en un Paquete de Apoyo a la Decisión (DSP, por sus siglas en inglés). Por lo general, este equipo de revisión consta de un máximo de 10 personas que laboral dentro de la corporación.

Algunas áreas clave dentro de las revisiones son:

- Comercial
- Calidad de las decisiones
- Estructura organizacional del equipo del proyecto
- Salud, medio ambiente y seguridad
- Ejecución del proyecto
- Aspectos técnicos

En general, ponen a prueba a los equipos del proyecto para reafirmar que el trabajo se haga realidad con una calidad adecuada y una cantidad apropiada.

4.3.4. Planificación de la Ejecución del Proyecto

La Planificación de Ejecución del Proyecto (PEP, por sus siglas en inglés) es un instrumento que se utiliza dentro de ChevronTexaco que busca incluir todos los elementos del proyecto para la comunicación con un grupo de interés, es decir, se busca dar una respuesta a preguntas comunes para generar un ambiente de equipo con un enfoque de obtener resultados, de tal manera que este procedimiento es evolutivo dentro de cada fase del CPDEP.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL PARA PLANEAR Y DESARROLLAR PROYECTOS CON GRANDES INVERSIONES

La planificación a partir del éxito hace que la empresa tenga una visión clara sobre cuál es el destino que se quiere alcanzar, es así como dentro del proceso CPDEP se da prioridad en examinar las actividades críticas para cada proyecto, dando el respectivo tiempo para completar una actividad, evitando la acumulación de trabajo antes de que realmente se finalice una fase.

ChevronTexaco se caracteriza por seleccionar los mejores proyectos y ejecutarlos de la mejor manera, esto se traduce en realizar las actividades de forma segura, más rápida y con menor costo que otras empresas relacionadas al sector energético, aunque también se han presentado casos donde algunos proyectos tuvieron un rendimiento muy por debajo a lo esperado, una vez que se realiza un estudio de las razones de dicho resultado se descubre que se debe al trabajo ineficiente que se hace durante la aplicación del CPDEP, de ahí que surge la necesidad de enfocar una gran atención a este aspecto fundamental.

En conclusión, se puede destacar que ChevronTexaco ha adquirido buenos procesos de gestión de proyectos a lo largo de su existencia, gracias a esto se logró implementar el proceso CPDEP que demuestra ser una herramienta de administración que funciona a la perfección, permitiendo tener una mejor toma de decisiones, una mejor ejecución y permitir realizar una evaluación comparativa que sirve como indicador principal para lograr los objetivos establecidos.

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

Como se planteó en el capítulo 4, Chevron ha desarrollado un sistema de gestión de proyectos que revolucionó completamente sus resultados, nombrado como “Company Project Development and Execution Process” (CPDEP), que fue creado con la finalidad de optimizar la toma de decisiones y permitir una mejor ejecución de los proyectos a través de una planificación perfeccionada, con una mayor colaboración y sobre todo una óptima comunicación. El CPDEP es reconocido a nivel mundial por sus grandes beneficios, ya que también permite facilitar la iniciativa de Capacitación Organizacional de Administración de Capital (CSOC, por sus siglas en inglés), es decir, el proceso por el cual se maneja los recursos financieros y los activos de capital, de modo similar, el CPDEP encamina los esfuerzos del equipo durante la elección de las oportunidades o alternativas adecuadas por medio de la toma de decisiones, lo que provoca mejorar los resultados generales ya que los equipos de trabajo destacan en la implementación de decisiones orientadas a las necesidades de la organización (Chevron, s.f).

Asimismo, es importante puntualizar que al hablar de un proyecto se hace referencia a cualquier iniciativa planificada y no solo a la construcción de alguna instalación, además, es fundamental mencionar que el enfoque de CPDEP tiene como objetivo fortalecer la toma de decisiones y la ejecución de proyectos a la par, es decir, si solo se logra realizar con éxito alguno de estos dos parámetros, existe la probabilidad de que no obtengamos los resultados empresariales deseados, no obstante, si se tiene una buena selección de las oportunidades y son ejecutadas de la mejor manera, la probabilidad de éxito aumentará considerablemente. Para esto, El CPDEP cuenta con un conjunto de fundamentos que hacen que el proyecto sea más eficiente, estos fundamentos son:

- Enfatizar los factores clave de valor para la oportunidad
- Utilizar equipos multidisciplinarios
- Obtener una incorporación, comunicación y coordinación efectiva entre los equipos, el personal responsable de la toma de decisiones y las partes interesadas o involucrados
- Lograr las acciones necesarias y terminar los trabajos para respaldar la próxima decisión, en este sentido, enfocarse en la decisión y no en las actividades.
- Implementar las mejores prácticas y herramientas necesarias, como lo son:

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

- Análisis de Decisiones
- Evaluación Comparativa
- Planificación de Ejecución de Proyectos
- Implementar prácticas de Mejora de Valor

De forma similar, se implementan procesos como:

- Hoja de Ruta Empresarial para la Mejora de Activos y Volumen (BRAVE, por sus siglas en inglés)
- Proceso de Desarrollo Comercial

Respecto a la evolución de CPDEP desde sus inicios, demuestran una mejora significativa en el desempeño de los proyectos como se puede ver en la figura 5.1, aunque este incremento en el desempeño es importante, también el desempeño de las empresas competidoras lo han hecho, por eso Chevron enfoca sus esfuerzos en seguir mejorando este proceso.

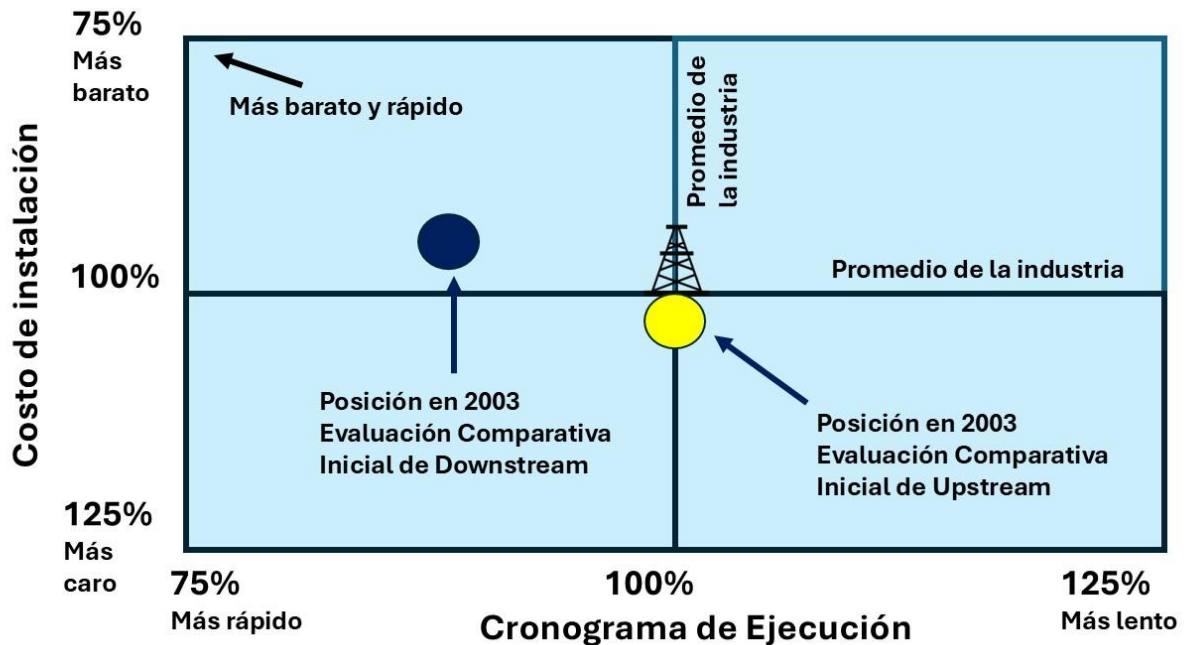


Figura 5.1. Desempeño de los proyectos (Chevron. (s.f). Company Project Development and Execution Process).

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

Generalmente, la representación más frecuente de CPDEP es una hoja de ruta que contiene 5 fases, las cuales son:

1. Identificar y Evaluar Oportunidades: Durante esta fase se hace énfasis en la oportunidad, así como alinearla con los objetivos de la empresa. También se realiza una evaluación preliminar sobre las incertidumbres, el retorno potencial y los riesgos asociados.
2. Generar y seleccionar alternativas: Se busca generar opciones y reducir las incertidumbres de cada una de ellas, asimismo se asigna un valor a las alternativas seleccionadas y se opta por elegir la mejor.
3. Desarrollar la alternativa preferida: Se define el alcance que tendrá la alternativa o alternativas seleccionadas, en el mismo sentido, se desarrolla sus planes de ejecución, para esto se debe verificar el valor para que se logre los objetivos de la organización, procurando perfeccionar las estimaciones y el análisis económico en beneficio de los requisitos financieros.
4. Ejecutar: Se aplica el plan de ejecución hasta llegar a finalizar el plan operativo, además se realizan tareas como la de recopilar, analizar, compartir métricas y generar lecciones aprendidas.
5. Operar y Evaluar: Se lleva un seguimiento sobre el desempeño, además de compararlo con respecto a los objetivos planteados y el rendimiento de la competencia, también es importante que durante esta fase se compartan los resultados, lecciones aprendidas y continuar con la evaluación del desempeño por si existe la posibilidad de reconocer otra oportunidad.

De igual forma, el CPDEP puede ser representado por un diagrama que se compone de otros cinco elementos, los cuales son:

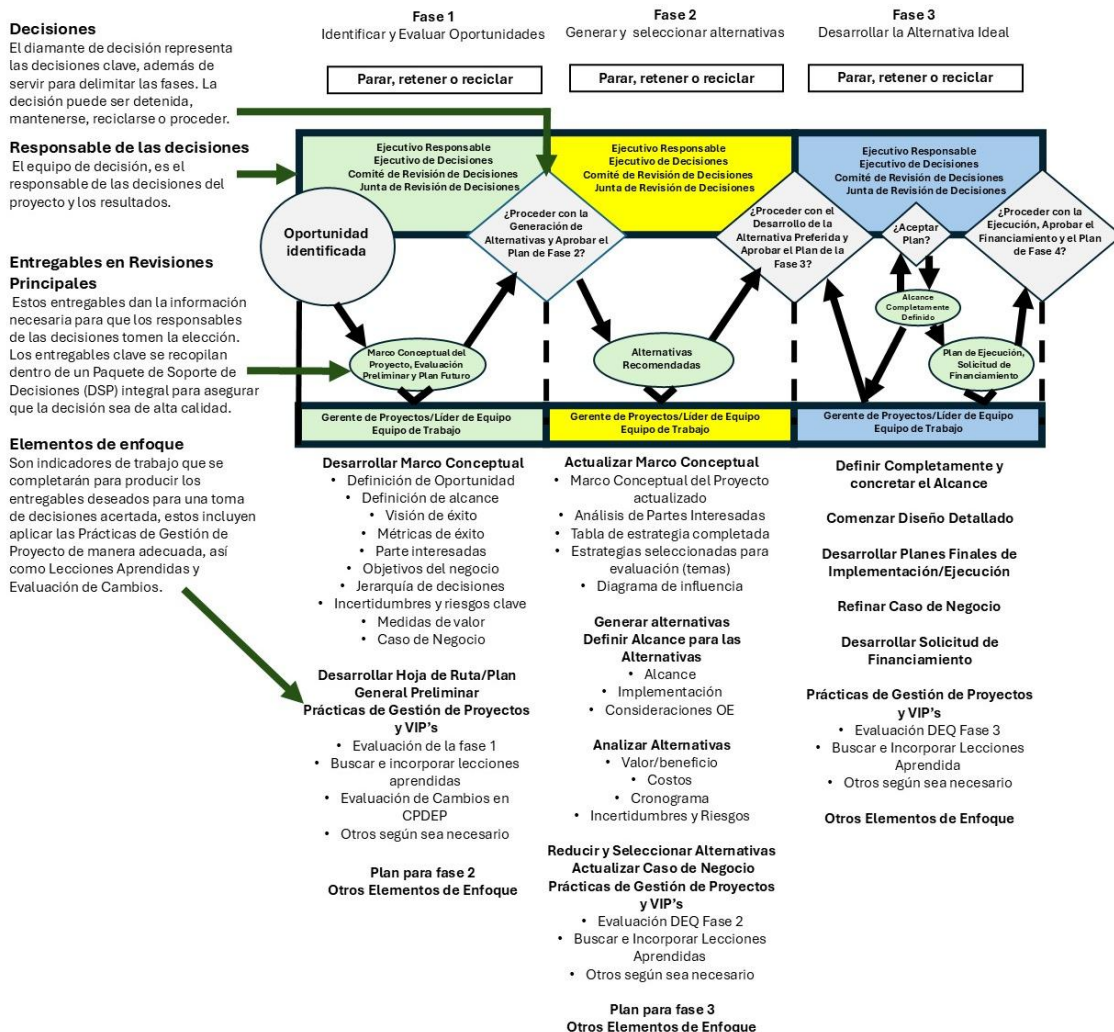
1. Roles en la toma de decisiones: Es aquel personal que tiene el poder o autoridad de tomar la decisión, este equipo no debe de ser confundido con las partes interesadas, que si bien, pueden tener influencia en el resultado, no tienen impacto en la toma de decisión, estos pueden ser:
 - a. Ejecutivo Responsable
 - b. Ejecutivo de Decisión
 - c. Junta de Revisión de Decisiones
 - d. Gerente de Proyecto
2. Decisiones: Es el conjunto de decisiones clave que necesitan ser tomadas durante todo el proyecto.
3. Entregables en Revisiones Principales: Estos son entregables que ofrecen la información mínima necesaria para una toma de decisión respaldada, estos entregables son importantes ya que se recopilan en un Paquete de Soporte de

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

Decisiones (DSP, por sus siglas en inglés) para asegurar que la decisión tiene un alto nivel de calidad.

4. Equipo de Trabajo: El equipo central responsable de realizar el trabajo bajo la guía y supervisión del Gerente de Proyectos o Líder de Equipo.
5. Elementos de Enfoques: Es un grupo de actividades que son necesario que sucedan durante una fase para completar los entregables. Estos elementos de enfoque se deben listar en una hoja de ruta de CPDEP ya que funcionan como actividades clave para completar los entregables de cara a la siguiente decisión.

El proceso CPDEP también es reconocido como una secuencia por fases con compuertas, en otras palabras, con cada decisión hace una analogía a una compuerta que el equipo del proyecto debe de pasar, mientras que las personas dedicadas a la toma de decisiones tienen la función de guardianes para ver que el proyecto se encuentre listo para avanzar a la siguiente fase, de forma general en la figura 5.2 se puede visualizar la hoja de ruta básica del CPDEP.



CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

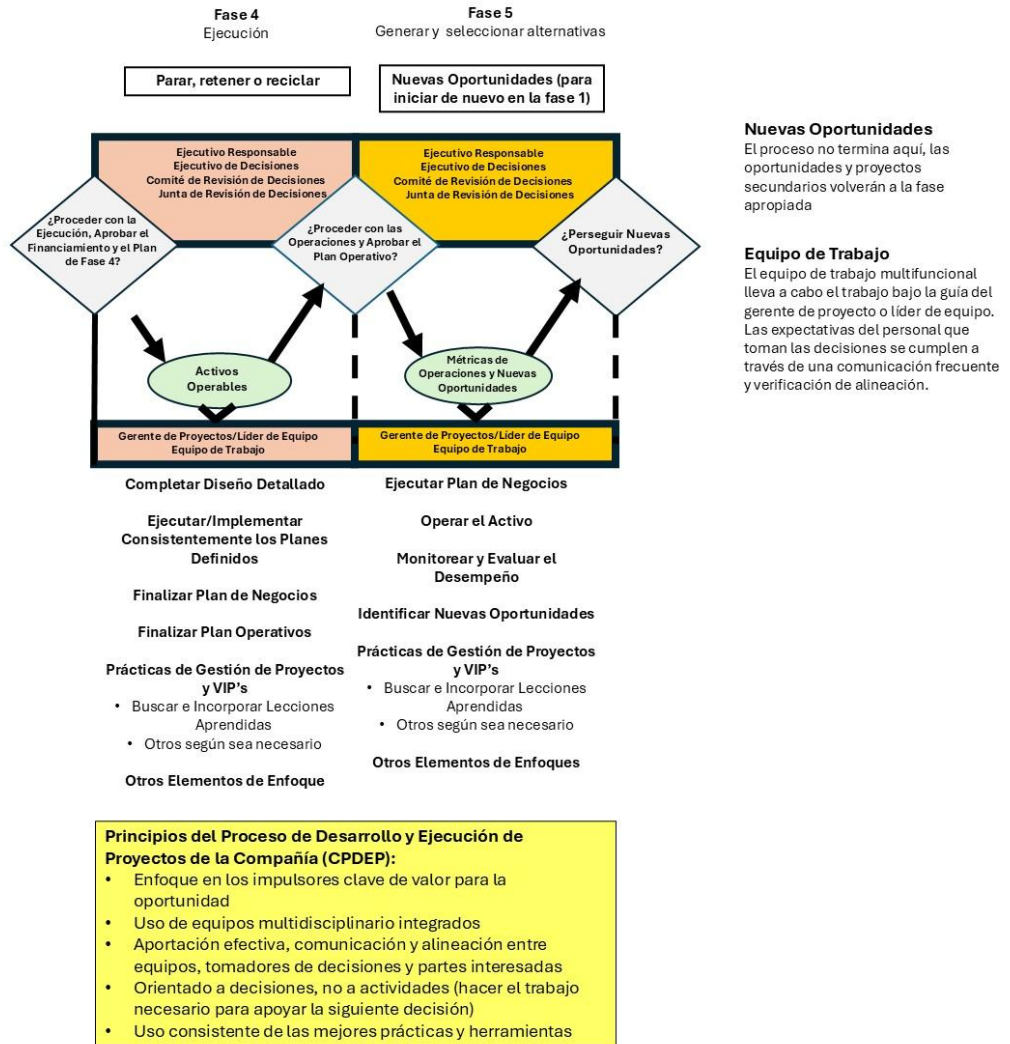


Figura 5.2. Hoja de Ruta Básica de CPDED (Chevron. (s.f). Company Project Development and Execution Process).

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

La suspensión de un proyecto se realiza cuando ya no es viable o se aleja de los objetivos estratégicos. En el mismo sentido, se mantiene o archiva un proyecto cuando existen cambios temporales pero las circunstancias podrían permitir que el proyecto en un futuro pueda ser retomado, asimismo, algunos proyectos se reciclan cuando se requiere trabajo o un análisis adicional antes de proceder a la siguiente fase.

5.1. Aplicación del CPDEP

El CPDEP define un estado actual, es decir, se plantea la pregunta “¿Dónde estamos ahora?” para posteriormente definir el estado ideal, en otras palabras, cuestionar “¿Dónde se quiere llegar?”, finalmente se prepara un plan para alcanzar el estado anhelado, de esta manera se contestará la pregunta “¿Cómo llegar?”, para seguir este plan, se ejecutan cinco pasos detallados como:

1. Definir detalladamente la oportunidad
2. Comprender el alcance del programa
3. Identificar las partes interesadas
4. Definir un resultado
5. Desarrollar una hoja de ruta CPDEP

En conjunto, las primeras 3 etapas constituyen a un documento llamado Marco Conceptual del Proyecto el cual contiene una declaración de oportunidad, el alcance de trabajo, las partes interesadas y le definición de éxito. Este documento describe lo que el proyecto está tratando de lograr, los rangos o límites dentro de los cuales el proyecto estará trabajando y el resultado deseado al que se quiere llegar dentro del proyecto.

La elaboración del documento Marco Conceptual del Proyecto es uno de los primeros pasos para que el equipo del proyecto utilice el CPDEP, de este modo, es importante considerar que se debe realizar en grupo, ya que, si el gerente del proyecto tiene su propia visión y lo entrega al equipo, existirá menos compromiso grupal. En el caso de un proyecto de dimensiones pequeñas, el documento puede ser realizado entre dos o tres personas en un periodo de tiempo corto (horas), mientras que en un proyecto de dimensiones grandes se necesita un equipo más numeroso en un periodo de tiempo más largo (días), este esfuerzo se ve reflejado en el tamaño y complejidad del proyecto.

El documento Marco Conceptual del Proyecto es un prerrequisito para desarrollar una hoja de ruta CPDEP y no debe saltarse este paso, cuando ya se define lo que se quiere lograr se puede desarrollar un plan para alcanzar su objetivo. En el mismo sentido, la hoja de ruta CPDEP depende de un trabajo colaborativo con todo el personal de trabajo, la complejidad de la hoja de ruta definirá el tamaño del personal que participarán al igual que pasa en la elaboración del Marco Conceptual del Proyecto.

CAPÍTULO 5. RESUMEN DEL CHEVRON STAGE GATE PROCESS (COMPANY PROJECT DEVELOPMENT AND EXECUTION PROCESS)

Los pasos para crear una hoja de ruta son:

- Identificar las decisiones clave para cada una de las fases
- Identificar al personal que tomará las decisiones
- Determinar los entregables son indispensables para la toma de decisiones

Estos pasos son esenciales para poder realizar posteriormente las cinco fases mencionadas previamente, de esta manera se puede aplicar los siguientes elementos:

- Enlistar los componentes más importantes para cada fase
- Identificar y conformar el equipo de trabajo
- Definir los elementos necesarios

Cuando el documento Marco Conceptual del Proyecto y la hoja de ruta son creados, deben de ser visibles para el personal que tomará las decisiones, las partes interesadas, miembros del equipo y otro personal que proporcione los recursos del proyecto. Estos documentos son fundamentales para transmitir el mensaje a todas las partes relacionadas al proyecto, una particularidad es que estos son documentos es que deben ser actualizados y revisados con regularidad por el equipo del proyecto o cuando ocurra un cambio en el plan.

El CPDEP se encuentra diseñado como un proceso general, es decir, se puede usar para cualquier tipo de proyecto de iniciativa planificada. En la actualidad, el CPDEP se utiliza para una amplia gama de proyectos, como lo son:

- Proyectos de Capital (de mayor o menor tamaño)
- Desarrollo de Activos en el sector Upstream
- Adquisición y desincorporación de activos
- Cambio conductual y organizacional
- Proyectos de tecnología de la información
- Proyectos de gastos
- Proyectos de remediación ambiental
- Desarrollo comercial y de negocios
- Planificación del portafolios

En general, siempre que se planea un buen proyecto, el CPDEP puede ayudarte a realizar el trabajo de manera más eficiente, las compañías al aplicar esta técnica han aumentado su éxito, siendo así una de las mejores prácticas dentro de los proyectos de gran impacto.

CONCLUSIÓN

La metodología Front-End Loading (FEL) permite gestionar de manera eficiente proyectos en la industria petrolera, destacando su importancia en la capacidad de estructurar y optimizar todo el proceso de la toma de decisiones, teniendo impacto desde las etapas tempranas del desarrollo de un proyecto, manteniendo una filosofía de siempre optimizar de la mejor manera los recursos y priorizar la reducción de riesgos. La adquisición de este método ayuda a que las compañías tengan una mejor planificación dentro del desarrollo de campos, disminuyendo así los riesgos durante la fase de ejecución.

Las lecciones aprendidas que resultan de la implementación del proceso FEL permiten demostrar que, al no contar con los recursos necesarios para evaluar diversos escenarios, puede resultar en oportunidades perdidas y riesgos no identificados, por lo que la integración de equipos multidisciplinarios con los conocimientos y habilidades ideales se vuelven cada día más fundamentales dentro de una industria compleja.

La aplicación y los resultados obtenidos por empresas internacionales han demostrado que mejoran los resultados en sus proyectos, dando pauta a que empresas petroleras con problemas pueden adoptar esta herramienta, además hay que enfocar la visión en recursos que hoy en día pueden ser una oportunidad, como lo son los recursos en aguas profundas y no convencionales, que a nivel mundial siguen presentando una alternativa de desarrollo que al aplicar un proceso de progreso adecuado, con una toma de decisiones y buenas prácticas, se puede hacer frente a desafíos técnicos y financieros que pueden surgir.

Particularmente en México, la implementación de la metodología FEL y el entendimiento en aguas profundas siguen siendo un terreno que presenta retos debido al limitado conocimiento y experiencia que se tiene, por ello es importante invertir en capacitación, desarrollar profesionales especializados y establecer sistemas adecuados de gestión de proyectos grandes que conllevan una inversión significativa. La aplicación también conseguiría una mejor transparencia y eficiencia en la toma de decisiones, que es clave para conseguir inversores y desarrollar un proyecto que resulte en éxito, asimismo, la facilidad de comunicación entre todas las partes interesadas permite que las decisiones se tomen con una base de información concreta y sólida que fue adquirida gracias a todo un análisis detallado.

Bibliografía

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de noviembre de 2023). *Resolución CNH.45.02/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/879564/II.2_Resolucion_CNH.45.02-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (15 de junio de 2023). *Resolución CNH.17.02/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/836550/II.2_Resolucion_CNH.17.02-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (10 de marzo de 2017). *Administrador de contratos*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r01-l04-a4cs2016/?tab=02>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de febrero de 2018). *7a Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH* . Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/7-sesion-extraordinaria-del-organo-de-gobierno-de-la-cnh-2018>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (7 de mayo de 2018). *Administrador de Contratos*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r02-l04-ap-cs-g052018/?tab=02>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de febrero de 2018). *Dictamen del Plan de Exploración Contrato CNH-A1-TRION/2016*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/403522/Dictamen_Tecnico_del_Plan_de_Exploracion_Pemex_Trion_Testado.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de febrero de 2018). *Dictamen del Programa de Evaluación Contrato CNH-A1-TRION/2016*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/403521/Dictamen_Tecnico_del_Programa_de_Evaluacion_Pemex_Trion_Testado.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de febrero de 2018). *Resolución CNH.E.07.002/18*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312962/Resolucion_CNH.E.07.002-18.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de febrero de 2018). *Resolución CNH.E.07.003/18*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312959/Resolucion_CNH.E.07.003-18.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (17 de Diciembre de 2019). *Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/recursos-prospectivos-de-mexico-area-perdido-cordilleras-mexicanas-y-cuenca-salina-aguas-profundas-del-golfo-de-mexico>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (20 de octubre de 2020). *Dictamen Técnico de la modificación al Programa de Evaluación del Descubrimiento Trion, Contrato CNH-A1-TRION/2016*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/746337/33.-_20-oct-20_14a_SO_1_Mod_Programa_de_Evaluacion_CNH-A1-Trion-2016_Censurado.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (20 de octubre de 2020). *Resolución CNH.14.001/2020*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/593966/II.1_Resolucion_CNH.14.001-2020_Mod_Programa_Evaluacion_BHP.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de diciembre de 2022). *Resolución CNH.E.94.004/2022*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/793304/II.3_Resolucion_CNH.E.94.004-2022.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (16 de febrero de 2023). *Acuerdo CNH.200.017/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/808683/6._Anexo_2_Acuerdo_CNH.200.017-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (23 de noviembre de 2023). *Acuerdo CNH.E.25.08/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/879539/II.8_Acuerdo_CNH.E.25.08-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (29 de agosto de 2023). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856316/II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (18 de mayo de 2023). *Resolución CNH.08.01/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/831043/II.1_Resolucion_CNH.08.01-2023_incia_PTA_AP-CS-G02.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de junio de 2023). *Resolución CNH.17.03/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/836551/II.3_Resolucion_CNH.17.03-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (7 de septiembre de 2023). *Resolución CNH.37.02/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/859157/II.2_Resolucion_CNH.37.02-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (5 de octubre de 2023). *Resolución CNH.43.09/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/866702/II.9_Resolucion_CNH.43.09-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de noviembre de 2023). *Resolución CNH.45.01/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/879562/II.1_Resolucion_CNH.45.01-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de noviembre de 2023). *Resolución CNH.45.03/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/879567/II.3_Resolucion_CNH.45.03-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de noviembre de 2023). *Resolución CNH.45.04/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/879568/II.4_Resolucion_CNH.45.04-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (28 de marzo de 2023). *Resolución CNH.E.01.03/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/820477/II.3_Resolucion_CNH.E.01.03-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (10 de octubre de 2023). *Resolución CNH.E.15.08/2023*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/866785/II.6_Resolucion_CNH.E.15.08-2023.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (1 de enero de 2024). *Reservas de hidrocarburos*. Obtenido de https://hidrocarburos.gob.mx/media/6460/reservashidrocarburos_202401.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (22 de febrero de 2024). *Resolución CNH.09.08/2024*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/900625/II.8_Resolucion_CNH.09.08-2024.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (28 de febrero de 2024). *Resolución CNH.10.08/2024*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/903921/II.8_Resolucion_CNH.10.08-2024.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2 de mayo de 2024). *Resolución CNH.27.02/2024*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/915989/II.2_Resolucion_CNH.27.02.2024.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (30 de mayo de 2024). *Resolución CNH.34.01/2024*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/921061/II.1_Resolucion_CNH.34.01-2024.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (15 de agosto de 2024). *Resolución CNH.49.03/2024*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/940329/II.3_Resolucion_CNH.49.03-2024.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). *Administración de Contratos*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r02-l04-ap-pg032018/?tab=02>
- Diario Oficial de la Federación. (11 de Agosto de 2014). *Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética*. Obtenido de https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_200521.pdf
- Diario Oficial de la Federación. (13 de diciembre de 2016). *Diario Oficial*. Obtenido de https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/dof/2016/dic/DOF_13dic16.pdf
- Energy Information Administration (EIA). (28 de October de 2016). *Offshore oil production in deepwater and ultra-deepwater is increasing*. Obtenido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>
- Jay Schempf. (S.F de S.F de S.F). *Kerry-McGee: The Last Offshore Pioneer*. Obtenido de https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/6019/kerrmcgee_the_last_offshore_pioneer/
- Offshore Energy. (22 de October de 2020). *Offshore deepwater oil production one of cheapest sources of new supply as costs reach new low*. Obtenido de <https://www.offshore-energy.biz/offshore-deepwater-oil-production-one-of-cheapest-sources-of-new-supply-as-costs-reach-new-low-rystad-says/>
- S. Pettingill, H., & Weimer, P. (2008). Global Overview of Deep-water Exploration and Production. En T. H. Nilsen, R. D. Shew, G. S. Steffens, & J. R. Studlick, *Atlas of Deep-Water Outcrops* (págs. 19-56). American Association of Petroleum Geologists.
- Secretaría de Energía. (27 de agosto de 2014). *Título de Asignación para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos asignación AE-0092-Cinturón Subsalino-10*. Obtenido de https://asignaciones.energia.gob.mx/_doc/publico/Asignaciones/AE-0092.pdf
- Secretaría de Energía. (27 de agosto de 2014). *Título de Asignación para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos asignación AE-0093-Cinturón Subsalino-11*. Obtenido de https://asignaciones.energia.gob.mx/_doc/publico/Asignaciones/AE-0093.pdf
- Secretaría de Energía. (28 de agosto de 2019). *Título de Asignación para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas*. Obtenido de https://asignaciones.energia.gob.mx/_doc/publico/Asignaciones/AE-0174.pdf
- Secretaría de Energía. (s.f). *Asignaciones*. Obtenido de <https://asignaciones.energia.gob.mx/motorBusqueda.aspx>

- Wells., B. W. (10 de January de 2010). *Offshore Petroleum History*. Obtenido de <https://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history>
- Wells., B. W. (1 de June de 2017). *Offshore Oil Piers, Platforms, and Barges*. Obtenido de <https://aoghs.org/offshore-history/california-oil-piers/>
- Chevron. (s.f). Company Project Development and Execution Process
- Grigoli, F., Herman, A., & Swinton, A. (Junio de 2017). *A crudo Shock: Explaining the Impact of the 2014-2016 Oil Price Decline Across Exporters*.
- International Energy Agency . (9 de november de 2011). *World Energy Outlook*. Obtenido de https://www.oecd.org/en/publications/2011/11/world-energy-outlook-2011_g1g15228.html
- Mc Kenna, M., Wilczynski, H., & VanderSchee, D. (16 de January de 2008). *Capital project execution in the oil and gas industry*. Obtenido de www.boozallen.com/file/Capital_Project_Execution.pdf
- National Academy Press. (2000). *Characteristics of successful megaprojects*. Obtenido de <https://sc-dev.osti.gov/-/media/opa/pdf/processes-and-procedures/various/NRC2000.pdf>
- National Academy Press. (2001). *Improved project management in the Department of Energy*. Obtenido de <https://nap.nationalacademies.org/read/10058/chapter/2>
- National Academy Press. (2001). *Progress in Improving Project Management at the Department of Energy:2001 Assessment*. Obtenido de <https://nap.nationalacademies.org/catalog/10266/progress-in-improving-project-management-at-the-department-of-energy>
- National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning. En *DOE Project Management Accountability and Process Improvement* (págs. 6-9). Washington,DC.: The National Academies Press.
- National Research Council. (2002). Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Roles in Project Management and Preproject Planning. Washington,DC.: The National Academies Press.
- National Research Council. (2002). The Elements of Project System Excellence. En E. W. Merrow, *Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning* (pág. 10). Washington: The National Academies Press.
- Offshore . (11 de diciembre de 2023). *2023 Executive perspectives*. Obtenido de <https://www.offshore-mag.com/home/document/14302671/2023-executive-perspectives-special-report>
- Porter, J. B. (2002). DuPont's Roles in Capital Projects. En *Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning* (págs. 17-22). Washington,DC.: The National Academies Press.
- Saputelli, Luigi, Black, Alan, Passalacqua, Herminio, & Barry. (October de 2013). *Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making*. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/167655-MS>
- Weyerhaeuser. (2024). *Weyerhaeuser*. Obtenido de <https://www.weyerhaeuser.com/>