



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**Dictamen Integral de Proyectos Petroleros de
Explotación**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

De La Cruz López María del Rosario

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ JUVENTINO SÁNCHEZ VELA

2015



RESUMEN	I
INTRODUCCIÓN.....	II
1. REVISIÓN DEL DOCUMENTO RECTOR PARA EL DISEÑO, DOCUMENTACIÓN Y DICTAMEN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE PEP, VERSIÓN 2010.	1
1.1 MARCO DE REFERENCIA.	1
1.2 PRE-FEL.....	3
1.2.1 Descripción y objetivos.....	3
1.2.1.1 Objetivos de la etapa de Pre-FEL.....	3
1.2.2 Lineamientos.....	4
1.2.2.1 Revisión de la metodología FEL.....	4
1.2.2.2 Descripción del proyecto a documentar bajo la metodología FEL.....	4
1.2.2.3 Inventario y evaluación de la información.....	4
1.2.2.4 Identificación de oportunidades.....	5
1.2.2.5 Especificación de roles, responsabilidades y entregables.....	6
1.2.2.6 Especificación de recursos.....	7
1.2.2.7 Planeación de la propuesta de ejecución del proyecto FEL (I, II y III).....	9
1.2.2.8 Evaluación de los indicadores Pre-FEL.....	9
1.3 FASE DE VISUALIZACIÓN (FEL-I).....	9
1.3.1 Descripción y objetivos.....	9
1.3.2 Lineamientos.....	10
1.3.2.1 Revisión del Pre-FEL.....	10
1.3.2.2 Generación de las matrices de oportunidades.....	11
1.3.2.3 Identificación de escenarios.....	18
1.3.2.4 Construcción de métodos probabilísticos.....	18
1.3.2.5 Evaluación de escenarios.....	19
1.3.2.6 Jerarquización y preselección de escenarios.....	21
1.3.2.7 Plan de mitigación.....	24
1.3.2.8 Plan para la fase de Conceptualización.....	24
1.3.2.9 Entregable.....	24
1.4 FASE DE CONCEPTUALIZACIÓN (FEL-II).....	24
1.4.1 Descripción y Objetivos.....	24
1.4.2 Lineamientos.....	25
1.4.2.1 Revisión del FEL-I.....	25
1.4.2.2 Revisión y ajuste a los escenarios preseleccionados.....	25
1.4.2.3 Revisión y/o ajuste de las actividades de las distribuciones para las variables de incertidumbre.....	26
1.4.2.4 Incertidumbre de variables cuantitativas.....	27
1.4.2.5 Incertidumbre de variables cualitativas.....	28
1.4.2.6 Ajustes al Modelo Integral (MI).....	28
1.4.2.7 Evaluación de escenarios.....	30
1.4.2.8 Jerarquización, optimización y selección del escenario final.....	31
1.4.2.9 Validación de la selección del escenario.....	32
1.4.2.10 Ingeniería conceptual.....	32
1.4.2.11 Análisis económico.....	37
1.4.2.12 Mitigación de incertidumbres y/o riesgos.....	38
1.4.2.13 Cronograma de ejecución del proyecto.....	39

1.4.2.14 Entregables.....	39
1.5 FASE DE DEFINICIÓN (FEL-III).	39
1.5.1 Descripción y Objetivos.....	39
1.5.2 Lineamientos.....	40
1.5.2.1 Revisión del FEL-II.	40
1.5.2.2 Revisión y ajuste al plan seleccionado.....	41
1.5.3 Ingeniería básica.....	41
1.5.3.1 Ingeniería básica de subsuelo.....	41
1.5.3.2 Desarrollo de la ingeniería básica de pozos.....	43
1.5.3.3 Desarrollo de la ingeniería básica de las instalaciones.....	48
1.5.3.4 Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS).....	52
1.5.3.5 Estimación de costos.....	53
1.5.3.6 Análisis económico del proyecto.....	54
1.5.3.7 Identificación de variables con incertidumbres de mayor impacto.....	54
1.5.3.8 Mitigación de riesgos e incertidumbres.....	54
1.5.3.9 Plan de ejecución del proyecto.....	55
1.5.3.10 Entregables de la fase FEL-III.....	56
1.6 LINEAMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL EN PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN.....	57
1.6.1 Esquema organizacional para el desarrollo de proyecto.....	57
1.6.2 Proceso de Dictamen.....	60
1.6.2.1 Administración Integral de Pares.....	60
1.6.2.2 Revisión y Seguimiento.....	63
1.6.2.3 Relación (enlace) con el proceso de planeación.....	64
1.6.2.4 Aseguramiento de la calidad técnica.....	65
1.7 ANÁLISIS DEL DOCUMENTO RECTOR	67
2. LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DE LOS PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SU DICTAMINACIÓN.....	69
2.1 MARCO DE REFERENCIA.....	69
2.2 CONTENIDO DE LOS PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN.....	70
2.3 ETAPAS QUE CONFORMAN LA FASE DE DISEÑO DE LOS PROYECTOS.....	80
2.3.1 Etapa de Visualización (V)/Perfil.....	81
2.3.2 Etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.....	83
2.3.3 Etapa de Definición (D)/Factibilidad.....	85
2.4 PROCESO DE DICTAMINACIÓN POR PARTE DE LA CNH.....	89
2.4.1 Revisión documental.....	89
2.4.2 Suficiencia de información.....	90
2.4.3 Dictamen del proyecto.....	90
2.5 ANÁLISIS DE LOS LINEAMIENTOS DE LA CNH	91
3. CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	93
3.1 GENERALIDADES.....	93
3.2 ESQUEMA DE DISEÑO Y APROBACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE TRABAJO EN LOS CIEP.....	95
3.3 PROGRAMAS DE TRABAJO Y PRESUPUESTOS A APROBAR DURANTE LAS ETAPAS DE EJECUCIÓN DE LOS CIEP.....	95
3.3.1 Transición.....	96
3.3.2 Programa de trabajo para el periodo de evaluación o inicial.....	96

3.3.3 <i>Plan de desarrollo</i>	97
3.3.4 <i>Presupuestos de gastos elegibles</i>	98
3.4 ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIEP)	98
4. ANÁLISIS DEL PROCESO DE EVALUACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO	100
4.1 PRMS	101
4.2 RESERVAS Y SU RELACIÓN CON PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	101
4.3 PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS POR PARTE DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH).	104
4.3.1 <i>Proceso de estimación y clasificación de reservas</i>	106
4.4 MANEJO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	109
4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	109
4.6 PRODUCCIÓN	110
4.7 PRECIO	110
4.8 COSTOS	110
4.9 INVERSIONES EN LOS PROYECTOS	111
4.10 INDICADORES ECONÓMICOS	111
4.11 LÍMITE ECONÓMICO (LE)	111
4.12 PROCESO GENERAL DE DICTAMEN DE LAS RESERVAS POR PARTE DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS	112
4.13 ANÁLISIS DEL PROCESO DE EVALUACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	119

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo demostrar que un solo proceso de dictaminación puede ser aplicado para la revisión de estrategias de explotación, así como para la certificación de las reservas.

Para lograrlo, se revisaron los documentos nacionales que cuentan con lineamientos relativos a diseño y dictaminación de proyectos de explotación, así como los que establecen lineamientos de reservas. Posteriormente, se comparó la información que debe estar contenida en cada uno para conocer si existía relación de aplicación entre sus diferentes contenidos.

En el capítulo 1 se revisa el Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación que es el lineamiento interno de PEP, con el objetivo de conocer el nivel de detalle de la información requerida, así como el proceso de dictaminación establecido.

En el capítulo 2 se realiza el análisis del documento Resolución CNH.06.002/09, con el objetivo de conocer los requerimientos de información, así como los procesos a seguir para el diseño y la dictaminación de proyectos de explotación ahí establecidos.

En el capítulo 3 se estudian los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), con el objetivo de conocer los requerimientos y los procesos a seguir por parte de PEP y del contratista para la presentación y aprobación de planes de explotación, programas de trabajo y presupuestos.

En el Capítulo 4, se diserta el documento Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012 emitidos por la CNH que son los que marcan la pauta para la evaluación y certificación de reservas de hidrocarburos en México. Se describe la información requerida, así como los procesos de certificación que realiza la CNH.

INTRODUCCIÓN

Con la reforma energética del 2013 se han generado cambios muy fuertes en la forma de regular y operar las actividades de Exploración y Extracción (E&E) en México.

Antes, Pemex fue la única compañía con el derecho y la obligación de realizar todas las actividades de E&E. Pero, a partir de julio del 2015 ya no será así, debido a que se darán los fallos para las compañías de iniciativa privada que estarán participando en actividades de E&P en México.

Con este cambio, la CNH se ha tenido que fortalecer a través de la emisión de herramientas legales que permitan mantener el control de las compañías que se espera estén operando en México. Así mismo, se ha fortalecido con la contratación de nuevo personal.

El principal reto que enfrentará la CNH al respecto es que cada compañía estará realizando el diseño de sus proyectos de explotación a través de sus propias metodologías, con lo que se tendrán varias metodologías de diseño con diferentes niveles de experiencia, lo cual conllevaría a que los funcionarios a tener que diversificar su conocimiento al respecto.

Otro reto importante que existirá es el de homologar las estimaciones de reservas, ya que aunque el PRMS es el lineamiento más usado a nivel internacional, no es el único y además no tiene un criterio unificado de aplicación.

Este trabajo busca aportar elementos que ayuden a la CNH a optimizar sus recursos humanos desde la redacción de una única herramienta legal totalmente robusta y flexible.

1. Revisión del Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación de PEP, versión 2010.

1.1 Marco de referencia.

Uno de los retos que una empresa tiene que afrontar en la competencia es precisamente conocer a los competidores y detectar las mejores prácticas en la ejecución de sus proyectos, para así obtener una ventaja sobre ellos.

La metodología Front End Loading (FEL) es una metodología para proyectos de inversión que consiste en un conjunto de procesos para el desarrollo de proyectos competitivos basados en la consideración gradual y comprensiva de todos los factores claves que permitan traducir la estrategia de una compañía en un proyecto clave.

Fue originada inicialmente por el “Independent Project Analysis Inc.” (IPA), y establece que todo proyecto en su etapa de desarrollo pasa por tres fases, posterior a la etapa previa llamada PRE-FEL: Visualización (FEL-I), Conceptualización (FEL-II), y Definición (FEL-III). Cada una de estas fases pretende, desde el nacimiento de un proyecto, la definición detallada del objetivo y alcance del mismo. Esto se muestra en la **Figura 1.1**.

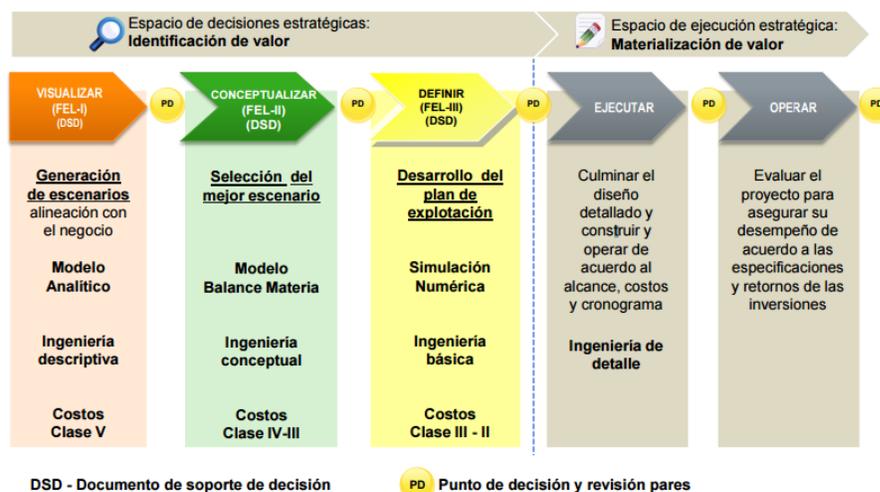


Figura 1.1. Etapas de la metodología FEL (Gandulay, Tapia, 2012)

Un plan de proyecto FEL se crea en las tres fases para asegurar la inversión y realizar análisis cuidadosos del proyecto. Durante las primeras dos fases, se examinan todas las oportunidades posibles del negocio, se exploran los beneficios y los riesgos de cada una y se refina el alcance del proyecto. Durante la tercera fase, se ejecuta la ingeniería básica para la mejor opción.

El Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación de PEP, incorpora entre otros aspectos relevantes los siguientes:

- Proceso de administración de la tecnología, mejorado con la metodología FEL.
- Lineamientos de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para la evaluación económica y estimación de costos.
- Proceso para la administración integral de pares técnicos (especialistas externos al proyecto).
- Anexos metodológicos para el fortalecimiento técnico de los proyectos.
- Recomendaciones de la organización.

PEMEX adoptó desde el 2006 la metodología FEL a fin de tener un proceso estándar para el diseño de proyectos de explotación, desde su visualización hasta la materialización y puesta en marcha.

En cada fase, los pares en conjunto con el líder dictaminador, realizan tanto el pre- dictamen como el dictamen que incluye la revisión de avances, emisión de recomendaciones e identificación de áreas de oportunidad y evaluación de los indicadores, entre otras actividades. El área encargada del dictamen emite la cédula.

Un punto importante en esta metodología es el aprovechamiento temprano del talento existente en la empresa al incorporar sinérgicamente a los pares*, a organizaciones de especialistas técnicos e investigadores, a las áreas de apoyo administrativo, especialistas de seguridad industrial y protección ambiental, así como a los especialistas de perforación de pozos, a fin de mejorar la calidad de las recomendaciones de desarrollo.

*Para definición ver página 64

Capítulo 1

El documento rector tiene como objetivo mejorar la calidad de las decisiones de proyectos de explotación de la empresa, contribuir a mejorar el capital intelectual de la misma y la preparación necesaria para enfrentar con éxito los enormes desafíos de desarrollar nuevos yacimientos en ambientes de aguas profundas con crudos pesados, campos gigantes de alta complejidad geológica y baja productividad, y revitalizar yacimientos maduros de gran potencial de crecimiento, manteniendo la vitalidad de la empresa, y el orgullo de continuar siendo un pilar fundamental de la prosperidad de México.

1.2 Pre-FEL.

Es la fase de inicio, en la cual se realiza el diagnóstico y planeación del diseño y documentación del proyecto bajo la metodología FEL. A continuación se detalla el proceso de documentación de esta fase.

1.2.1 Descripción y objetivos.

Durante esta etapa se llevan a cabo las siguientes actividades: reunión inicial, documento de descripción del proyecto, inventario y caracterización de información, identificación de las principales categorías de decisión y/u oportunidades, selección de las disciplinas que requiere el proyecto para formar el equipo multidisciplinario FEL, especificando la organización de origen. Adicionalmente se especifican roles, entregables, recursos físicos y financieros. Finalmente se realiza la planeación y documentación de la propuesta FEL.

1.2.1.1 Objetivos de la etapa de Pre-FEL.

- Identificar oportunidades de negocio.
- Comprobar la alineación del proyecto con las estrategias corporativas.
- Describir la situación física y actual del proyecto de explotación perteneciente a la cartera de inversión.
- Especificar los recursos físicos necesarios para el proyecto.
- Identificar e integrar un equipo profesional.
- Establecer el alcance.

1.2.2 Lineamientos.

1.2.2.1 Revisión de la metodología FEL.

El líder del proyecto y su equipo de trabajo deberán conocer los diagramas de flujo para las fases: FEL-I, FEL-II, FEL-III, ubicados en el Portal FEL de Explotación².

1.2.2.2 Descripción del proyecto a documentar bajo la metodología FEL.

El líder del proyecto debe preparar un resumen donde se haga una descripción del proyecto bajo la metodología FEL, a fin de que el equipo de trabajo sea informado de la situación actual y objetivos del mismo. Esta descripción debe incluir los siguientes aspectos:

- Ubicación con coordenadas geográficas del polígono del proyecto.
- Extensión superficial.
- Características generales.
- Yacimientos y/o campos existentes.
- Alcance del proyecto.
- Pozos exploratorios.
- Pozos delimitadores.
- Pozos de desarrollo.
- Pozos inyectores.
- Instalaciones.
- Descripción del proyecto documentado, si existiera.

También debe enunciar tanto el objetivo general como los objetivos específicos del proyecto, en función de su valor e impacto en el negocio, en especial en los aspectos referentes a incorporación de prospectos, incorporación de reservas, incremento o mantenimiento de la producción, incrementos en el valor y/o eficiencia del proyecto, disminución en los costos de producción.

1.2.2.3 Inventario y evaluación de la información.

Capítulo 1

Se debe inventariar toda la información relevante existente que se pudiera utilizar en el FEL y que permita la ejecución de las actividades asociadas a cada una de las disciplinas técnicas involucradas en el proyecto. Entre otras, se pueden inventariar:

- Historia de producción.
- Volúmenes originales y reservas.
- Sísmica.
- Análisis de núcleos, registros geofísicos y de fluidos.
- Pruebas de presión- producción.
- Modelo estático.
- Modelo dinámico.
- Análisis PVT.
- Producción histórica de aceite, gas y agua.
- Reportes de perforación, terminación y reparación de pozos.
- Productividad de pozos y sistemas artificiales de producción.
- Estudios previos.
- Diagramas de instalaciones.
- Costos.

1.2.2.4 Identificación de oportunidades.

- Visión de éxito del proyecto de explotación. Determinar los objetivos fundamentales que deben ser satisfechos por el escenario de explotación a ser seleccionado y definido en el proceso FEL. Este ejercicio consiste en establecer las metas futuras a lograr en el proyecto de explotación.
- Diagrama de oportunidades y matriz de decisiones preliminar. El diagrama de oportunidades y la matriz de decisiones preliminar no son más que la identificación de los posibles procesos, tecnologías, actividades y opciones, cuya combinación, bajo criterios de aplicabilidad y alineación estratégica, construirán posibles escenarios de explotación para materializar los resultados esperados del proyecto.

- Definición del alcance del proceso FEL. Finalmente, se debe establecer el alcance del proceso FEL a ser ejecutado, tomando en cuenta:
 - Las fases y macro-actividades a ser desarrolladas.
 - Dimensionamiento del proyecto FEL.
 - Cantidad de categorías de decisiones, complejidad, rangos técnicos y operacionales cubiertos.

Esta fase de marco de referencia sirve para la determinación de los requisitos de la calidad y cantidad de los entregables del proyecto FEL, y la descripción y programación de los recursos necesarios para cumplir con tales requerimientos.

Además, el enfoque del proyecto FEL hacia los objetivos cuyo cumplimiento se relacionen al éxito del proyecto de explotación, maximiza la eficiencia de los esfuerzos que se invierten en el mismo.

1.2.2.5 Especificación de roles, responsabilidades y entregables.

Establecer roles, responsabilidades y entregables una vez definido el alcance del proceso FEL. Esta actividad debe ser realizada por el líder de proyecto en conjunto con los miembros del equipo, considerando las competencias requeridas. Estas se dividen en tres actividades:

- Determinación de tareas macro. Enunciar las tareas macro identificadas para cada una de las disciplinas participantes en el proyecto. Las tareas macro principales a ser identificadas son:
 - Modelo estático.
 - Modelo dinámico.
 - Modelo de pozos.
 - Modelo instalaciones superficiales.
 - Automatización subsuelo-superficie.
 - Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS).

Capítulo 1

- Análisis de riesgo e incertidumbre.
- Generación, evaluación y selección de escenarios.
- Análisis y estimación de costos.
- Evaluación técnico-económica.

Identificación de nuevas tecnologías y mejores prácticas factibles de ser aplicadas.

- Asignación de tareas macro. La distribución de tareas macro debe realizarse tomando en cuenta todas las fases del proyecto.
- Estructuración del equipo multidisciplinario. Listar los integrantes del equipo de trabajo, definiendo el rol de cada uno de ellos en la ejecución de las tareas macro identificadas.
- Construcción de matriz de roles y responsabilidades. Una vez definidas las tareas macro, se deberán asignar los roles y responsabilidades, y construir la matriz respectiva. Este producto debe mostrar la asignación de las diferentes tareas y sus respectivos responsables para cada una de las fases FEL.
- Entregables Del Pre-FEL. Describir los productos a entregar en cada fase FEL por cada una de las tareas macro identificadas, y en función de los roles y responsabilidades asignados en las actividades. Se debe elaborar un informe conteniendo los siguientes puntos:
 - Descripción del proyecto autorizado, si existiera.
 - Descripción del proyecto a documentar bajo FEL y su ubicación.
 - Objetivos del proyecto a documentar bajo FEL.
 - Alcance del proyecto a documentar bajo FEL.
 - Inventario y evaluación de la información.
 - Especificación de recursos.
 - Especificación de roles, responsabilidades y entregables.
 - Plan de ejecución del proyecto a documentar bajo FEL.

1.2.2.6 Especificación de recursos.

Este paso se refiere a la especificación de los recursos adecuados para ejecutar

satisfactoriamente el proyecto FEL. Los recursos se pueden clasificar en:

- Recursos humanos. Es de especial importancia la caracterización del equipo en cuanto a sus capacidades y experiencias en los procesos FEL, sus herramientas habilitadoras y su aplicación a los proyectos de explotación. Como parte del proceso de caracterización del equipo de trabajo, se deben especificar los siguientes aspectos, para cumplir con el objetivo y alcance del proyecto FEL:
 - Identificación de las competencias requeridas en todas las disciplinas del trabajo, haciendo especial énfasis en las capacidades tecnológicas clave del proyecto.
 - Estructuración del equipo multidisciplinario propuesto y su perfil técnico.
 - Identificación de especialistas disponibles en el activo.
 - Identificación de las necesidades de especialistas externos en competencias no disponibles en la empresa.
 - Oficialización del equipo FEL, con sus roles y responsabilidades en el proyecto.
 - Identificación del perfil de los pares para el aseguramiento de la calidad técnica del proyecto.
 - Brechas detectadas. Las brechas se evidencian por la comparación de los niveles de competencias requeridos.
- Sistema de tecnología de la información (TI) y soporte. El aseguramiento de los sistemas de TI y de soporte permite que el equipo pueda trabajar con las herramientas necesarias para no ver limitado su trabajo. Las actividades son:
 - Indicar la disponibilidad y accesibilidad a los archivos físicos, al portal FEL y a las bases de datos en la intranet de PEMEX.
 - Identificar los requerimientos de software técnico especializado.
 - Identificar los requerimientos de equipos.
- Espacio físico. Es necesario disponer de un área de trabajo con capacidad adecuada que permita el trabajo mancomunado del equipo.
- Provisión presupuestaria. Asegurar la disponibilidad presupuestal, en la que se incluya una lista de todas aquellas actividades que podrían implicar un renglón de gasto para la ejecución de todas las fases FEL.

Capítulo 1

1.2.2.7 Planeación de la propuesta de ejecución del proyecto FEL (I, II y III).

Una vez determinados los elementos constitutivos del FEL deseado, se debe plasmar la propuesta programada de ejecución del mismo, tomando en cuenta:

- Tareas y cronograma detallado.
- Asignación de recursos humanos, técnicos y financieros a cada tarea.

1.2.2.8 Evaluación de los indicadores Pre-FEL.

Una vez registrada la documentación en el portal FEL, el líder dictaminador (LD) y el líder de proyecto FEL (LPFEL) califican los indicadores que les corresponden para asegurar que se cumplan con los requisitos para iniciar la siguiente fase del proyecto bajo la metodología FEL.

Una vez calificados los indicadores, el área de dictamen debe emitir una cédula de dictamen para aprobar el inicio del proyecto FEL.

1.3 Fase de Visualización (FEL-I).

1.3.1 Descripción y objetivos.

En caso de que no exista ningún cambio en el objetivo y alcance originales del proyecto, se especifica que el proyecto sigue con la misma orientación, objetivo y alcance que se definió en el Pre-FEL.

En la fase FEL-I se lleva a cabo la evaluación de las mayores incertidumbres y riesgos del caso documentado del proyecto, así como la identificación y documentación de los escenarios más factibles para que el equipo de trabajo visualice para la materialización de nuevas oportunidades.

Se debe asegurar la correcta aplicación de los siguientes lineamientos:

- Inicialización del FEL-I. Esta etapa pretende la alineación del equipo que llevará a cabo el proyecto FEL en su fase de Visualización.
- Introducción y presentación del plan. El líder del equipo compartirá con todos los

miembros, los objetivos, alcances y el plan de trabajo.

- Revisión de roles y responsabilidades. Asegurar que todos los miembros del equipo entiendan su rol para cada etapa.

1.3.2 Lineamientos.

1.3.2.1 Revisión del Pre-FEL.

- Inicialización del FEL-I. En esta etapa se debe de tener la certidumbre de que todos los integrantes comprendan su papel de participación. Para esto, se puede realizar una revisión de requerimientos individuales y del equipo, asignando tareas macro, revisión de los entregables y con ello realizar una nivelación del equipo en aspectos críticos como análisis de riesgo e incertidumbres, toma de decisiones y administración de proyectos, sin embargo cada subgrupo de trabajo debe asumir su responsabilidad.

Los miembros del equipo deberán estar capacitados en la aplicación de estrategias para la construcción y manejo de variables y distribuciones probabilísticas, selección de parámetros dependientes o independientes y uso de correlaciones en los análisis de sensibilidades, construcción de escenarios y lograr su jerarquización, así como en la identificación y manejo de incertidumbres.

Es importante que se asegure que todos los participantes estén enterados y capacitados en los requerimientos, conceptos y estrategias.

- Establecer Indicadores Claves de Desempeño (ICD's). Son medidas utilizadas para determinar el éxito de un proyecto o una organización.

Los indicadores deberán ser establecidos por los líderes del proyecto. Existen diferentes ICD's, tales como económicos, ambientales operativos, de desempeño, seguridad y sociales. Estos indicadores que se encuentran a lo largo del proyecto, permiten evaluar su desempeño y resultados.

Capítulo 1

Algunos de los Indicadores Claves de Desempeño utilizados en PEMEX se muestran en la **Tabla 1.1.**

Tabla 1.1. Indicadores clave del desempeño para FEL-I.

ICD	Unidades
Costo de producción	US\$/BIs
Costo de desarrollo de reservas	US\$/BIs/D
Eficiencia de inversión (VPN/VPI)	US\$/US\$
Éxito volumétrico en perforación y/o reparación	%
Costo de perforación	US\$/m

Para establecer ICD's realistas se debe de efectuar un análisis comparativo con proyectos homólogos nacionales e internacionales, identificando los de mayor influencia y peso, que permitan evaluar todos los escenarios y requerimientos corporativos. Con base en el marco referencial corporativo y a los resultados de la ejecución del proyecto se establecen los indicadores objetivos, los cuales podrán coincidir total o parcialmente con los Indicadores Claves de Desempeño.

1.3.2.2 Generación de las matrices de oportunidades.

A partir de las versiones preliminares de las matrices de oportunidad y decisión del Pre- FEL, se debe de construir una matriz de oportunidades que permita redefinir el alcance del FEL-I identificando las categorías de decisiones y las opciones posibles para cada una de ellas, que sean susceptibles de producir ganancias y beneficios a corto plazo, enfocándose principalmente en:

- Volúmenes originales de hidrocarburos. Presentar la distribución de probabilidad de los volúmenes originales por tipo de hidrocarburo.
- Factor de recuperación estimado (Fr). Presentar la distribución de probabilidad o estimación del Fr indicando las referencias utilizadas y la metodología de estimación como se muestra en la **Figura 1.2.**

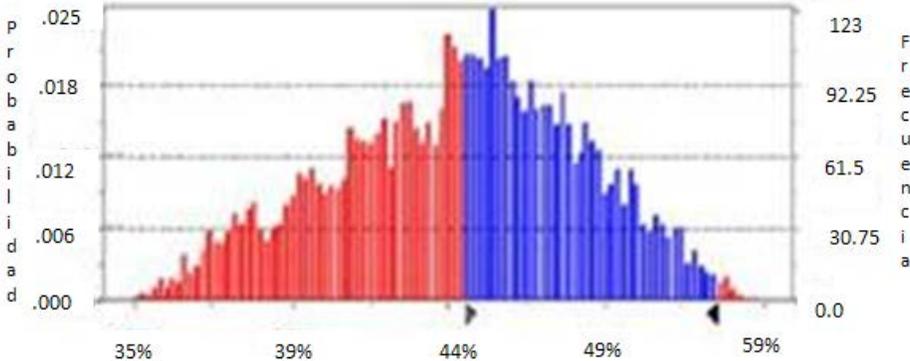


Figura 1.2. Factor de recuperación estimado (Fr) (Pemex, 2010).

- Revisión de las reservas 1P, 2P y 3P. Presentar una tabla de reservas originales y remanentes por categoría y tipo de hidrocarburo, indicando los valores mínimo, más probable y máximo (P10, P50, P90) con su distribución de probabilidad como se muestra en la **Tabla 1.2.**

Tabla 1.2. Revisión de las reservas con distribución de probabilidad (modificado de PEMEX, 2014) (Pemex, 2010)

Campo	Reservas 3P (MMBbl ó MMMPC)			Distribución
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	
A	85	118	161	
B	503	635	797	

- Pronósticos de producción. Presentar las curvas de producción (P10, P50 y P90) vs tiempo, del aceite, gas y agua para cada escenario. Adicionalmente, presentar las

Capítulo 1

Curvas de producciones acumuladas vs. Tiempo, como lo que se muestra en la **Figura 1.3**, en el ciclo de vida del campo. En el caso de que el proyecto incorpore recuperación adicional, sistemas artificiales de producción, perforación de pozos intermedios, etc., incluya la producción incremental respecto a la producción base, igualmente con su P10, P50 y P90.

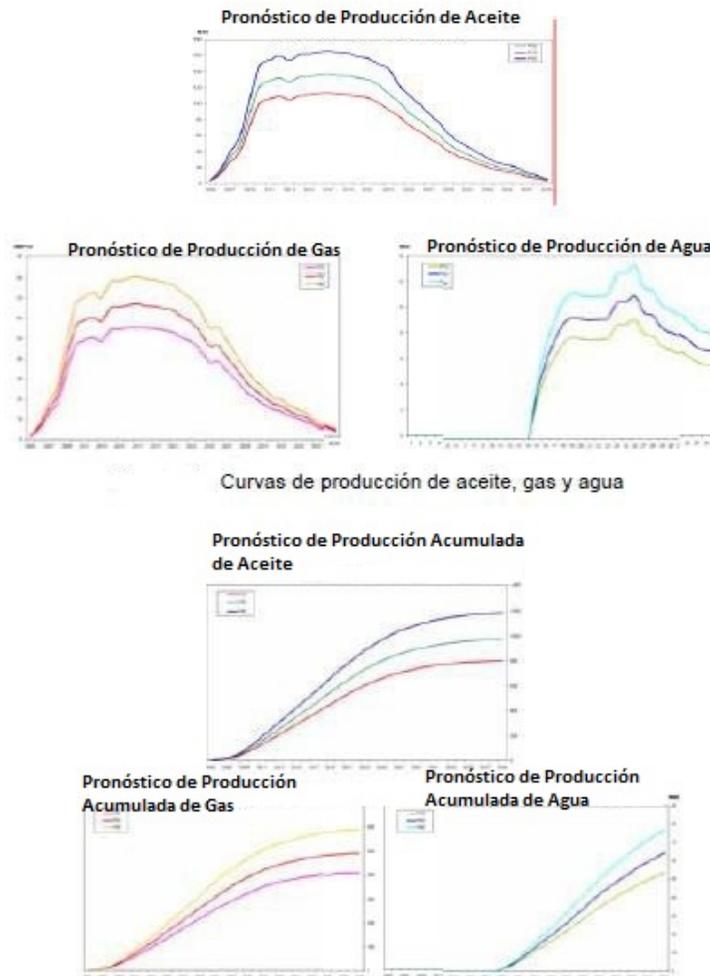


Figura 1.3. Curvas de producciones acumuladas vs. Tiempo, en el ciclo de vida del campo (Pemex, 2010).

- Pozos considerados en los escenarios. Indicar en formas de tabla el tipo y número de pozos incluyendo el requerimiento de sistemas artificiales de producción, tomando en cuenta las posibles ubicaciones.
- Tiempo de perforación y terminación. Indicar en una tabla los tiempos para la

perforación y terminación de pozos por tipo e incluir, a manera de referencia, los promedios de los pozos de los últimos dos años de existir la estadística.

- Plan de actividad física para pozos. El plan debe desplegarse por escenario. Se elaborará un cronograma con las cantidades y tipo de perforaciones y reparaciones de pozos considerados y analizados en esta fase. A manera de ejemplo se presenta la **Figura 1.4**.

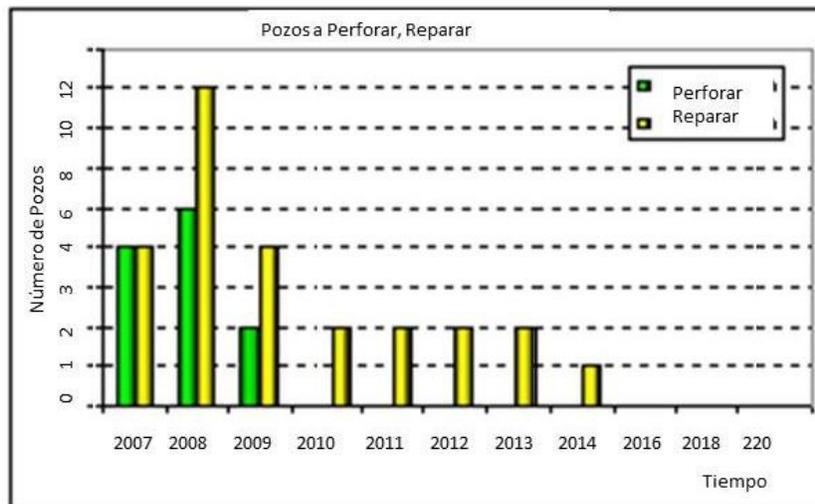


Figura 1.4. Cronograma de actividades físicas (Pemex, 2010).

- Recuperación adicional. Resumir en una tabla como se muestra en la **Tabla 1.3**, por escenario, los procesos de recuperación para cada uno de los proyectos, mostrando, entre otros:
 - Presión de inyección estimada (mínima, más probable, máxima) y el incremento en el factor de recuperación.
 - Número de pozos inyectoros.
 - Fuente de fluidos a inyectar.

Tabla 1.3. Tabla de proceso de recuperación por proyectos (Pemex, 2010).

Proceso de Recuperación	Presión de inyección(LPC)			Fr adicional (%)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Agua	2000	2500	2650	8	11	15
Gas	3500	4000	4250	12	15	18

- Acciones de mejora en la productividad de pozos. Presentar una matriz con los principales problemas que afectan el desempeño actual del proyecto y las acciones e innovaciones tecnológicas incorporadas en los escenarios generados para mitigar las mismas, por ejemplo:
 - Daño.
 - Control de Agua.
 - Control de Arena.
- Eficiencia operacional y reducción de costos.
- Instalaciones superficiales. Describir la infraestructura requerida que comprenda los sistemas de recolección, procesamiento, transporte, almacenamiento y puntos de entrega de los hidrocarburos e inyección de fluidos. Presentar diagramas esquemáticos de infraestructura y tablas de datos que muestren las instalaciones actuales y el flujo general de proceso para cada escenario, como se ejemplifica en la **Figura 1.5.**

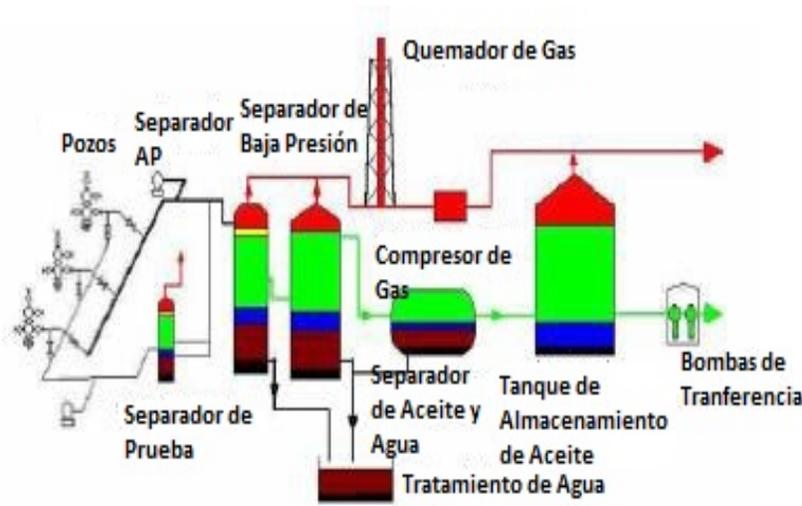


Figura 1.5. Instalaciones superficiales requeridas (Pemex, 2010).

- Modelado integral. Documentar el Modelo Integral con base en los sub-modelos probabilísticos de las diferentes variables involucradas.
 - *Modelo de volumen de hidrocarburos*. Describir brevemente las premisas y el modelo utilizado para el estimado probabilístico de volumen de hidrocarburo.
 - *Modelo de pronósticos de producción*. Describir brevemente las premisas y el modelo utilizado para la generación de los pronósticos de producción como son:
 - Métodos analíticos.
 - Balance de materia.
 - Curvas de declinación.
 - *Modelo de Instalaciones*. Describir las premisas y el modelo utilizado para estimar la capacidad requerida de los sistemas de inyección, recolección, procesamiento, almacenamiento y transporte de fluidos.
 - *Modelo Económico*. Describir las premisas, modelo y procedimiento utilizado para evaluar económicamente los escenarios, como son:
 - Costos de perforación, terminación y reparación.
 - Sistema artificial de los pozos.
 - Operación y mantenimiento.

Capítulo 1

- Estudios Especiales.
- Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS). Identificar y recomendar elementos y/o acciones relacionadas con seguridad, salud y protección ambiental, para mitigar los riesgos que pudieran afectar la factibilidad del proyecto o impactar severamente su operación debido a que no permitan un desarrollo sustentable. Deben señalarse las zonas protegidas legalmente dada su sensibilidad ambiental, arqueológica o social.

En la realización de la matriz se debe tomar en cuenta las opiniones de otros especialistas con el fin de visualizar los posibles cambios tanto en nuevos desarrollos como en mejoras en la eficiencia de la operación en campos maduros.

Uno de los objetivos en esta fase es el de la identificación preliminar de las áreas de oportunidad, contando con una revisión integral del yacimiento, la cual incluye los históricos de producción, basado en los históricos de presión-producción, mapas de producción acumulada, pruebas de presión-producción, datos petrofísicos, análisis de PVT, entre otros, lo cual servirá para identificar una problemática que implicará una definición de viabilidad de las soluciones con la información y el conocimiento que se tiene, considerando la aplicación de mejores prácticas y nuevas tecnologías de investigación y desarrollo. Describir en particular, la problemática que se busca resolver con la aplicación de la nueva tecnología y mejores prácticas. Justificar el empleo de la tecnología en particular con respecto a otras que busquen obtener los mismos resultados.

En caso de requerirse pruebas pilotos, estas deberán ser integradas en los proyectos de explotación. Estas pruebas pilotos, por su importancia estratégica y el monto de inversiones visualizado, deben ser parte fundamental de una estrategia de innovación tecnológica que dirige el área de especialistas técnicos en alta sinergia con los equipos de proyecto.

1.3.2.3 Identificación de escenarios.

A partir de una lista de categoría de las decisiones identificadas y las opciones posibles para cada una de las mismas, se establecen los escenarios posibles, teniendo en cuenta las tecnologías de aplicación potencial, para lo cual es necesario identificar la dependencia entre las variables, su grado de correlación (ejemplo: longitud de sección horizontal contra el costo) y cuales variables actúan como independientes.

También es necesario identificar y construir los posibles escenarios técnicamente factibles, con base en la combinación de las diferentes categorías y opciones posibles.

Es necesario acotar que en caso de existir yacimientos o campos con características y necesidades particulares dentro de un mismo proyecto FEL, se deben construir matrices de categoría de decisión y opciones para cada caso.

Para identificar y evaluar la factibilidad de los escenarios visualizados de manera cuantitativa y cualitativa, es necesario considerar las tecnologías y/o procesos disponibles, restricciones, complejidad del escenario y nivel de experiencia dentro de los equipos de proyecto regionales.

1.3.2.4 Construcción de métodos probabilísticos.

Con base en los modelos probabilísticos de las diferentes variables identificadas, se construye un Modelo Integrado (MI), de acuerdo a los siguientes lineamientos:

- 1- Organizar los insumos técnicos y de costos. Tomar en cuenta las reservas oficiales y las variables con incertidumbre como son: el modelo estático, modelo dinámico, resumen final de pozos, ingeniería descriptiva, de las instalaciones existentes y requeridas, relaciones y sinergias con otros proyectos, base de datos de costos e inversiones, estudios ambientales existentes, análisis de riesgo de proyectos similares, normatividad oficial y técnica aplicable, estimados clase V (estimado de costos basados en la factorización de capacidad, modelos paramétricos, sentido común, analogía y comparaciones históricas).

Capítulo 1

2- Caracterizar las variables de incertidumbre de los diferentes escenarios.

- Variables cuantitativas. Presentar una tabla de variables con incertidumbre cuantitativa por especialidad (yacimientos, instalaciones, costos, (etc.) con sus respectivas distribuciones probabilísticas construidas a partir de la información disponible.
- Variables cualitativas. Presentar una tabla de variables con incertidumbre cualitativa por escenario, calificadas en términos de baja, media baja, media alta y alta incertidumbre; y explicar las razones por las cuales en cada caso se califican de esa manera.

3- Determinar las funciones de distribución de probabilidad, estableciendo dependencias y correlaciones entre estas variables de incertidumbre, utilizando las medidas de tendencia central comunes en la estadística (media, moda, mediana, desviación estándar, valor más probable, mínimos, máximos, coeficientes de variación, y percentiles).

4- Integración de los sub-modelos analíticos: Con base en cada uno de los modelos que se muestran en la **Tabla 1.4**, deben describir brevemente las premisas y los modelos utilizados para su estimación.

1.3.2.5 Evaluación de escenarios.

Se procederá a evaluar cada uno de los escenarios haciendo uso del Modelo Integral (MI) construido.

Para cada escenario se obtendrán los perfiles probabilísticos, la actividad, tiempos y los costos asociados, así como los indicadores claves de desempeño del proyecto.

Para obtener los resultados de las sensibilidades de las variables críticas, se utiliza como herramienta el diagrama de tornado.

Tabla 1.4. Variables involucradas en la integración de un sub-modelo analítico.

Volumen de Hidrocarburos	Perfiles de producción	Instalaciones	Económico
Originales	Proceso de recuperación	Redes de ductos	Costo de perforación
Reservas	Número de pozos	Ingeniería descriptiva preliminar	Reparaciones mayores y menores
Contingentes (si es posible)	Tipo de pozos	Disponibilidad y capacidad	SAP
	Terminación	SSPAIS	Operación/mantenimiento
	SAP		Compras- ventas
	Producción		Estudios especiales
	Ritmo de		Requerimiento SSPAIS

Realizar las siguientes actividades para el cálculo de los estimados y evaluación económica para el ciclo de vida del proyecto.

- Estimado de Ingresos. Presentar el estimado de ingresos estimados asociados a cada escenario.
- Estimado de inversiones asociadas a los pozos. Presentar una tabla de costos de perforación y terminación de pozos, señalando los aspectos más relevantes de los escenarios.
- Estimado de inversiones asociadas a las instalaciones. Presentar una tabla de costos de la infraestructura en función de los volúmenes de producción esperados de los escenarios incluyendo los costos de instalación y de abandono.

Capítulo 1

- Estimado de costos de operación. Presentar una tabla de todos los costos operacionales por escenario.
- Cálculo de indicadores. Los indicadores utilizados por la Subdirección de Evaluación y Planeación (SPE) para la evaluación económica y jerarquización de los proyectos son:
 - Valor Presente Neto (VPN).
 - Desviación Estándar del Valor Presente Neto (DSVPN).
 - Tasa Interna de Retorno (TIR).
 - Eficiencia de Inversión (VPN/VPI).
 - Valor Presente de los Egresos (VPE).
 - Relación VPN/VPE.
 - Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).
 - Costo de producción.

1.3.2.6 Jerarquización y preselección de escenarios.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos en la etapa anterior, se procede a jerarquizar los escenarios y preseleccionar aquellos que generen mayor valor que el caso documentado en cartera. La jerarquización obedecerá a un conjunto de criterios previamente establecidos por el equipo de trabajo.

Graficar los escenarios, incluyendo el caso documentado, con base al VPN y VPI vs la desviación estándar del VPN como se muestra en la **Figura 1.6**.

La figura 1.6 representa la pseudo-frontera de eficiencia económica representada por la elipse de color rojo, la posición relativa de cada escenario con respecto a dicha frontera y el nivel de incertidumbre cualitativo de cada uno.

Presentar un resumen en forma tabular con los escenarios preseleccionados a desarrollar con mayor detalle la fase de Conceptualización indicando en un diagrama de tornado las variables de incertidumbre como se muestra en la **Fig. 1.7**.

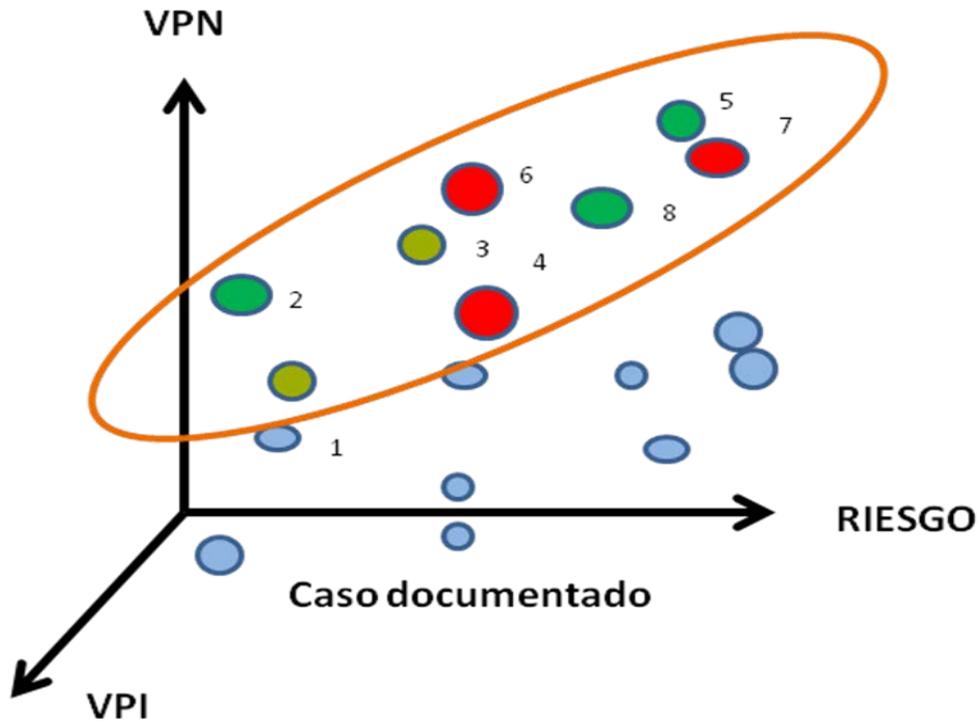


Figura 1.6. Figura que muestra los escenarios y la pseudo frontera de eficiencia, con base a VPN-VPI vs. Desviación estándar del VPI (Pemex, 2010).

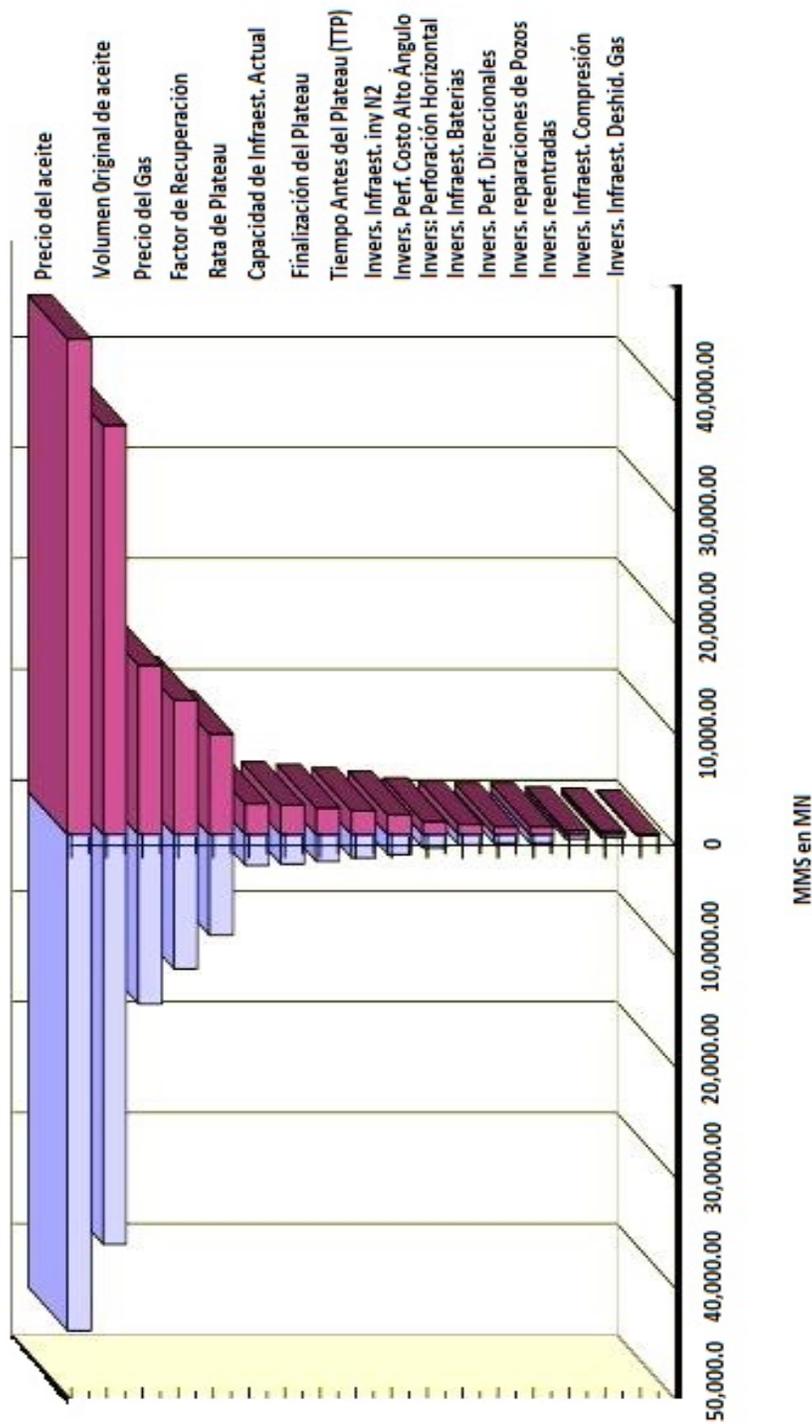


Figura 1.7 Diagrama de tornado con las variables de incertidumbre cuantitativas (Pemex, 2010).

1.3.2.7 Plan de mitigación.

Jerarquizados y preseleccionados los escenarios de acuerdo al valor y riesgo, se elabora el plan de mitigación a corto, mediano y largo plazo con el fin de reducir las incertidumbres en la siguiente fase. Debe especificar la estrategia propuesta para la administración de las incertidumbres y/o riesgos, para cada uno de los escenarios preseleccionados. Además, debe considerar el plan de adopción de las innovaciones clave, con estimación de posicionamiento tecnológico actual y futuro.

1.3.2.8 Plan para la fase de Conceptualización.

- Identificar las principales actividades para la fase de Conceptualización y Definición del proyecto.
- Identificar los recursos financieros, materiales y humanos para la fase de Conceptualización del proyecto.
- Definir el cronograma de ejecución preliminar de la fase FEL-II y FEL-III del proyecto.

1.3.2.9 Entregable.

El entregable más importante es un Documento de Soporte de Decisión (DSD), constituido por los capítulos que se describen y documentan en el Portal FEL de Explotación y que se detallan en el procedimiento de documentación de la fase FEL-I.

1.4 Fase de Conceptualización (FEL-II).

1.4.1 Descripción y Objetivos.

En la fase de Conceptualización se evalúan con más profundidad los escenarios identificados y las soluciones tecnológicas incorporadas previamente y se selecciona el mejor escenario. Así mismo, se realiza el desarrollo de la ingeniería conceptual y el estimado de los indicadores económicos del mismo (VPN, TIR, VPN/VPI, VPE, PRI, costo del barril y desviación estándar del VPN). Las principales actividades son:

Capítulo 1

- Selección del mejor escenario.
- Utilización de modelos analíticos, balance de materia, numéricos.
- Ingeniería conceptual.

1.4.2 Lineamientos.

1.4.2.1 Revisión del FEL-I.

Con el objeto de dar continuidad al proceso FEL del proyecto, es necesario revisar detalladamente la información proveniente de FEL-I, poniendo énfasis en la revisión de su documentación.

La documentación del FEL-I es el punto de partida natural para el desarrollo de las actividades del FEL-II. En estos documentos se describen los escenarios preseleccionados a ser reevaluados en esta fase, los factores más importantes que los afectan y los modelos de evaluación simplificados que los representan, así como los principales resultados de su evaluación.

Señalar cualquier cambio en el objetivo y alcance original del FEL que se incorpora durante esta fase. En caso de no haber cambios en esta fase, especificar que el proyecto sigue con la misma orientación, objetivo y alcance.

1.4.2.2 Revisión y ajuste a los escenarios preseleccionados.

Documentar los resultados y ajustes, haciendo énfasis en los siguientes elementos:

- Acciones de mitigación realizadas. Listar y describir, si aplica, cada una de las acciones efectuadas para mitigar incertidumbres en instalaciones, pozos y subsuelo, e indicar que variables afectan.
- Ajustes a la matriz de opciones. Revisar y, de ser necesario, incorporar mayor nivel de detalle a las matrices para la selección de escenarios elaboradas en FEL-I, a fin de incorporar variables que agreguen valor a las tareas de Conceptualización del proyecto.

- Ajuste al plan de actividad físico financiero. Desplegar un cronograma donde se señale cualquier ajuste hecho a la actividad y desembolso por año de perforación y terminación de pozos, reparaciones, construcción y/o adecuaciones de instalaciones y plantas de procesos, tratamiento e inyección. Se debe presentar un cronograma donde se señale cualquier ajuste a la actividad y desembolso por año de perforación y terminación de pozos, reparaciones, construcción y/o adecuaciones de instalaciones y plantas de procesos, tratamiento e inyección, así como las premisas de dicha programación para cada uno de los escenarios. Se presenta un ejemplo en la **Figura 1.8.**

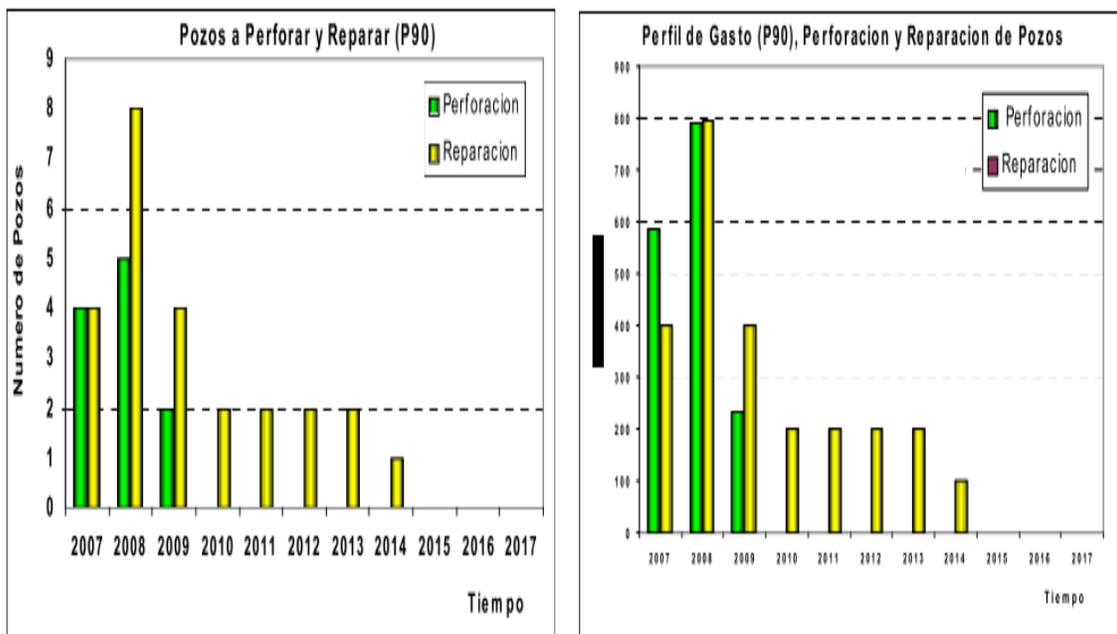


Figura 1.8. Cronograma de perforación y reparación de pozos (Pemex, 2010).

1.4.2.3 Revisión y/o ajuste de las actividades de las distribuciones para las variables de incertidumbre.

La diferencia con respecto a la fase FEL-I se fundamenta principalmente en el mayor grado de profundización del diagnóstico de todos los modelos (estático, dinámico, pozos, instalaciones, económico, etc.), el nivel de detalle y estimaciones de los escenarios preseleccionados, incorporando toda la información disponible.

Capítulo 1

Se asegurará que todos los miembros del equipo tengan un claro entendimiento y dominio, de acuerdo a su área de especialidad, de las incertidumbres asociadas a las variables que más impactaron sus modelos. A continuación se presenta una lista enunciativa:

- Reservas.
- Productividad de pozos.
- Perforación y reparación.
- Costos operativos.
- Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS).
- Evaluación económica.

1.4.2.4 Incertidumbre de variables cuantitativas.

Para la determinación de la incertidumbre de variables cuantitativas, se debe construir, como inicio, un registro de las variables de mayor impacto en cada uno de los escenarios preseleccionados. Se realizará una lista de las variables técnico-económicas de incertidumbre con mayor impacto detectadas mediante los diagramas de tornado de la fase FEL-I. Entre las principales se tienen las siguientes:

- Análisis de presión del yacimiento.
- Producción e inyección de fluidos para las unidades de flujo, pozos compartimientos, yacimientos, y áreas de reservas.
- Estimación de los hidrocarburos remanentes.
- Análisis de declinación por regiones, yacimientos y áreas de reservas.
- Estimado de reservas originales y remanentes.
- Arquitectura y diseño de perforación y terminación de pozos.
- Caracterización dinámica, basada en pruebas de variación de presión, modelo de flujo de fluidos, cálculo de permeabilidad, daño y radio de drene, límites del yacimiento, entre otros.
- Tiempo y costos de perforación y terminación de pozos productores y/o inyectores.
- Productividad de pozos.
- Recolección, procesamiento, tratamiento y transporte de fluidos.

1.4.2.5 Incertidumbre de variables cualitativas.

Para cuantificar los riesgos de aquellas variables que por su naturaleza cualitativa no pudieron ser incluidas directamente en los modelos de forma cuantitativa, se utilizarán factores de ajuste en cada escenario.

Estos factores de ajuste cualitativo del riesgo para cada escenario y para cada ICD (en caso de existir más de uno), serán usados para ajustar el riesgo cuantitativo que será determinado para cada escenario.

Se deben listar las variables cualitativas detectadas durante la fase FEL-I, indicando para cada una de ellas, los factores de ajustes adoptados en esta fase FEL-II.

1.4.2.6 Ajustes al Modelo Integral (MI).

El MI, desarrollado en la fase de Visualización para la evaluación de todos los escenarios generados en esa fase, debe ser ajustado a fin de:

- Aumentar la confiabilidad de los resultados de cada escenario preseleccionado y minimizar la influencia de la herramienta de evaluación utilizada.
- Mejorar (optimizar) los resultados de cada escenario con la mejor combinación de valores de las variables de decisión bajo control del Activo.

La meta de este ajuste es disponer de una herramienta de pronóstico más confiable para seleccionar el mejor escenario.

La evaluación y disminución de la incertidumbre de las reservas y de los pronósticos de producción, basados en el refinamiento de los parámetros con mayor incertidumbre, se concreta utilizando mejoras al modelo analítico, o la utilización de modelos de balance de materia, o modelos numéricos simplificados.

Lo deseable es tener una simulación numérica del yacimiento, aunque sea un modelo simplificado, siempre que se justifique su utilidad.

- Pronósticos de producción de cada escenario preseleccionado. Presentar el pronóstico

Capítulo 1

de producción y acumulados de fluidos (aceite, agua y gas), en forma probabilística, para los casos P10, P50 y P90. Señalar volúmenes de producción incrementales asociados a procesos de recuperación adicional, sistemas artificiales de producción, pozos intermedios, un ejemplo se puede ver en la **Figura 1.9**.

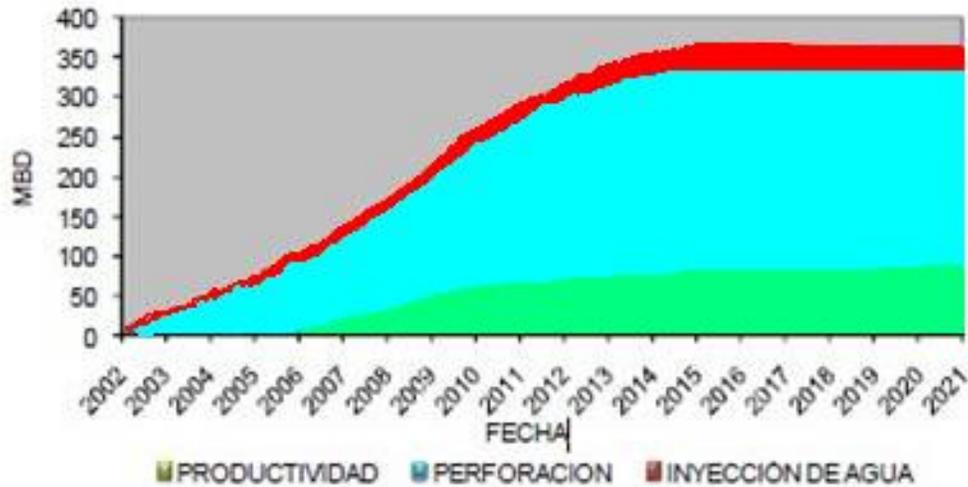


Figura 1.9. Volúmenes de producción incremental asociados a procesos de recuperación (Pemex, 2010).

- Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS). Describir brevemente para cada escenario analizado, cuáles serían los principales riesgos e incertidumbres considerados en el análisis de los mismos. Se debe considerar todos aquellos aspectos relevantes que deberían ser incluidos como criterio de selección, como son:
 - Conflictividad social
 - Nivel socio-económico de la zona
 - Riesgos de seguridad
 - Estudios ambientales

Como ejemplos de las consideraciones a ser consideradas en los riesgos de seguridad se muestran las siguientes imágenes **Fig. 1.10**.



Figura 1.10. Consideraciones en los estudios ambientales (Asociación de Ingenieros Petroleros A.C., 2011).

1.4.2.7 Evaluación de escenarios.

La evaluación de los escenarios se debe realizar con la participación de todo el equipo multidisciplinario de trabajo, utilizando las mejores prácticas y tecnologías disponibles.

El objetivo de esta etapa es permitir que durante la jerarquización final, todos los escenarios preseleccionados sean comparados en su mejor nivel, evitando así la posibilidad de comparar escenarios en desigualdad de condiciones. Esta desigualdad puede favorecer a unos escenarios y desfavorecer a otros.

Para cada escenario, se debe ejecutar un ejercicio de sensibilidades y análisis de riesgo para evaluar el impacto de cada variable en los resultados del proyecto.

Realizar la evaluación técnica-económica de los escenarios preseleccionados de acuerdo a los siguientes renglones:

Capítulo 1

- Estimado de ingresos. Presentar el pronóstico de ingresos estimados asociados a cada escenario.
- Estimado de inversiones asociadas a los pozos. Presentar una tabla de costos de perforación y terminación de pozos.
- Estimado de inversiones asociadas a las instalaciones. Presentar una tabla de costos de las instalaciones superficiales en función de los volúmenes de producción.
- Estimado de costos de operación. Presentar una tabla de todos los costos operacionales asociados a cada escenario.
- Cálculo de indicadores. Presentar los resultados de las evaluaciones económicas de los escenarios, mostrando los siguientes indicadores: VPN, VPI, costo del barril, DSVPN, TIR, VPN/VPI, VPE, relación VPN/VPE, PRI.

1.4.2.8 Jerarquización, optimización y selección del escenario final.

Después de la evaluación de cada uno de los escenarios factibles, se selecciona el más adecuado con base en una jerarquización técnica, económica y de riesgos como se muestra en la **Figura 1.11**.

Se debe presentar una tabla con los escenarios jerarquizados, donde se expliquen los elementos optimizados y/o combinados y los indicadores claves calculados, antes y después de la mencionada optimización.

Esta selección se debe llevar a cabo con la participación de trabajo multidisciplinario y recurriendo a la revisión de Pares para asegurar la calidad de la evaluación y selección del escenario final. Al final se debe indicar el escenario que será conceptualizado, explicando detalladamente las principales razones de su selección.

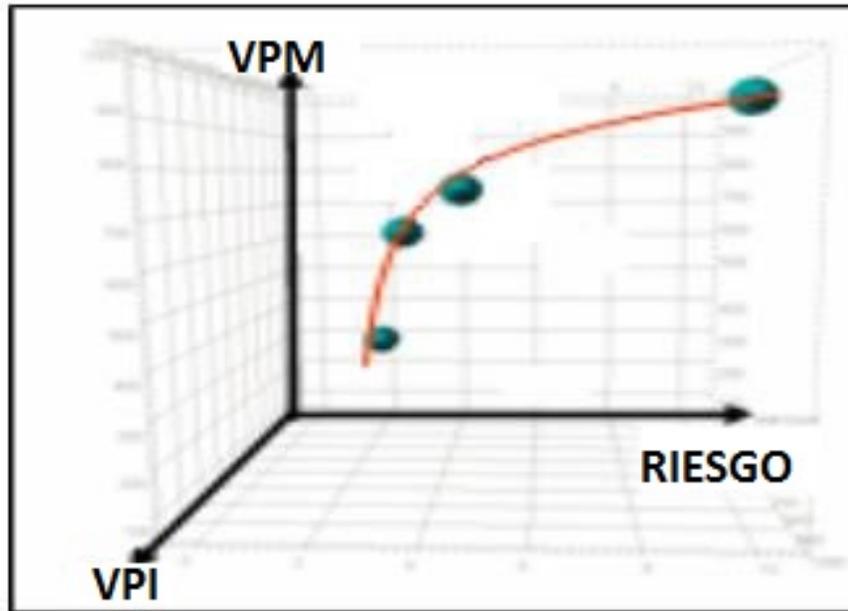


Figura1.11. Representa el gráfico de Jerarquización de Escenarios (Pemex, 2010).

1.4.2.9 Validación de la selección del escenario.

Dada la importancia de la decisión tomada en esta etapa, se justifica una revisión de alto nivel en donde se analicen los principales aspectos que soportan la decisión a ser tomada.

En este momento es necesario llevar a cabo una revisión por los Pares.

1.4.2.10 Ingeniería conceptual.

Habiéndose seleccionado el escenario, se prosigue con la elaboración de las bases de usuario preliminares y el desarrollo de la ingeniería conceptual de este.

- Ingeniería conceptual de subsuelo. De disponerse un modelo de simulación y de ser estrictamente necesario, es recomendable validar los pronósticos de producción del mejor escenario, utilizando un modelo numérico actualizado.

Capítulo 1

- *Desarrollo inicial o crecimiento.* Describir el proceso del desarrollo inicial del campo o crecimiento, indicando el número y tipo de pozos a perforar por año y sus gastos iniciales de producción, tiempo estimado de la etapa de desarrollo, aspectos críticos, todos con sus principales riesgos e incertidumbres.
- *Plataforma de producción.* Describir la plataforma de producción del escenario seleccionado, especificando el inicio y duración de la misma, los procesos identificados (compresión, sistemas artificiales, recuperación secundaria y/o adicional), estrategia de explotación, factor de agotamiento estimado, factor de recuperación estimado, etc.
- *Declinación.* Describir la etapa de declinación del escenario seleccionado, utilizando una gráfica de producción vs tiempo, donde se señale el inicio y duración de la declinación y su rango de variación, factor de declinación y su variabilidad.
- *Abandono.* Indicar el inicio de la etapa de abandono y su costo estimado, así como las estrategias para su ejecución.

De disponerse la información y servir de soporte a las actividades ejecutadas y productos, adjuntar lo siguiente:

- *Modelo estático.*
- *Modelo geológico estructural y sedimentológico.* Mapas estructurales, secciones sísmicas y secciones de correlación estructural entre pozos, mapas de la geología de campo, mapas de distribución de facies de campo y secciones.
 - *Atributos sísmicos.* Describir los análisis realizados para determinar que atributos sísmicos son relevantes para la caracterización de la roca almacén o fluidos.
 - *Modelo petrofísico del yacimiento.* Presentar resultados del reporte de pruebas de laboratorio, propiedades petrofísicas, calibración de perfiles y núcleos, secciones y mapas de iso-propiedades.
 - *Modelo de fracturas.* Presentar planos de densidad, distribución superficial y vertical, orientación de fracturas, porosidad y

permeabilidad de fracturas por unidades de flujo.

- *Modelo dinámico.*
 - *Modelo de simulación.* Descripción de la metodología de escalamiento para la malla de simulación, tamaño y ubicación del acuífero. Presentación de la vista superficial y vertical de la malla orientada geológicamente.
 - *Comportamiento del sistema roca fluidos.*
 - Información PVT. Presentar resultados de la validación del análisis PVT y presentar gráficas de la prueba diferencial de Bo,Bg,Rs. Condiciones de separación iniciales. Gráficas de las mismas después de aplicar condiciones de separación.
 - Información del sistema roca-fluidos. Presentar curvas de presión capilar y permeabilidades relativas, agua-aceite, gas-aceite. Resultados de las pruebas de mojabilidad. Gráfica de Sw vs profundidad.
 - Condiciones iniciales. Presentar gráfica de distribución de presión inicial y de relación de gas aceite vs. Profundidad, para los diferentes fluidos analizados. Gráfica de distribución de volumen poroso vs profundidad.
 - Localización y cronograma de perforación de pozos. Presentar un mapa de localización de pozos que incluya distribuciones de iso-hidrocarburos y fallas principales.
 - Resultados de la evaluación de las pruebas de presión-producción. Presentar una tabla con los datos de: presión de fondo estática, presión de fondo fluyente, presión en la cabeza, presión promedio del yacimiento, gasto de aceite, gasto de gas, gasto de agua, relación gas-aceite, permeabilidad, daño total, gastos iniciales, índices de productividad y potencial del pozo.
- Ingeniería conceptual de pozos. En esta etapa se deben desarrollar como mínimo, los siguientes elementos:
 - Descripción y diseño preliminar del tipo de pozo y terminación incluyendo

Capítulo 1

geometría y dimensiones preliminares de revestimiento, pozos nuevos y reparaciones.

- Trayectoria.
 - Fluidos de perforación.
 - Sarta de perforación preliminar, **Figura 1.12**
 - Descripción y diseño preliminar de la terminación incluyendo control de arena, sistema artificial, planes de estimulación y automatización.
 - Equipos mayores y materiales.
 - Estimado de costos clase IV.
 - Riesgos mayores.
- Ingeniería conceptual de instalaciones. En esta etapa, se desarrolla la ingeniería necesaria de las instalaciones para el manejo, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos de acuerdo a los perfiles de producción del mejor escenario, a fin de realizar el estimado de costo preliminar e incorporarlo en el costo del proyecto para la confirmación de la factibilidad técnico-económica del mismo.

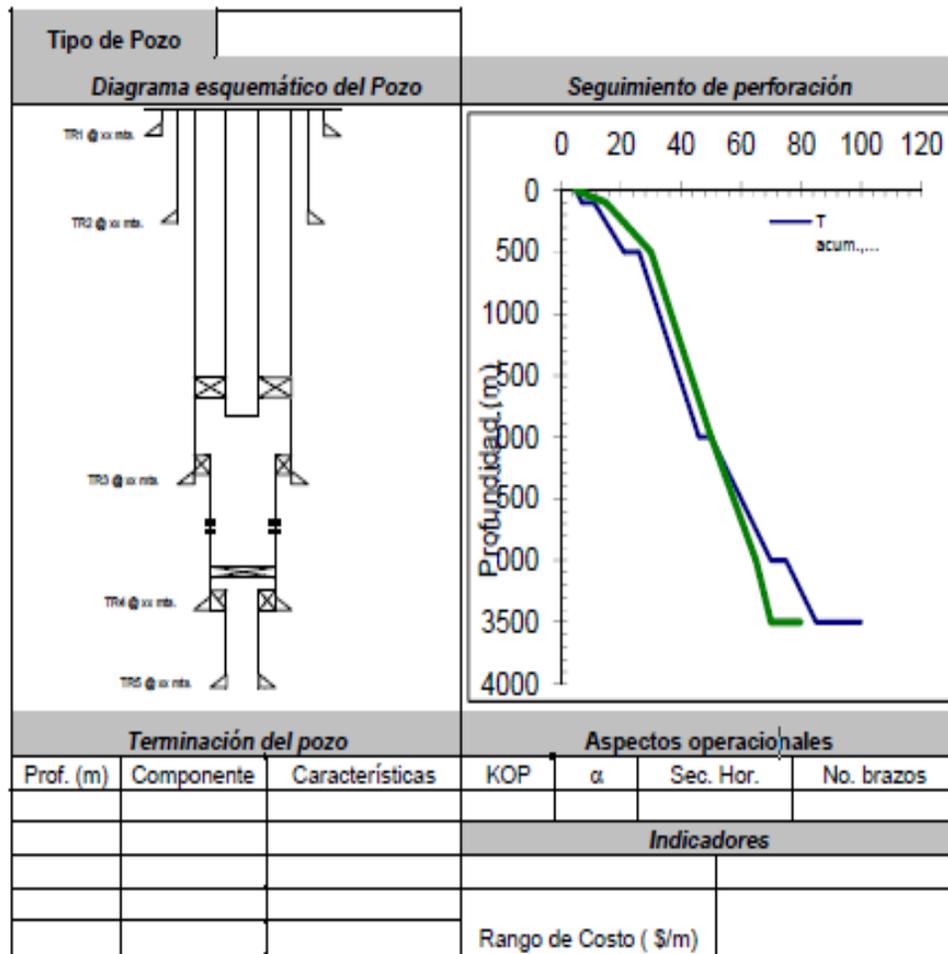


Figura 1.12. Programa de sarta de perforación (Pemex, 2010).

A continuación se presenta una lista enunciativa que pretende abarcar los requerimientos de documentación de la Ingeniería Conceptual de las instalaciones para cualquier tipo de proyecto en general. Dichos documentos serán la base para la revisión de pares que evaluará el grado de desarrollo mismo.

- Bases de usuario preliminares.
- Análisis de tecnologías usadas.
- Descripción de los procesos primarios.
- Esquemas de Flujo de Proceso (DFP) y de Tuberías e Instrumentación (DTI) preliminares.

Capítulo 1

- Proceso de acondicionamiento y tratamiento de los hidrocarburos.
- Definición del concepto estructural incluyendo operaciones marinas de carga, amarre, transporte e instalación.
- Pre diseño de instalaciones de red de agua contra incendios.
- Estimado de costos Clase IV y Plan de Ejecución de la Ingeniería Básica.
- Balance de masa y energía de proceso primarios.
- Programa general preliminar de ejecución de todas las obras que requiere el proyecto.

- Ingeniería conceptual de seguridad, protección ambiental e impacto social (SSPAIS). Establecer acciones que permitan cumplir con la normativa ambiental y de seguridad, mitigando en lo posible aquellas incertidumbres que pudieran impactar el proyecto. Considerar así mismo, un concepto de desarrollo sustentable para el proyecto y su área de influencia, con una visión de corto, mediano y largo plazo. En esta etapa se debe desarrollar las siguientes actividades:
 - Estudios de riesgos de seguridad, salud, protección ambiental y comunidad.
 - Conflictividad social.
 - Nivel socioeconómico.
 - Identificación de propietarios.
 - Autorizaciones y permisos federales y estatales.

1.4.2.11 Análisis económico.

El propósito de esta actividad es evaluar la rentabilidad del escenario seleccionado, reduciendo las incertidumbres y los riesgos.

- Estimado de ingresos. Presentar el pronóstico de ingresos estimados asociados al escenario seleccionado.
- Estimado de inversiones asociadas a los pozos. Presentar una tabla de costos de perforación y terminación de pozos.
- Estimado de inversiones asociadas a las instalaciones. Presentar una tabla de costos de las instalaciones superficiales en función de los volúmenes de producción esperados.

- Estimado de otras inversiones. Presentar una tabla con las inversiones en estudios técnicos, ambiente, etc.
- Estimado de costos de operación. Presentar una tabla con todos los costos operacionales asociados.
- Cálculo de indicadores. Presentar los resultados de la evaluación económica del escenario seleccionado, mostrando como mínimo los valores obtenidos para los siguientes indicadores VPN, VPI, costo del barril y DSVPN.
- Evaluación de la rentabilidad del escenario seleccionado. La evaluación del escenario seleccionado se realiza con base en la información obtenida de la ingeniería conceptual y con la realización de la evaluación económica. El objetivo consiste en producir toda la información necesaria para decidir sobre el costo del proyecto y sus beneficios. En algunos casos es necesario considerar más de un criterio económico para soportar la decisión final.

La estimación de los montos está basada en la información suministrada por los proveedores y la base de datos de PEMEX para construcción de pozos, plantas, procesos y equipos mayores.

En el caso de instalaciones, se podrán utilizar como mínimo, técnicas paramétricas o de factorización de equipos mayores y principales, así como también contratos vigentes si existieren. Adicionalmente, se debe preparar un cronograma de actividades principales desglosado por unidades o sistemas para la opción seleccionada.

Para el análisis de riesgos del negocio, se deben realizar sensibilidades a las premisas económicas del caso bajo análisis. Esto cubrirá el espacio de posibilidades de los indicadores económicos, incorporando así el riesgo dentro del análisis.

1.4.2.12 Mitigación de incertidumbres y/o riesgos.

- Plan de mitigación. Especificar la estrategia propuesta para la administración de las incertidumbres y/o riesgos. Describir el plan de mitigación indicando las actividades, acciones, recursos requeridos, etc.

Capítulo 1

- Pruebas piloto de los procesos. Incluir análisis para el uso o no de pruebas piloto de los procesos. De incorporarlas, indicar: criterios y suposiciones, limitaciones existentes, modelos del yacimiento utilizados, secciones transversales, instalaciones superficiales requeridas, resultados esperados.

1.4.2.13 Cronograma de ejecución del proyecto.

Se deberá elaborar un cronograma de ejecución del proyecto, resaltando actividades mayores durante el ciclo de vida del mismo. Deben considerarse principalmente:

- Plan para la fase de Definición del proyecto. Presentar tabla de actividades para la fase. Presentar una tabla con los recursos técnicos y financieros. Presentar cronograma de las actividades a realizar.
- Plan preliminar de ejecución del proyecto. Definir las principales actividades y las necesidades presupuestarias, tecnológicas y de competencia, consideradas para la ejecución del proyecto.

1.4.2.14 Entregables.

El entregable más importante es un Documento de Soporte de Decisión (DSD), se detallan la atención de áreas de oportunidad detectadas, las recomendaciones, los riesgos más importantes, las tecnologías, la selección y la ingeniería conceptual, así como la calificación de los indicadores FEL y la Cédula de Dictamen.

1.5 Fase de Definición (FEL-III).

1.5.1 Descripción y Objetivos.

Es la fase donde se desarrolla el proyecto básico. Consiste en proporcionar mayor detalle a todos los elementos técnicos que conforman el escenario seleccionado, mediante la ejecución de: la ingeniería básica y análisis de incertidumbres, costos, economía, así como la documentación para la autorización del proyecto.

En esta fase se presenta el documento que consolida el desarrollo del escenario seleccionado

en FEL-II.

El objetivo de esta fase es desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado para precisar el valor económico esperado, así como su incertidumbre y riesgo asociado.

1.5.2 Lineamientos.

1.5.2.1 Revisión del FEL-II.

Señalar cualquier cambio en el objetivo y alcance original del FEL. En caso de no haber cambios, especificar que el proyecto sigue con la misma orientación, objetivo y alcance que se ha venido manejando hasta el momento.

La fase FEL-III se inicia con una revisión de la documentación técnica generada en la fase FEL-II, la cual debe incluir:

- Plan de atención de recomendaciones del Dictamen del FEL-II. En caso tal que durante el desarrollo de la fase de FEL-II se hayan recomendado estudios y actividades para reducir las incertidumbres, se deberá constatar su ejecución y adecuado cumplimiento y generar un plan de atención a las mismas.
- Revisión de objetivos y alcance. Si se llegaran a realizar cambios en el proyecto que pueden afectar el alcance y objetivo del mismo, se deben reorientar algunas actividades que permitan lograr los objetivos trazados.
- Revisión de las mejores prácticas y lecciones aprendidas. Igualmente es conveniente examinar la aplicación de las mejores prácticas y lecciones aprendidas en campos y proyectos similares tanto a nivel nacional e internacional.
- Revisión y actualización del plan de trabajo FEL-III. En base a la revisión de los resultados obtenidos en la fase FEL-II, se debe proceder a la revisión y ajuste del plan de trabajo de la fase FEL-III, contemplando los siguientes aspectos:
 - Diagrama de flujo de la fase FEL-III, revisión y ajuste de objetivo y alcance.

Capítulo 1

- Revisión de indicadores y documentación requerida.
- Revisión de entregables.
- Revisión y ajustes de actividades.
- Revisión de los requerimientos de equipos multidisciplinarios, individuales y complementarios.

1.5.2.2 Revisión y ajuste al plan seleccionado.

En función de la revisión de los resultados del FEL-II, se hace necesario en esta fase FEL- III desarrollar las actividades que permitan incorporar recomendaciones y ajustes, antes de proceder al desarrollo de la ingeniería básica.

Documentar los resultados de las acciones y ajustes realizados en función de las recomendaciones emitidas en el proceso de revisión y Dictamen del FEL-II haciendo énfasis en los siguientes elementos:

- Acciones de mitigación realizadas. Listar y describir cada una de las acciones efectuadas para mitigar incertidumbres e indicar a que variables afectan.
- Ajustes de distribuciones probabilísticas. Listar las variables técnico-económicas de incertidumbres con mayor impacto detectadas mediante los diagramas de tornado de la fase FEL-II.

1.5.3 Ingeniería básica.

1.5.3.1 Ingeniería básica de subsuelo.

En esta etapa se ajustará la estrategia final de explotación del yacimiento/campo, las curvas de pronósticos de producción y acumulados de fluidos en forma probabilística vs tiempo, señalando: el inicio y duración de la fase de desarrollo inicial si aplica, crecimiento y/o mantenimiento, declinación y abandono, en función de los objetivos de producción.

Adicionalmente, se elaborará un plan de administración integral del yacimiento que servirá de marco regulador de la explotación de éste durante su ciclo de vida, el cual definirá:

- Captura y análisis de información.
- Programa de actualización de modelos.
- Plan operacional.
- Estrategia de explotación. Describir la estrategia de explotación final del yacimiento-campo, incluyendo las curvas de pronósticos de producción y acumulados de fluidos en forma probabilística vs tiempo.
- Desarrollo inicial o crecimiento. Describir el proceso de desarrollo inicial o crecimiento del campo, de acuerdo al objetivo de producción y/o la plataforma óptima de producción establecida para el escenario seleccionado.
Indicar el número y tipo de pozos por año, gastos iniciales de producción con su rango de variación de acuerdo a las principales incertidumbres, tiempo estimado de la etapa y su incertidumbre, principales riesgos e incertidumbres cuantificadas, factor estimado de éxito y los impactos de estos en el desarrollo inicial o crecimiento.
- Plataforma de producción. Describir la plataforma de producción del escenario seleccionado final, mostrando: inicio y duración de la misma con su rango de variación, procesos identificados en la plataforma de producción, aspectos de riesgo e incertidumbre definidos y sus impactos, estrategia de explotación del escenario, factor de agotamiento estimado de la plataforma y su variabilidad, factor de recuperación.
Incluir las acciones de optimización y/o aseguramiento de flujo para mitigar la declinación de los pozos, manejo de producción de agua, arena, gases amargos, precipitación y depocitación de sólidos en pozos y sistemas de producción.
- Declinación. Escribir la etapa de declinación del escenario seleccionado, donde se señale el inicio y duración de la declinación y su rango de variación, factor de declinación estimado y su variabilidad, para disminuir la declinación, principales riesgos e incertidumbres.
- Abandono. Indicar el inicio de la etapa de abandono, las estrategias de ejecución y su costo estimado.
- Monitoreo de explotación del yacimiento. Señalar el plan para el monitoreo del avance de los contactos de los fluidos, plan de adquisición de información.
- Tecnología a utilizar. Describir las tecnologías incorporadas como es la toma de

registros geofísicos **Fig. 1.13**, el uso de las principales actividades e hitos para la ingeniería, procura, construcción y evaluación de las mismas.

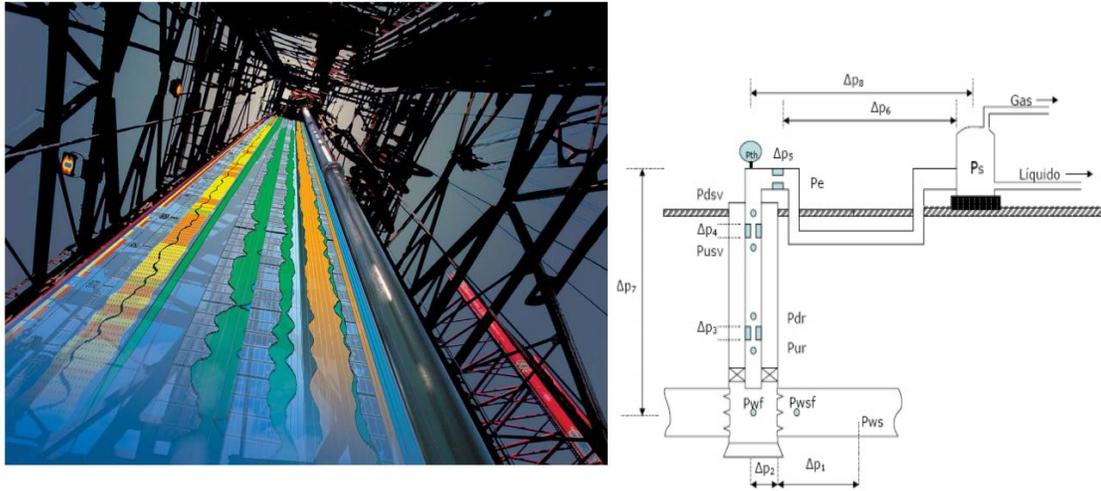


Figura 1.13. Uso de tecnologías como la toma de registros geofísicos y nuevas implementaciones en instalaciones (Asociación de Ingenieros Petroleros A.C., 2011).

1.5.3.2 Desarrollo de la ingeniería básica de pozos.

La ingeniería básica de pozos, está fundamentada principalmente en el detalle de los diferentes componentes de la perforación y terminación de los pozos tipo, incluyendo la productividad y los sistemas artificiales de producción, a fin de lograr la óptima explotación del campo. Es necesario realizar un diseño de los pozos adaptado a la estructura, características y propiedades del yacimiento, que garantice la mayor productividad.

La documentación de la ingeniería básica de pozos debe incluir la perforación y terminación de pozos, **Figuras 1.14a y 1.14b**, incluyendo los siguientes aspectos:

- Descripción y esquema mecánico del pozo.
- Programa direccional.
- Programa de sarta de perforación.
- Programa de barrenas e hidráulica.
- Programa de cementación.
- Programa de toma de información.
- Equipo de control de pozo.

- Programa de fluidos.
- Programa tuberías de revestimiento.
- Selección de cabezales y medio árbol.
- Diseño de la terminación.
- Productividad de pozos.

De los aspectos anteriores se muestran a continuación, en la **Figura 1.14**, el equipo de control de pozos y **Tablas 1.5a y 1.5 b** una tabla donde se muestra el programa de fluidos y de tubería de revestimiento **Fig.1.14 b**

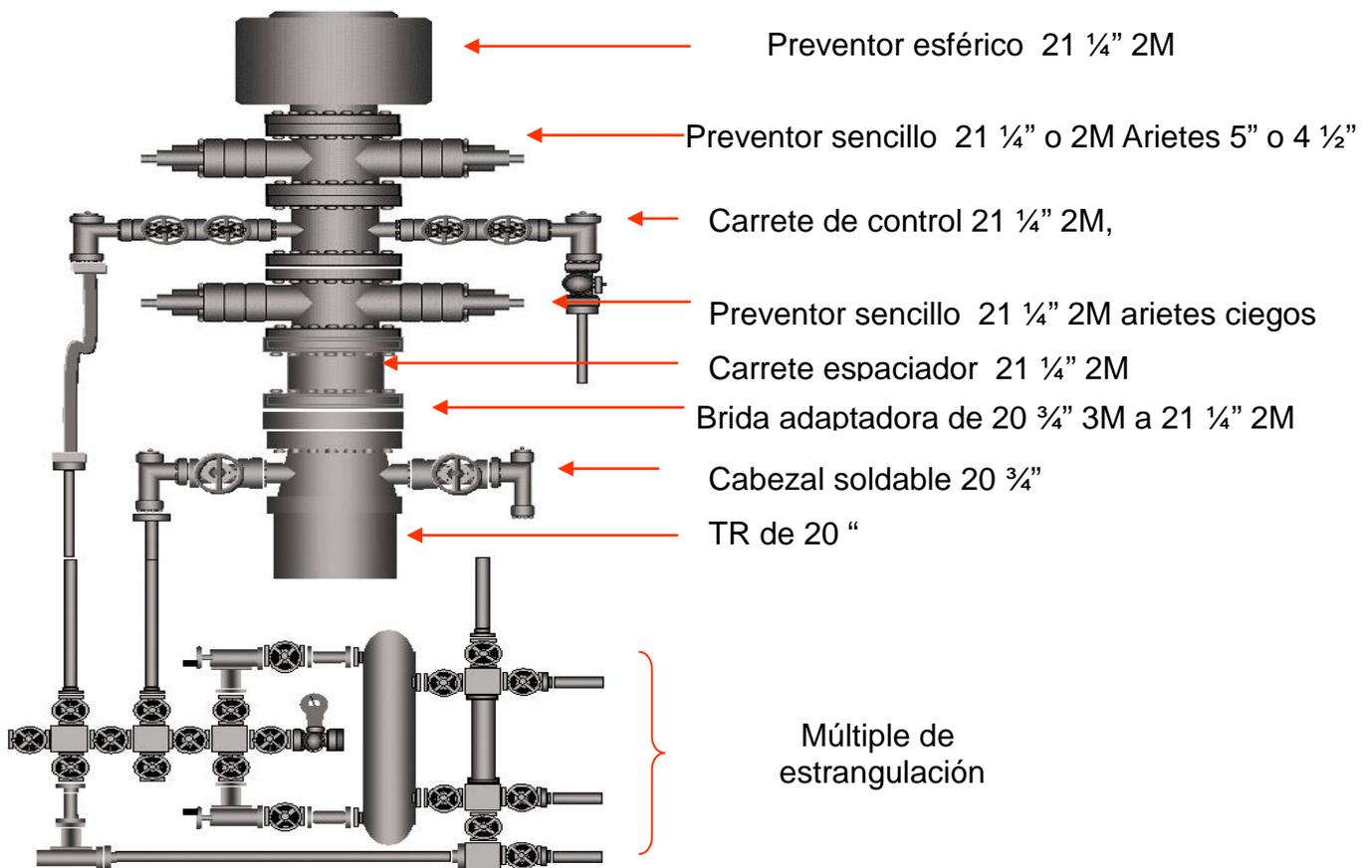


Figura 1.14a. Ejemplo de equipo de control de pozo (Pemex, 2010).

Tablas 1.5 a y b. Programa de fluidos y Programa de tuberías de revestimiento (Pemex, 2010).

Capítulo 1

a) Programa de Fluidos

Tipo	Descripción	Densidad (g/cm)	Aditivos	Observaciones
Control	LODO FAPX	0.86	EMULSIFICANTE	
Molienda	BENTONITICO	1.04	BENTONITA	
Empacador	ANHIB-II	1.00	INHIBIDOR DE CORROSION	

b) Tubería de revestimiento

Diám.Ext. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Distribución (m.d.b.m.r.)	
			de	a
30	B-52	309.70	0	130.00
20	X-56	94	0	500.00
13 3/8	N-80	68	0	518.30

- Sistema artificial de producción. Desarrollar, como parte del diseño de pozos, todos los elementos del sistema artificial, tales como:
 - Número de etapas de la bomba electro-centrifuga.
 - Selección y verificación del elastómero, caso de bombas de cavidad progresiva.
 - Requerimientos de gas.
 - Aspectos de electricidad.
 - Aparejos de producción.
 - Ingeniería básica del acople yacimiento, pozo y la superficie.
 - Plan de mantenimiento.
 - Plan de mantenimiento de pozos.
 - Riesgos operacionales y planes de mitigación. Presentar la estadística de los tiempos de perforación, desglosada en tiempos efectivos, tiempos no productivos y de espera. Resumen de los principales riesgos operativos durante la perforación y terminación y sus alternativas de mitigación y/o solución.
- Límite técnico. Presentar el soporte del tiempo real con las estadísticas de los pozos del área del proyecto. Determinar y reportar el tiempo removible; tiempos no productivos visibles e invisibles., ver el ejemplo en la **Figura 1.15**.
- Costos de Perforación y terminación. Presentar tablas con los estimados de costos de la perforación y terminación, incluyendo los costos de sistemas artificiales de producción, fracturamiento, estimulación, control de finos y automatización en caso

de requerirse, como ejemplo se muestra la **Tabla 1.5**.

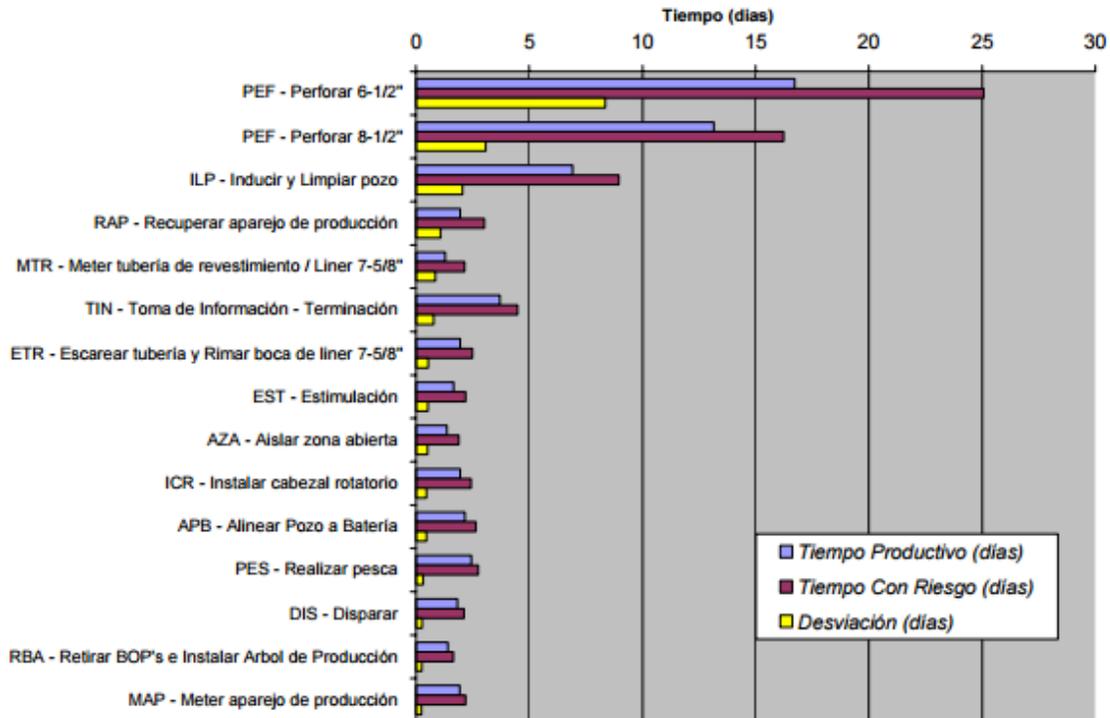


Figura 1.15. Ejemplo de la distribución de tiempos productivos por actividad (Pemex, 2010).

Capítulo 1

Tabla 1.5. Costos de construcción de pozos (perforación y terminación), (Pemex, 2010).

	Descripción	Unidad	Programado	Cantidad	Unidad
Fecha Actualizada			Tiempo total		Días
Pozo			Tiempo de instalación de estructura		Días
Plataforma			Tiempo de movimiento de equipo		Días
Equipos			Tiempo de perforación		Días
Tipo			Tiempo de terminación		Días
Región Operativa			Costo Diario Equipo		Pesos
Costo Diario Equipo			Profundidad medida		m
			Ángulo de desviación (max)		grados
A. Costos de instalaciones	P10	P50	P90	Unidad	
instalación de plataformas				Pesos	
Instalación de estructuras				Pesos	
Subtotal de instalaciones				Pesos	
B. Costo de perforación				Unidad	
Equipo de perforación				Pesos	
Logística				Pesos	
Materiales				Pesos	
Servicios				Pesos	
Subtotal de perforación				pesos	
C. Costos de reparación				Unidad	
Equipo de perforación				Pesos	
Logística				Pesos	
Materiales				Pesos	
Servicios				Pesos	
Subtotal de reparación				Pesos	
D. Costos de terminación				Unidad	
Equipo de perforación				Pesos	
Logística				Pesos	
Materiales				Pesos	
Servicios				Pesos	
Subtotal de terminación				Pesos	
E. Costos de administración (20% factor de admin.)				Unidad	
Gasto de administración de instalaciones				Pesos	
Gasto de administración de perforación				Pesos	
Gasto de administración de reparación				Pesos	
Gasto de administración de terminación				Pesos	
Subtotal de administración				Pesos	
E. Costo total				Unidad	
Total (A+B+C+D)				Pesos	

1.5.3.3 Desarrollo de la ingeniería básica de las instalaciones.

En esta etapa debe desarrollarse la ingeniería básica y complementaria para el diseño de las instalaciones de superficie, requeridas para manejar de manera eficiente, confiable y segura, los fluidos producidos.

A continuación se presenta la lista general de documentos entregables que deben presentarse al culminar la ingeniería básica y complementaria de las instalaciones para cualquier tipo de proyecto y que servirá a los pares para evaluar el grado de definición del proyecto.

Cabe destacar que dependiendo del proyecto, algunos de los documentos en cuestión pueden que no sean aplicables. En ese caso, deberá especificarse las razones por las cuales no pueden entregarse para su revisión y evaluación.

- Procesos.
 - Criterios y bases de diseño.
 - Memoria descriptiva del proyecto.
 - Memorias de cálculos.
 - Filosofía de operación.
 - Hoja de datos de equipos.
 - Diagramas de flujo de procesos y servicios auxiliares.
 - Balance de materia y energía.
 - Diagrama de tuberías e instrumentación.

- Sistemas.
 - Análisis hidráulico de las líneas de procesos y servicios auxiliares.
 - Descripción lógica operacional.
 - Plano de localización general de equipos.

- Obra civil.

Capítulo 1

- Criterios y bases de diseño.
 - Memoria descriptiva.
 - Memoria de cálculo
 - Volúmenes de obra.
 - Mecánica de suelos.
 - Estudios topográficos.
 - Cimentaciones de equipos.
 - Movimiento de tierra.
 - Estructuras.
 - Drenajes
 - Análisis de izaje.
 - Estudios meteorológicos.
 - Carga y amarre.
-
- Mecánica y tuberías.
 - Criterios y bases de diseño.
 - Memoria descriptiva.
 - Planos de alineamiento.
 - Memoria de cálculo.
 - Plano de ubicación de equipos mayores.
-
- Instrumentación, control y automatización.
 - Criterios y bases de diseño.
 - Memoria descriptiva.
 - Volúmenes de obra.
 - Hoja de especificaciones.
 - Filosofía de control.
 - Arquitectura.
 - Plano de localización de instrumentos.
 - Diagramas de lazo.

- Telecomunicaciones.
 - Voz y datos.
 - Sistema de radiocomunicación.
 - Hojas de datos.
 - Control de acceso.

- Seguridad, salud y protección ambiental.
 - Sistema de gas y fuego.
 - Sistema de pro por emergencia.
 - Sistema contra-incendio.

- Sistema de protección anticorrosiva.
 - Instalaciones terrestres, instalaciones costa fuera, ductos terrestres y ductos marinos.

- Electricidad.
 - Criterios y bases de diseño.
 - Memoria descriptiva.
 - Memoria de cálculo.
 - Volúmenes de obra.
 - Sistema contra descargas atmosféricas.
 - Protección catódica.
 - Subestaciones.

- General e ingeniería de valor.
 - Evaluación grado de definición del proyecto.
 - Análisis de riesgos.
 - Programa de contratación.
 - Programa de aseguramiento tecnológico.

Capítulo 1

- Autorizaciones y permisos federales, estatales, municipales y ante terceros.
- Estimado de costos clase III.
- Análisis cuantitativo de riesgos.
- Estudios de riesgos de procesos.

Para definir y reducir la incertidumbre, se deben incluir los siguientes elementos:

- Distribución.
- Inyección y transporte de fluidos.
- Separación de gases, líquidos y sólidos.
- Centrales de deshidratación.
- Desalado.
- Almacenamiento y bombeo de aceite.
- Centrales de compresión.
- Plantas generadoras.
- Plantas de inyección de fluidos.
- Procesamiento del gas en baterías.

A manera de ilustración se presenta en la **Figura 1.16** el diagrama que representa el procesamiento de gas en baterías.

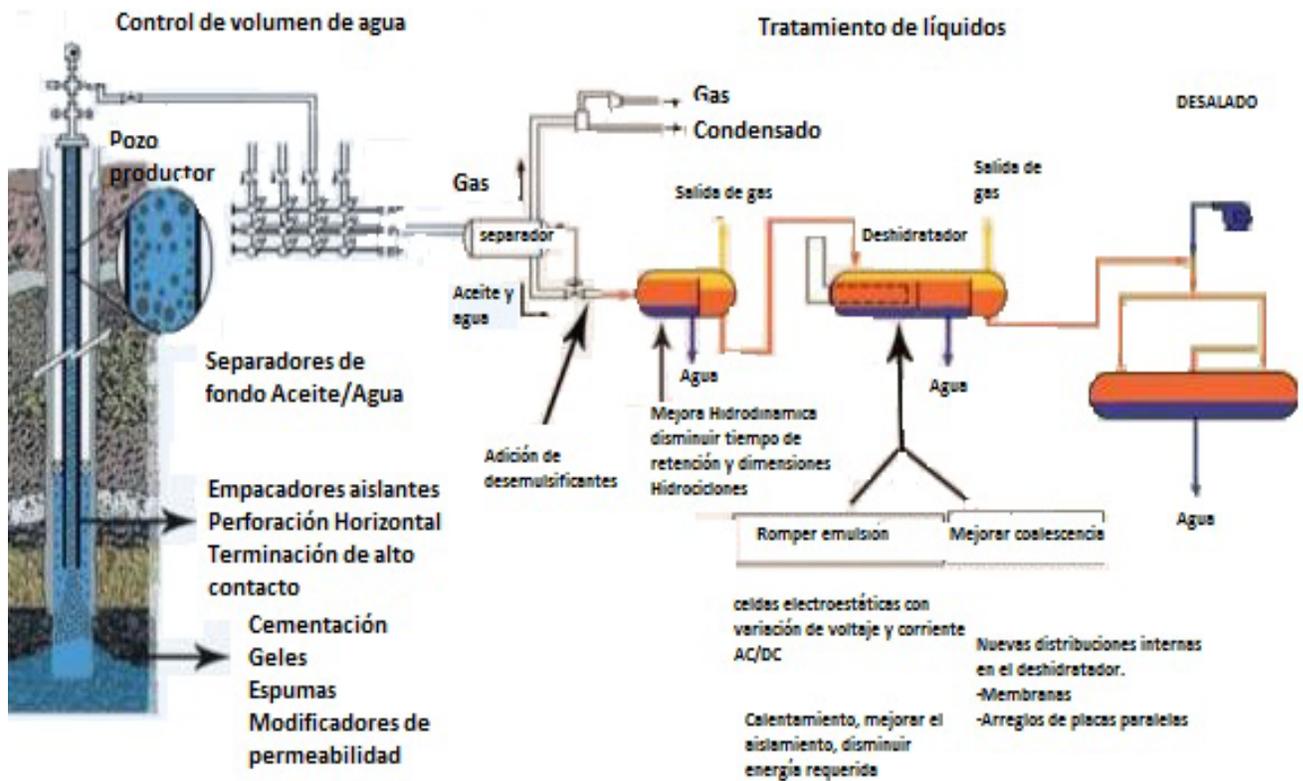


Figura 1.16. Procesamiento del gas en baterías (Asociación de Ingenieros Petroleros A.C., 2011).

1.5.3.4 Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS).

En esta etapa se deben desarrollar las siguientes actividades:

- Análisis de riesgos. Identificar, calificar, cuantificar y establecer el nivel de riesgo de los subsistemas del proyecto.
- Estándares de seguridad, higiene e ingeniería básica. Revisión de la ingeniería básica de los sistemas de seguridad, higiene y ambiente con el fin de asegurar el cumplimiento de la normativa de PEMEX.

Capítulo 1

- Manifiesto de estudio de impacto y riesgo ambiental. Preparar los estudios de impacto y de riesgos ambientales, así como el plan de prevención de accidentes en los casos en que no existan, de acuerdo a la normativa legal con el fin de solicitar las autorizaciones ambientales correspondientes.
- Condiciones de la autoridad ambiental. Preparar y someter a la autoridad ambiental el plan con las acciones requeridas en las autorizaciones ambientales
- Plan de operación. Adecuar las nuevas instalaciones al sistema de administración de riesgos de PEMEX, SSPA.
- Recursos en seguridad, higiene y ambiente. Definir los costos requeridos en seguridad, salud y protección ambiental para las siguientes etapas del proyecto, así como planificar la participación oportuna de personal calificado de las áreas de SIPA.
- Afinamiento de los estudios de riesgos en el aspecto de seguridad, salud, protección ambiental y comunidad.
- Planes de mitigación tanto en el ámbito ambiental como el social.
- Autorizaciones y permisos a nivel Federal, Estatal y Municipal.

1.5.3.5 Estimación de costos.

Una vez ejecutadas las ingenierías básicas, se debe preparar un estimado de costos clase III. Este estimado debe desglosarse en inversiones estratégicas y operacionales y se utilizará para solicitar la aprobación de fondos en el presupuesto de inversiones.

La manera de garantizar que el estimado de costo tendrá la calidad requerida para la aprobación de fondos es mediante la identificación de toda la información con la calidad necesaria para su elaboración. El nivel requerido en esta fase necesita la preparación de los costos de inversión, operación y mantenimiento que se mencionan a continuación:

- Estimado de costos de inversión (Costos de inversión clase III).
 - Perforación de pozos.
 - Terminación de pozos.
 - Reparaciones mayores de pozos.

- Instalaciones de superficie y automatización.
- Estudios y pruebas piloto.
- Estimado de costos de operación.
 - Reparaciones menores y servicios a pozos.
 - Pagos de financiamientos.
 - Operación y mantenimiento de instalaciones.
 - Pagos de servicios y suministros internos y externos.
 - Administración de recursos humanos.

1.5.3.6 Análisis económico del proyecto.

En esta actividad del FEL-III se generan, desarrollan y analizan los indicadores económicos definitivos que van a determinar tanto la viabilidad económica del proyecto, como su pase definitivo a la fase de ejecución. Los indicadores institucionales utilizados para la evaluación de los proyectos son:

- VPN.
- TIR.
- VPN/VPI.
- $VPN / (VPI + VPE)$.

Éstos, sirven de base en la evaluación económica del proyecto y su jerarquización para la asignación de recursos y su pase a la fase de ejecución.

1.5.3.7 Identificación de variables con incertidumbres de mayor impacto.

Presentar diagrama de tornado con las variables de incertidumbre que más impacto tienen dentro de la evaluación del escenario seleccionado.

1.5.3.8 Mitigación de riesgos e incertidumbres.

- Plan para la mitigación. Especificar la estrategia propuesta para la administración de las incertidumbres y/o riesgos. Si la incertidumbre y/o el riesgo son transferidos,

describir lo que se va a realizar por contrato y especificar las incertidumbres y/o los riesgos que fueron evitados en el proyecto.

1.5.3.9 Plan de ejecución del proyecto.

El plan de ejecución del proyecto es, por excelencia, la herramienta para asegurar que todas las actividades y tareas necesarias para la terminación exitosa del mismo se ejecuten dentro de las metas de tiempo, costo y calidad.

El plan de ejecución se debe ajustar en esta fase FEL-III y debe contemplar los siguientes aspectos:

- Definición y jerarquización de los objetivos del proyecto.
- Definición del entorno operativo del proyecto, incluyendo: tecnología, análisis del potencial y limitaciones del suministro de bienes y servicios para el proyecto.
- Identificación de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas en los aspectos excepcionales del proyecto.
- Plan de consecución de requisitos aprobatorios y regulatorios.
- Ejecución y operación del proyecto.
- Estrategia de ejecución. Describe la estrategia de ejecución del proyecto, resaltando sus aspectos más importantes; economía de escala, sinergias, reingenierías, etc.
- Estrategia de procura y contratación.
 - *Plan de adquisición de equipos y materiales.* Presentar el análisis de la selección de prestadores de servicios por especialidad, el diseño de las bases técnicas para la licitación y cronograma.
 - *Selección y validación de la estrategia de contratación.* Indicar tipos, modalidades y estrategias de contratación analizadas.
 - *Evaluación de la capacidad de contratistas.* Plasmar los resultados de la evaluación de la capacidad de los contratistas disponibles con sus respectivas calificaciones para realizar el trabajo.

- Desarrollo de campos. Incluir plan de perforación, terminación y reparación.
- Toma de información y estudios. Describir el plan de adquisición de información como toma de registros geofísicos, especiales y de producción; toma de núcleos; toma de muestras de fluidos; para mitigar las incertidumbres.
- Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social (SSPAIS). Describir los planes de mitigación para la operación y mantenimiento a los sistemas de seguridad y conflictividad social. Describir las actividades y/o planes para la consecución de autorizaciones y permisos federales, estatales y municipales.
- Plan de construcción de instalaciones. Describir el plan de construcción de instalaciones incluyendo: logística y costos por año, sistema de recolección, inyección y transporte, plantas de procesamiento.
- Planes detallados para la administración. Describir la cantidad y el origen del presupuesto necesario para la realización del proyecto.
- Guías para el control del proyecto. Describir el sistema de control por partidas físicas y de costos, identificar puntos críticos.

1.5.3.10 Entregables de la fase FEL-III.

El entregable más importante es el Documento Soporte de Decisión de la fase, registrado en el Portal. Debe incluir la atención de las áreas de oportunidad detectadas, las recomendaciones, calificación de los indicadores FEL y la Cédula de Dictamen.

Adicionalmente, para la autorización del proyecto debe haber un compendio de todos los documentos técnicos necesarios a ser presentados al dictaminador correspondiente, para la solicitud de la autorización e inclusión en la cartera de proyectos de PEP que se hace a la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE).

Este compendio de documentos está sintetizado en un resumen técnico-económico que contiene todos los elementos importantes desarrollados en cada una de las tres fases del proceso FEL, en la **Figura 1.17** se presentan las tres fases principales del proceso, visualización, conceptualización y definición, sus objetivos respectivos, actividades y costos asociados en cada etapa.

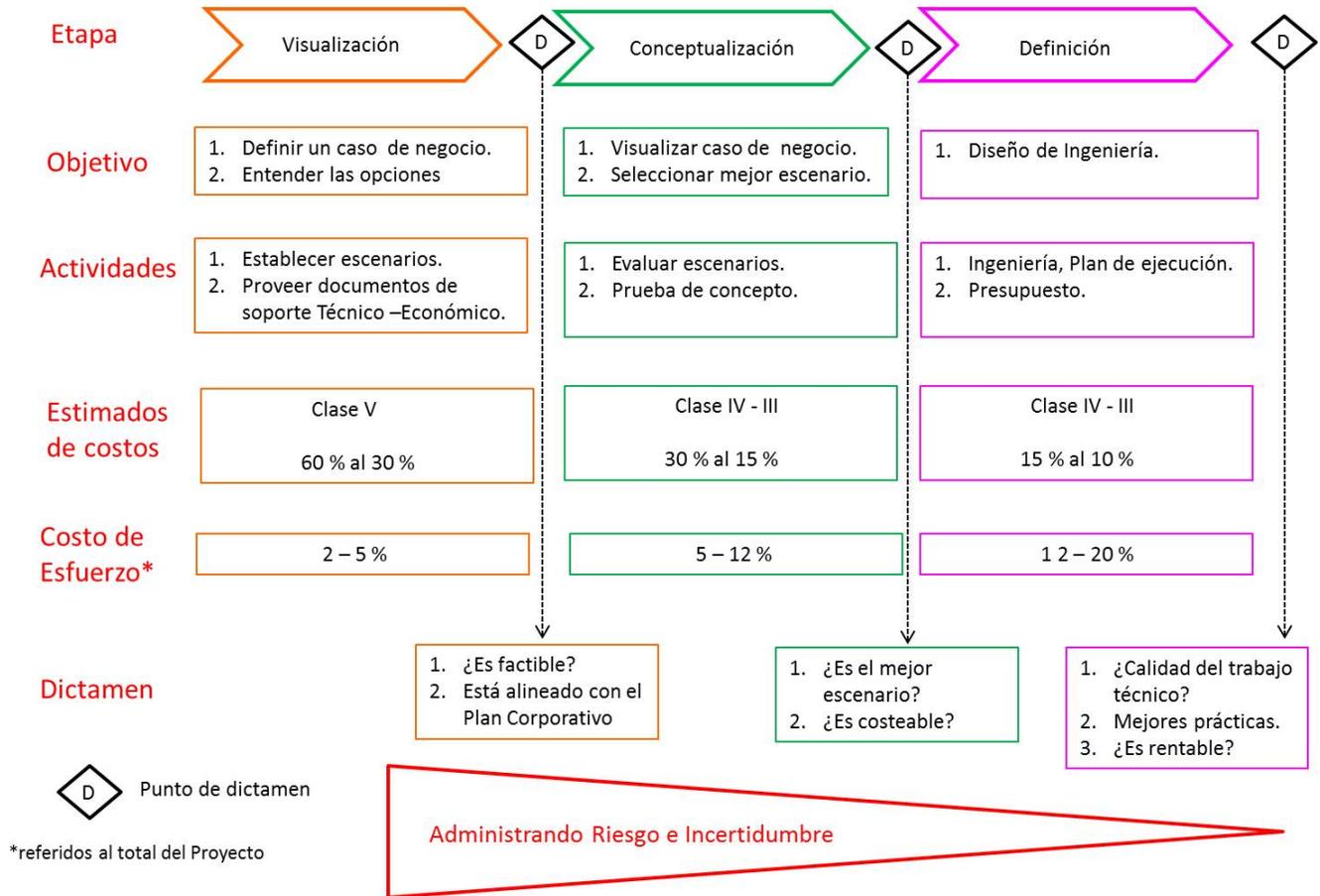


Figura 1.17. Las tres etapas principales del proceso FEL (Gandulay y Tapia, 2012).

1.6 Lineamientos para la implementación de la metodología FEL en proyectos de explotación.

Es importante tener un proceso estándar y una metodología con las mejores prácticas mundiales para ejecutar un proyecto desde FEL-I hasta la materialización y puesta en marcha.

1.6.1 Esquema organizacional para el desarrollo de proyecto.

Para el desarrollo de un proyecto integral de explotación, durante las distintas fases se

requiere de la formalización de un esquema organizacional y de un sistema de gobernabilidad adecuado.

La responsabilidad de la dirección estratégica de los proyectos de explotación queda a cargo del Administrador del Activo¹, quien fungirá como Patrocinador, ya que es a quien pertenece el proyecto.

Las funciones del Patrocinador y del líder del proyecto FEL se describen a continuación:

- Patrocinador.
 - Asegurar la alineación del proyecto con la estrategia de la corporación.
 - Asegurar la participación de todos los involucrados dentro de la organización en la definición del objetivo y alcance del proyecto.
 - Designar al líder operativo y al director del proyecto.
 - Realizar seguimiento al cumplimiento de los objetivos.

- Líder del proyecto FEL.
 - Conformar el equipo multidisciplinario e impulsar la formalización de la participación de sus integrantes ante las respectivas organizaciones involucradas.

¹ Personal de mayor jerarquía en la organización involucrada en el diseño del proyecto FEL

Capítulo 1

- Diseñar y supervisar la elaboración de los programas de trabajo del proyecto para las diferentes fases.
 - Documentar en el Portal FEL de Explotación, la información relacionada a todos los aspectos técnicos requeridos por los procedimientos para cada tipo de proyecto.
 - Dirigir y supervisar todas las actividades del equipo multidisciplinario.
 - Integrar y atender todas las recomendaciones y áreas de oportunidad identificadas en el proceso de seguimiento, Pre dictamen y Dictamen.
 - Integrar el Documento Soporte de Decisiones (DSD) de cada fase del proyecto.
 - Presentar los resultados en conjunto con el coordinador de diseño y el Administrador del Activo para la revisión y Dictamen e incorporación en cartera.
 - Calificar los indicadores FEL que le corresponden en cada fase.
- El dictaminador. Es quien dictamina de manera favorable o no favorable, con recomendaciones o sin ellas para cada fase del proyecto; apoyándose en las aportaciones de los Pares de cada especialidad durante el proceso de revisión del proyecto. El dictaminador puede ser tanto una persona, como un grupo de personas que se constituyan como un comité guía o comité ejecutivo. Las características importantes de un dictaminador a ser buscadas en el perfil son:
- Un adecuado balance en las áreas de conocimiento técnico relativos al proyecto.
 - Adecuado poder de convocatoria, para incorporar los recursos humanos (Pares) que se requieren en el proceso.
 - Un sólido conocimiento para la toma de decisiones de carácter gerencial.
 - Suficiente nivel de credibilidad y asumir el rol de facilitador cuando la toma de la decisión final requiera del aporte de niveles superiores.

Es importante entender que el dictaminador debe ser el árbitro imparcial que no esté directamente involucrado en la ejecución diaria de las tareas y que sea reconocido como una

persona de experiencia a quien acudir.

1.6.2 Proceso de Dictamen.

El proceso de Dictamen es el proceso mediante el cual se evalúan y se certifican los elementos utilizados y generados al final de las fases FEL-I, FEL-II y FEL-III.

Asegurar que el desarrollo de las fases del proyecto cumpla con parámetros técnicos económicos adecuados, de forma organizada, sistematizada y debidamente soportada.

1.6.2.1 Administración Integral de Pares.

En la industria petrolera a nivel mundial, la revisión de Pares (Peer review)² es una parte fundamental en el proceso de Dictamen de los proyectos de Explotación, con lo cual se certifica la calidad del soporte técnico de los mismos.

La documentación técnico económica de proyectos con la metodología FEL se efectúa para cada una de las fases de Visualización (FEL-I), Conceptualización (FEL-II) y Definición (FEL-III), y es representada por los integrantes del equipo multidisciplinario o equipo FEL a los Pares asignados, ya sea dentro del Portal FEL de Explotación o bien en las revisiones presenciales de Pre dictamen o Dictamen Técnico.

Con lo anterior, los Pares detectan nuevas áreas de oportunidad, emiten recomendaciones, se aseguran del empleo de mejores prácticas y tecnologías, que coadyuvan a incrementar la productividad y la recuperación final de hidrocarburos, a reducir costos, a reducir tiempos de ejecución, a incrementar la seguridad y protección ambiental y a reducir las incertidumbres y administrar el riesgo, con objeto de maximizar la rentabilidad del proyecto.

² Pares: Especialista interno ó externo a PEP, en una determinada disciplina técnica ó económica, con similar o mayor dominio y experiencia a la del especialista del equipo multidisciplinario encargado de diseñar el proyecto de explotación.

Capítulo 1

El Dictamen de los proyectos de Explotación se realiza a partir de la evaluación de los indicadores FEL por área de especialidad, con la participación de los Pares asignados a cada proyecto. Finalmente, concluida la documentación y aprobados los indicadores FEL, se lleva a cabo el Dictamen correspondiente a la fase, en el cual los Pares validan la incorporación de las recomendaciones, mejores prácticas, tecnologías y áreas de oportunidad detectadas para la fase.

Como resultado de esta validación, emiten el reporte por especialidad correspondiente, concluyendo si el proyecto cuenta con el soporte necesario para su aprobación.

La Administración Integral de Pares (AIP) es un proceso que contempla el funcionamiento y desempeño de los Pares, y que forma parte de la estrategia de la Gerencia de Dictamen para la mejora continua de su proceso central de Dictamen de los proyectos de explotación de PEP.

El objetivo de la AIP es integrar y hacer eficientes las iniciativas, acciones y actividades necesarias para optimizar el tiempo y rendimiento de participación de los Pares en el Dictamen de los proyectos.

- Funciones.
 - Proporcionar los componentes técnicos-económicos en su área de especialidad que permitan al Líder Dictaminador bajo una visión integral o de conjunto, emitir el Dictamen Técnico de la fase respectiva del proyecto al que fue asignado.
 - Emitir aportaciones que agreguen valor al proyecto y orientar en la ejecución de las mismas vía el Portal FEL de Explotación.
 - Dar seguimiento y validar la incorporación de sus aportaciones al desarrollo del proyecto.
 - Calificar los indicadores de las fases FEL en sus respectivas especialidades y en los tópicos correspondientes a los análisis de riesgo e incertidumbre inherentes al proyecto.

- Lineamientos.
 - El Par deberá tomar como marco normativo el Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación, establecido por la Gerencia de Dictamen de Proyectos.
 - El Par debe poseer conocimiento sobre la metodología FEL y herramientas habilitadoras empleadas en su área de especialidad para la Documentación y Dictamen de los proyectos de Explotación; que sirvan de apoyo en el Pre dictamen o Dictamen Técnico.
 - El Par debe ser una persona externa al Activo al que pertenecen los proyectos asignados.
- Selección y designación de Pares. El subproceso de selección de Pares se inicia formalmente una vez que se identifican las necesidades de especialistas en función de las características técnicas del proyecto en su fase Pre-FEL.

Se debe seleccionar los especialistas de las redes de expertos existentes que cumplan con el perfil requerido. Para la selección y designación de Pares se deben contemplar los siguientes puntos:

- El Par debe tener experiencia en la revisión de proyectos.
- Definir el perfil requerido de los Pares para la revisión en el Pre dictamen y Dictamen, partiendo de los resultados del Pre-FEL de un proyecto, donde se hace el análisis de su problemática y se detectan sus principales riesgos e incertidumbres.
- Seleccionar Pares internos para el proyecto, preferentemente de los integrantes de las Redes de Expertos y mapas de talento ubicados en el Portal FEL de Explotación. Notificar mediante oficio a la Gerencia y Subdirección a la que pertenece, su designación como Par.
- Seleccionar los Pares Externos necesarios para el proyecto a partir de los Mapas de Talento, en caso de no existir en la Red de Expertos en PEP.
- La Gerencia de Dictamen debe oficializar el nombramiento de un Par a

través de la firma de su Subdirector.

- Evaluación a Pares. El Líder FEL de proyecto en conjunto con el Líder Dictaminador evaluará el desempeño del Par al final de cada fase, mediante 4 criterios:
 - Dominio de su especialidad.
 - Dominio de la Metodología FEL.
 - Aportación al Proyecto.
 - Calidad de Servicio.

1.6.2.2 Revisión y Seguimiento

Este subproceso está constituido por todo el proceso de revisión y seguimiento que se ejecuta durante el desarrollo y ejecución de las actividades contempladas en el proyecto FEL, y consta de una revisión en línea de toda la información del proyecto contenida en el Portal FEL de Explotación. Los Pares designados deberán revisar periódicamente el material documentado referente a su especialidad correspondiente a la fase en progreso.

- Pre-dictamen. Este subproceso está constituido por una revisión del avance del proyecto participando Pares de manera presencial, la cual se efectuará en función del desarrollo y avance del proyecto en cada una de las fases FEL-I, FEL-II y FEL- III, cuando se considere conveniente dado el avance. Es solicitado a través de un oficio por el líder del proyecto y consensuado con el líder dictaminador donde se valida el porcentaje de avance del proyecto. El líder dictaminador convoca a los pares designados a través de un oficio y posteriormente se produce la revisión presencial de la información de avance del proyecto en las diferentes disciplinas inherentes al puesto.
- Dictamen. Este subproceso está conformado por la revisión final de toda la información generada del proyecto durante la fase en ejecución, incluyendo la atención de las recomendaciones y áreas de oportunidad detectadas en las revisiones previas y la calificación de los indicadores tanto de la fase finalizada como la del proyecto en su globalidad.

- Evaluación de los indicadores y calificación de la fase del proyecto. La etapa final de cada fase es la evaluación del grado de fortaleza técnica de cada una de las mismas a través de indicadores FEL. Esto se hace mediante una revisión de cada uno de los entregables de la fase correspondiente a objeto de evaluar el grado de completitud o definición de las diferentes fases que integran el proceso FEL, el cual debe reflejar el grado de definición de los elementos técnicos de subsuelo, pozo, instalaciones e infraestructura.

Los indicadores FEL son una serie de preguntas donde un grupo de estas deben ser respondidas por el líder de proyecto mientras que el resto de preguntas deben ser respondidas por el equipo dictaminador, con el fin de evaluar el grado de definición de cada uno de los elementos técnicos que integran las fases.

- Entregables de Dictamen. Luego del Dictamen de cada fase, el líder dictaminador debe generar un informe denominado Cédula de Dictamen del proyecto, con la respectiva decisión de su aprobación o no para continuar a la siguiente fase. Esta Cédula de Dictamen debe ser formalizada a través de un oficio emitido al Administrador del activo, coordinador de diseño y líder FEL.

1.6.2.3 Relación (enlace) con el proceso de planeación.

Todos los proyectos ya sean nuevos, de cambio de monto y alcance, o que se encuentran en progreso documentándose bajo la metodología en su fase FEL-II, deberían ser incorporados en las carteras regionales respectivas para posteriormente ser integrados en la Cartera final de proyectos y autorizados sus desembolsos. En ese sentido, se deberán integrar a la cartera regional los proyectos donde ya se tenga seleccionado el mejor escenario y estos a la vez hayan sido validados por los Pares durante el Pre dictamen de la fase FEL-II.

Se destaca que todo proyecto para su incorporación en la cartera debería haber concluido las 3 fases (FEL-I, FEL-II y FEL-III) de tal manera que el documento de solicitud de aprobación de los respectivos recursos contenga el motivo y justificación del mismo, la descripción y evaluación de los principales escenarios y opciones de diseño, la metodología, criterios y

Capítulo 1

herramientas utilizadas para la selección del mejor escenario.

Este tipo de relación se puede representar de manera esquemática como se muestra en la figura 1.18.

1.6.2.4 Aseguramiento de la calidad técnica.

La Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos será responsable del aseguramiento de la calidad técnica de la ejecución de las diferentes fases del proceso FEL, mientras que la Gerencia de Dictamen estará a cargo de los Pre-dictámenes y Dictámenes Técnicos.

En todo proceso FEL, el proyecto se somete a revisiones de calidad, realizadas por Especialistas (Pares) diferentes al equipo que lleva a cabo el FEL y al equipo que tomará la decisión (Dictamen). Los Pares revisarán la documentación técnica registrada, los resultados y las evaluaciones y/o los modelos que sustentan el caso de negocio, para luego emitir sus recomendaciones al equipo responsable de la toma de decisión sobre el proyecto incluyendo la identificación de posibles áreas de oportunidad.

Los Pares generarán recomendaciones e informarán de las oportunidades producto de la revisión al líder Dictaminador.

El líder Dictaminador emitirá recomendaciones al equipo FEL, según considere. El equipo

FEL atenderá las recomendaciones dadas.

Al momento de que la documentación técnica sea suficiente para realizar una reunión de avances para el Pre dictamen del proyecto, la Gerencia de Dictamen a través del líder dictaminador convocará al líder y al equipo ejecutor del proyecto FEL.

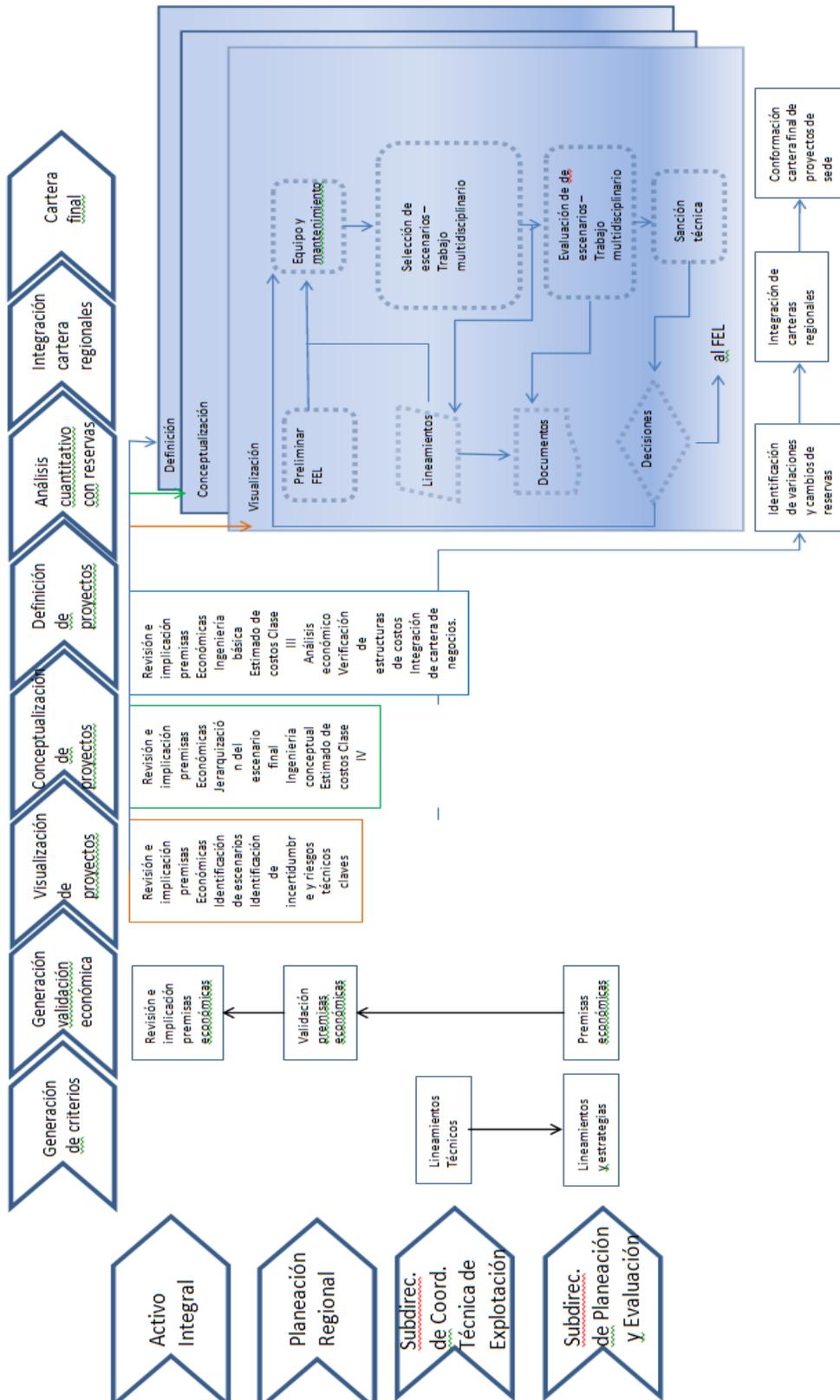


Figura 1.18. Enlace entre el proceso de documentación y Dictamen Técnico y Planeación (Pemex, 2010).

Capítulo 1

1.7 Análisis del Documento Rector

Durante la vida de un proyecto, es imperativo que los directivos de una organización o empresa, coordinen múltiples áreas funcionales en el interior de su organización o empresa, así como las relaciones intrínsecas con las autoridades, proveedores y contratistas que estén involucradas de una u otra forma con la realización de dicho proyecto.

PEP, al desarrollar un proyecto integral de explotación, siguiendo las mejores prácticas mundiales de calidad, ha implementado un proceso estandarizado bajo una metodología que comprende la visualización (V), conceptualización (C) y definición (D), que se soporta en la Metodología FEL.

Para desarrollar la metodología VCD, PEP desarrolló un Documento Rector para la Documentación y Diseño de Proyectos de Explotación, el cual en esencia, suministra información y conocimiento clave de las actividades de diseño de los planes de desarrollo integral que llevan a cabo las coordinaciones de diseño de los activos. Así mismo, orienta el protocolo de soporte de decisiones de inversiones con base a los parámetros de una mejor tecnología e innovación.

El Documento Rector contempla dos partes fundamentales:

1.- Equipo FEL, conformado por integrantes del activo, los que tienen la responsabilidad de:

- Acopio de la información y su respectivo análisis, diseñar las propuestas del plan de explotación.
- Documentar en el Portal FEL de explotación, la información relacionada a todos los aspectos técnicos y económicos para cada tipo de proyecto.
- Integrar y atender todas las recomendaciones identificadas en el proceso de seguimiento en sus diferentes fases de Pre dictamen y Dictamen.
- Integrar el Documento soporte de decisiones (DSD) en cada fase del proyecto.

- Exponer los análisis que soportan el plan de explotación, al equipo de Dictamen.

2. Equipo de Dictamen, Integrado por la gerencia de Dictamen y Pares técnicos seleccionados, quienes tienen la responsabilidad de:

- Dictaminador:
 - **a)** Seleccionar y convocar a los Pares
 - **b)** Coordinar los dictámenes y pre-dictámenes.
 - **c)** Realizar recomendaciones al equipo FEL durante los dictámenes y pre-dictámenes
 - **d)** Emitir el juicio de favorable o no favorable para cada fase del proyecto,
- Los Pares.
 - **a)** Revisar continuamente la información documentada (dentro de su área de especialidad) en el Portal FEL
 - **b)** Aclarar dudas con el equipo FEL sobre la documentación revisada
 - **c)** Generar recomendaciones sobre el desarrollo del proyecto e informarán de las áreas de oportunidad a el líder dictaminador.

2. Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y su Dictaminación.

En este capítulo se estudiará el contenido sobre la información emitida respecto al proceso de dictaminación de proyectos de explotación, incluida en la “resolución CNH 06.002/09 por la que se dan a Conocer los Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y su Dictaminación”.

Los lineamientos analizados regulan la fase de diseño de los proyectos de explotación de hidrocarburos, a efecto de que éstos se ajusten a las mejores prácticas y a una planeación eficiente a lo largo del ciclo de su vida productiva.

Tienen por objetivo garantizar que la información de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que sean presentados a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para su dictaminación, sea completa y suficiente para que este órgano y la Secretaría de Energía puedan evaluar y adoptar las resoluciones correspondientes.

2.1 Marco de referencia.

Corresponde a la CNH la interpretación y vigilancia en la aplicación de los lineamientos técnicos, así como, la realización de acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento.

La CNH realiza la revisión de los proyectos de explotación, con el objeto de garantizar:

- a. El mayor índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados en proceso de abandono y en explotación.

- b. La utilización de la tecnología más adecuada para la explotación de hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos.
- c. La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales durante los trabajos de explotación de hidrocarburos.
- d. La realización de la explotación de hidrocarburos cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.
- e. La reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su explotación.
- f. La planeación adecuada de las distintas etapas del ciclo de vida productivo de un proyecto de explotación de hidrocarburos.

2.2 Contenido de los proyectos de explotación.

Estos proyectos deben considerar las actividades necesarias para la explotación sustentable de los campos y de acuerdo a su cadena de valor.

Los manuales de ingeniería y demás normatividad técnica emitida por las operadoras en materia de diseño, elaboración y evaluación de proyectos son complementarios a los presentes lineamientos técnicos, siempre y cuando los primeros no los contravengan, en cuyo caso, prevalecerá el presente instrumento.

Los proyectos de explotación comprenden, entre otros, los siguientes elementos físicos y actividades:

- I. Pozos de desarrollo.
- II. Pozos inyectoros.
- III. Ductos.
- IV. Intervenciones y Reparaciones Mayores.
- V. Reparaciones Menores.
- VI. Sistemas Artificiales de Producción.
- VII. Recuperación Secundaria.

Capítulo 2

- VIII. Recuperación Mejorada.
- IX. Taponamientos.
- X. Programas de mantenimiento de instalaciones.

Para el diseño de los proyectos, en apego a las mejores prácticas, las compañías operadoras deberán desarrollar con el máximo nivel de detalle que permita la etapa en la que se encuentren y el tipo de proyecto, los siguientes elementos:

I. Identificación de las principales alternativas.

- a. Las metodologías empleadas para la identificación de las principales alternativas mediante las cuales se podrían alcanzar los objetivos planteados.
- b. Comparativo de los indicadores de desempeño operativo esperados contra las mejores prácticas en proyectos similares, entre los que se encuentren los siguientes:
 - i. Tiempo de ejecución;
 - ii. Trayectoria de producción;
 - iii. Factores de recuperación;
 - iv. Indicadores de productividad.
- c. Comparativo de los indicadores del desempeño financiero de las alternativas contra las mejores prácticas en proyectos similares, entre los que se encuentren los siguientes factores:
 - i. Trayectoria de flujos de efectivo;
 - ii. Valor presente neto;
 - iii. Valor presente de la inversión;
 - iv. Tasa interna de retorno, y

v. Costos de operación y mantenimiento, costos por unidad de producción y razones financieras.

d. Las diferentes alternativas propuestas deberán estar definidas por opciones técnicas y estrategias de ejecución.

II. Evaluación de las principales alternativas. Como parte de la evaluación de cada una de las distintas alternativas analizadas deberá presentarse:

- a. Un resumen de la descripción técnica.
- b. Estimaciones de inversión, ingresos, producción y costos operativos.
- c. Estimación de la generación de reservas de hidrocarburos, así como el factor de recuperación.
- d. Análisis de sensibilidad y riesgo sobre los principales factores que determinan la variabilidad esperada de los indicadores señalados en el punto b.
- e. Identificación de los factores de riesgo e incertidumbre que determinan preponderantemente la viabilidad en las estimaciones de inversión, ingresos, producción y costos operativos.
- f. Evaluación de los riesgos operativos e implicaciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental.

III. Plan de ejecución del proyecto. Con la información resultante de la identificación y evaluación de las alternativas, el operador conformará y presentará a la CNH para su dictaminación el plan de ejecución del proyecto y su plan de tecnología, desagregando la siguiente información:

- a. Calendario de actividades y montos a ejercer anuales o mensuales, según sea el caso.
- b. Descripción de la tecnología a utilizar.
- c. El plan de construcción de instalaciones comunes a varios campos para el

manejo de la producción.

- d. Un análisis que identifique el potencial de las limitaciones de suministro de insumos físicos y de recursos humanos que requiere el proyecto.
- e. Alcance de las obras y servicios que se contratarán con terceros.

IV. Aspectos geológicos, geofísicos y de ingeniería. Los elementos geológicos, geofísicos y de ingeniería que sirven de fundamento para los proyectos, deberán estar descritos en relación con los depósitos o grupos de depósitos de petróleo que se prevé explorar o explotar y junto con el programa de incorporación de reservas y producción previsto, para el proyecto propuesto.

- a. Geología. La información geológica deberá comprender la o las configuraciones estructurales de todos los objetivos, la geología regional con el marco tectónico y la secuencia estratigráfica de referencia, lito-estratigráfica y la bio-estratigráfica.

El operador deberá presentar una descripción detallada y el mapa del ambiente y facies del depósito a nivel objetivo; incluyendo fallas y fracturas que pueden afectar a la extensión de la reserva y sus propiedades de producción, describiendo el sistema de fracturas.

- b. Sismología. Los estudios sísmicos deben incluir los datos básicos, parámetros de adquisición, interpretación, modelado y métodos para las conversiones a profundidad. De igual forma, el operador deberá presentar los mapas del tiempo, profundidad y de velocidad, así como la interpretación de las secciones sísmicas.

- c. Petrofísica. La documentación asociada a la petrofísica incluirá:

- i. Los parámetros de formación, entre los que se encuentran, los elementos de litología, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de aceite y la saturación de gas.

- ii. Comparación de los análisis de laboratorio con los datos derivados de dichos análisis.
 - iii. Contactos de fluidos en el yacimiento, así como los datos de presión.
 - iv. Temperatura de la formación.
 - v. Mapas de la porosidad, de saturación de aceite, de agua y de la permeabilidad de cada zona.
- d. Volumetría. Las siguientes estimaciones de volumen, o volumetría deben estar documentadas:
- i. Volumen de roca del yacimiento.
 - ii. Volumen de hidrocarburos de aceite, gas, y demás componentes presentes, a condiciones de yacimiento.
 - iii. Volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie.
 - iv. Volumen de agua a condiciones de yacimiento.
- e. Estudios de fluidos PVT. El operador realizará los estudios de información de presión, volumen y temperatura, o de fluidos PVT, para la caracterización del tipo de efluente de acuerdo a sus propiedades físicas y termodinámicas que sirven para determinar la mejor forma de producción.
- f. Pruebas de presión-producción. El operador deberá remitir la información de pruebas de presión y producción en el pozo al nivel del yacimiento, antes y durante la producción, las cuales proveerán información acerca de la naturaleza de los fluidos, el área drenada por el pozo y la permeabilidad de la formación. Asimismo, indicar la calidad de la zona productora y la productividad del pozo, de la cual se deduce el gasto óptimo de producción.
- g. Química de fluidos. El operador deberá remitir la información sobre la composición de los fluidos del yacimiento, o química de fluidos. Las siguientes propiedades deben ser descritas de manera particular:

- i. El contenido de agua y sal.
 - ii. Estudios de asfáltenos, resinas y parafinas.
 - iii. Sólidos: arenas y sedimentos.
 - iv. Corrosión y facilidad de formación de hidratos.
 - v. Tendencias a formación de emulsiones.
 - vi. Estudios de miscibilidad.
- h. Mecanismos de producción y modelos. El operador presentará la evaluación de los diversos mecanismos de producción y la base de decisión para la elección del método de recuperación a evaluar o seleccionado, con el apoyo de las bases de datos necesarias, entre las que se encuentran, el análisis principal, los estudios de miscibilidad y las simulaciones.
- En este apartado deberán presentarse los pronósticos de producción mensual y acumulada de aceite, gas y condensado y/o gas según corresponda, por pozo, yacimiento y campo.
- Los gastos de producción esperados así como los gastos de inyección deben ser descritos y documentados, señalando el método de obtención de éstos.
- Así mismo, el operador presentará el modelo de simulación, así como los datos utilizados para los diferentes escenarios en las corridas analizadas, así como, describir las incertidumbres en relación con los datos de entrada y cómo afectan el cálculo de la producción del yacimiento.
- i. Factor de recuperación y perfiles de producción. El operador deberá indicar los perfiles de producción previstos para el aceite, el gas y condensado/líquidos de gas natural y demás fluidos con respecto de todo el campo y para zonas separadas y en su caso las instalaciones de producción diferentes. Asimismo, deberán incluirse los perfiles de producción de agua y, en su caso, de inyección de gas y/o agua.
- Los perfiles de producción a presentarse serán los percentiles 10, 50 y 90, así como el valor esperado. Asimismo, deberán presentarse los factores de recuperación asociados a cada uno de los perfiles de producción.

j. Métodos de recuperación adicional como secundaria, mejorada u otra.

El operador incluirá una evaluación técnica-económica de los métodos de recuperación con respecto a los supuestos básicos, así como un plan de estudios de tales métodos, definiendo el incremento en el factor de recuperación.

La evaluación de los distintos métodos de recuperación se realizará conforme a los criterios basados en las características del yacimiento y su esquema de explotación. Para la recuperación secundaria, el operador deberá analizar los efectos en el mantenimiento de presión del yacimiento e incremento en la recuperación, ya sea por medio de inyección de agua y/o inyección de gas u otros.

Para cualquier caso de recuperación secundaria, mejorada u otra, el operador deberá hacer un análisis exhaustivo para comparar el porcentaje de recuperación adicional que habrá bajo la implementación de estos mecanismos, bajo los criterios de las mejores prácticas.

V. Estrategia de desarrollo y producción. El operador describirá la estrategia de desarrollo definiendo las instalaciones y la infraestructura, estableciendo la base para la administración del campo durante la producción.

Se presentarán los resultados de la etapas de visualización, conceptualización y definición de las fases de diseño de los rubros específicos de pozos y de infraestructura; incluyendo los análisis de riesgos correspondientes.

a. Plan de desarrollo seleccionado, reservas y pronósticos de producción.

PEMEX describirá el plan de desarrollo del proyecto de explotación seleccionado, indicando el programa de actividades, su localización, la recuperación esperada así como también cualquier elemento que sirva para un mejor entendimiento del campo.

Deberán proporcionar los valores estimados del rango de reservas por cada

yacimiento haciendo explícitos los valores correspondientes a quema y autoconsumo, con una breve explicación de cómo fue determinado la incertidumbre y los elementos para determinar su probabilidad.

En yacimientos o campos donde se inyectarán fluidos, el operador deberá proporcionar los perfiles de inyección y producción acumulada. También reportará la información necesaria para definir los volúmenes de ventas finales de gas así como los factores de encogimiento.

- b. Perforación de pozos e instalaciones de producción. La sección correspondiente a perforación deberá contener una descripción del intervalo a perforar y su capacidad de reparación, además el operador deberá incluir una descripción de la terminación de pozo propuesta, así como los trabajos de fracturamiento que se planeen desarrollar.

El operador deberá describir las consideraciones que condujeron a los tipos y el número seleccionado de pozos productores e inyectores, el plan de perforación y las posiciones e intervalos de perforaciones que constituyen la base para el perfil de producción esperado, así como los trabajos de fracturamiento que se planeen desarrollar. Incluir la necesidad de pozos adicionales como pozos de observación.

- c. Instalaciones de proceso. El operador deberá proporcionar una descripción de las operaciones y las limitaciones de la o las plantas de proceso, así como el empleo y la disposición de gas del separador, incluyendo:

- i. Un resumen del método de medición de hidrocarburos y otros fluidos producidos y utilizados.
- ii. Descripción de sistemas para recolección y tratamiento de petróleo y otras descargas.
- iii. Descripción de cualquier tratamiento de fluidos e instalaciones de inyección.
- iv. Descripción de los sistemas de control principales y sus interconexiones

con otras instalaciones.

Para los detalles de la selección, diseño, operación y marco normativo para los sistemas de medición, el operador deberá hacer referencia a los lineamientos creados para este rubro en particular.

VI. Evaluación económica y riesgos económicos. Se deberá presentar, para efectos del análisis de la evaluación económica y de riesgo la siguiente información:

- a. Una evaluación económica determinística, basada en el perfil de producción correspondiente al valor esperado, considerando los parámetros de información como lo son la fecha de evaluación, el perfil de producción, el perfil de precios asociado al tipo de hidrocarburos a producir, los costos operativos fijos y variables.
- b. Los cálculos de rentabilidad antes y después de impuestos, expresados en términos de valor presente neto calculado a la tasa de descuento definida, tasa interna de retorno, período de recuperación y eficiencia de la inversión VPN/VPI y relación beneficio costo.
- c. Un análisis de sensibilidad de los indicadores de rentabilidad, mostrando el porcentaje de variación de cada parámetro, su justificación y las variables con mayor impacto.
- d. Un análisis de riesgo del proyecto, especificando el método utilizado y según sea el caso definir el tipo de distribuciones o escenarios con su respectiva probabilidad d ocurrencia, presentando los resultados por medio del gráfico de probabilidad acumulada señalando los valores estadísticos como la media, desviación estándar y semi-estándar así como los percentiles P10, P50 y P90.

VII. Instrumentos de medición. Al respecto, el operador deberá presentar la siguiente información:

- a. Criterios de selección, instalación y operación para los sistemas de medición

en pozo.

- b. Técnicas y equipos para manejo de líquidos, considerando la medición en ductos, tanques, separadores y para la transferencia de custodia.
- c. Técnicas y equipos de manejo de gas.
- d. Criterios de instalación y operación de los sistemas de medición para el gas venteado y quemado.
- e. Puntos de medición.
- f. Proceso de prueba y calibración de los sistemas de medición.
- g. Sistemas de registro de las mediciones y ecuaciones para el cálculo de volúmenes de los fluidos.
- h. Descripción de instalaciones y equipos adicionales para la medición.

VIII. Programa de aprovechamiento de gas. El operador deberá describir el programa de aprovechamiento del gas asociado al aceite identificando las opciones técnicas y estratégicas de ejecución con el objetivo de definir su conservación o en su caso llevar a cabo la quema y/o venteo del gas bajo condiciones técnicas emitidas en esta materia por parte de la Comisión.

Para tal efecto, se deberán observar las estrategias a seguir para la disminución de gases de efecto de invernadero encaminadas a la reducción de emisiones de bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y vapor de agua (H₂O).

IX. Seguridad industrial y medio ambiente. Se deberán presentar los siguientes elementos:

- a. Identificación de los peligros asociados al proyecto.
- b. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y comunidad.
- c. Objetivos y metas de seguridad, salud y protección ambiental del proyecto.
- d. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental.
- e. Estudios de sitio marino y terrestre.

- f. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental y diferimiento de la producción, entre otros.

- X. Desincorporación o abandono. El operador deberá contemplar y describir desde el diseño de todos y cada uno de los proyectos, la metodología para la definición del programa y la estimación de los costos para el taponamiento de pozos y para la desincorporación de infraestructura.

Todas las propuestas de proyectos de explotación deben incluir, para una estimación más objetiva de la rentabilidad, las inversiones necesarias para el abandono de campos.

La CNH a su juicio, y considerando las características particulares y el impacto del proyecto, podrá requerir mayor detalle en cualquiera mencionado o información adicional. El operador mantendrá a disposición de la Comisión, en todo momento, cualquier otra información que se considere relevante para entender y evaluar la estrategia de desarrollo y producción.

2.3 Etapas que conforman la fase de diseño de los proyectos.

Con la información detallada en el punto anterior, PEMEX realizará el diseño de los proyectos de explotación de hidrocarburos, el cual comprenderá tres etapas:

- I. Etapa de Visualización (V)/Perfil.
- II. Etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.
- III. Etapa de Definición (D)/Factibilidad.

La consecución de los objetivos planteados en cada una de estas etapas debe garantizar una correcta planeación y definición de las características definitivas del proyecto y sus beneficios.

A efecto de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos pueda dictaminar integralmente los

Capítulo 2

proyectos de explotación de hidrocarburos, el operador deberá elaborar y remitir a ese órgano los documentos soporte de decisión, o DSD de estas tres etapas, los cuales deberán contener, de acuerdo al tipo de proyecto, la información correspondiente con el máximo nivel de detalle que permita la etapa en la que se encuentren.

2.3.1 Etapa de Visualización (V)/Perfil

El operador deberá remitir a la Comisión, al mismo tiempo que al órgano interno de estrategias e inversiones correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD1) de la etapa de Visualización (V)/Perfil. La Comisión revisará el DSD1 correspondiente, evaluará la etapa de Visualización (V)/Perfil y hará del conocimiento del operador, los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a la etapa de Visualización (V)/Perfil.

Dicho documento deberá garantizar:

- I. La identificación de las oportunidades de negocio.
- II. Los objetivos y el alcance general de las mismas, para la formulación y evaluación técnica, económica y ambiental preliminar de todas las alternativas posibles para su ejecución.
- III. La identificación de riesgos.
- IV. Los peligros y evaluación de los riesgos operativos mayores.

Para tal efecto, los DSD1 de explotación deberán detallar los siguientes elementos:

- a. Resumen ejecutivo que incluye: Propósito metas, objetivos y alcance del proyecto, tipo de yacimiento, ubicación geográfica, escenarios y estrategias consideradas y las recomendaciones.
- b. Objetivos y alcance de la etapa de visualización.
- c. Definir el escenario base de explotación del yacimiento / campo, en términos del ciclo de vida del proyecto.
- d. Definir los escenarios adicionales en términos del ciclo de vida del proyecto,

- indicando las opciones técnicas de decisión consideradas en cada escenario y una breve descripción.
- e. Plan de desarrollo, el cual contempla el desarrollo inicial, la plataforma de producción, declinación y el abandono.
 - f. Presentar diagramas esquemáticos que muestren las instalaciones y el flujo general de operación de cada una de las alternativas identificadas.
 - g. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso
 - h. Pronósticos de producción así como los gastos de inyección que incluyen el perfil de producción de aceite, gas y agua.
 - i. Pronóstico de factores de recuperación y las reservas a incorporar para cada alternativa.
 - j. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar, clasificadas según en probada, probable, posible, así como la estimación de hidrocarburos en el sitio.
 - k. Indicar los tipos de pozos considerados en la explotación del área de oportunidad para cada escenario técnico factible y la incorporación de nuevas arquitecturas de pozo. Identificar el número de pozos donde se utilizarán sistemas artificiales de producción y el número de pozos inyectores considerados si el proyecto lo requiere.
 - l. Informe de pre-factibilidad económica por cada escenario preseleccionado, considerando los estimados de costo Clase V por cada escenario, la inversión, los costos de operación, las consideraciones y premisas así como los indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC).
 - m. Plan de ejecución clase V por cada escenario preseleccionado, en el que se contemplan los documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio, la evaluación de los diversos mecanismos de producción y las consideraciones de mercado de riesgos mayores y plan de mitigación.
 - n. Plan de ejecución de la próxima etapa considerando los recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa (Conceptualización), el programa de actividades para ejecutar la próxima etapa y los estimados de costo clase V por cada

- escenario.
- o. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información.
- p. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información.
- q. Análisis de las principales variables y jerarquización de los escenarios factibles.

2.3.2 Etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.

El operador deberá remitir a la Comisión, al mismo tiempo que al órgano interno de estrategias e inversiones correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD2) de la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad. La Comisión revisará el DSD2, evaluará la etapa y hará del conocimiento de PEMEX los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a dicha etapa.

PEMEX tendrá la responsabilidad de asegurar que el DSD2 cumpla con los lineamientos correspondientes.

El documento de soporte de decisión de la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad de proyecto o (DSD2) deberá garantizar:

- I. La generación y evaluación más detallada de las alternativas con resultados factibles identificadas en la etapa de Visualización (V)/Perfil del proyecto.
- II. La recopilación de información adicional, efectuando entre otros, simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos, con mayor profundidad.
- III. La integración de resultados de procesos relacionados, a fin de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto, considerando los principales riesgos operativos.

Para tal efecto, los DSD2 de exploración y explotación deberán detallar los siguientes elementos:

- a. Resumen ejecutivo con los objetivos, alcances del proyecto, tipo de yacimiento,

- ubicación geográfica y las estrategias consideradas y recomendaciones.
- b. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización.
 - c. Descripción de los escenarios evaluados, que incluye: aspectos técnicos, identificación de riesgos de cada una de las alternativas seleccionadas, cuantificación y ponderación de riesgos.
 - d. Evaluación económica del escenario seleccionado, en función a la estimación de costos, la inversión, costos de operación, consideraciones y premisas así como los indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC).
 - e. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.
 - f. Pronósticos de producción esperados, así como los gastos de inyección, si es el caso.
 - g. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar.
 - h. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio.
 - i. Modelos de simulación y resultados de las simulaciones de los métodos de recuperación analizados.
 - j. Resultados finales de la caracterización estática y dinámica de el/los yacimientos a explotar.
 - k. Análisis de riesgos con base a la identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas, cuantificación de los riesgos y la ponderación de los riesgos.
 - l. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información.
 - m. Escenario seleccionado considerando la justificación de la tecnología seleccionada, el informe de soporte de la alternativa seleccionada, los principales indicadores del escenario, el pronóstico del comportamiento del yacimiento, la ingeniería conceptual (pozos e instalaciones), los costos de inversión y operación, el análisis económico, el plan integral de explotación, que incluye:

Capítulo 2

- i. Desarrollo inicial.
 - ii. Plataforma de producción.
 - iii. Declinación.
 - iv. Abandono.
 - v. Todo plasmado en un cronograma de ejecución del proyecto.
-
- n. Plan de ejecución del proyecto que integra los documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio, las consideraciones de mercado (precios de venta).
 - o. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados.
 - p. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos, indicando actividades, acciones y recursos requeridos.
 - q. Plan de ejecución de la próxima etapa, que define: La formalización de roles y responsabilidades, los estudios requeridos, recursos para ejecutar la próxima etapa, el programa de trabajo clase IV y el presupuesto.

2.3.3 Etapa de Definición (D)/Factibilidad.

El operador deberá remitir a la Secretaria, al órgano interno de estrategias e inversiones correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD3) de la etapa de Definición (D)/Factibilidad. Este documento deberá garantizar el diseño final del proyecto.

En esta etapa se deberá garantizar el diseño final del proyecto con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto. Además, en esta etapa se definen los costos y los beneficios del proyecto que servirá para soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución.

El documento de soporte de decisión de la etapa de Definición (D)/Factibilidad de los proyectos de exploración y explotación o (DSD3) contendrá los siguientes aspectos:

- a. Resumen ejecutivo con los objetivos, alcances del proyecto, ubicación geográfica y las estrategias consideradas y recomendaciones.
- b. Objetivos y alcance de la etapa de definición.
- c. Introducción.
- d. Motivo y justificación del proyecto.
- e. Efectos de no realizarse el proyecto.
- f. Objetivo y alcance del proyecto.
- g. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos.
- h. Orígenes, destinos y utilización del gas natural.
- i. Modelo geológico.
- j. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción.
- k. Pronósticos de producción (del modelo de simulación), que incluye el comportamiento del o los yacimientos y los comportamiento de los pozos.
- l. Productividad de pozos reportando el análisis y monitoreo de pozos.
- m. Descripción del escenario de explotación a desarrollar considerando aspectos técnicos, justificación del mejor escenario integral de explotación, riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación.
- n. Estrategia de administración del proyecto de explotación.
- o. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II.
 - i. Plan integral de explotación que incluye la estrategia de explotación, desarrollo inicial, la plataforma de producción, declinación, el abandono, monitoreo de explotación del yacimiento y la tecnología a utilizar.
 - ii. Ingeniería básica y de detalle de pozos, conteniendo los programas del direccional, fluidos, toma de información, tuberías de revestimiento y producción, la selección de cabezales y árboles, diseño de la terminación, riesgos mayores y plan de manejo, los tiempos de perforación y terminación así como los costos de perforación y terminación.
 - iii. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos.
 - iv. Ingeniería básica de instalaciones considerando las redes de recolección,

distribución, inyección y transporte, el tratamiento y procesamiento de líquidos y gas, las plantas auxiliares, el tratamiento y acondicionamiento de agua un listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega, los costos estimados, riesgos mayores y plan de manejo, la automatización integral subsuelo superficie y el plan de construcción y/o adecuación de infraestructura.

- v. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie.
 - vi. Plan de mitigación de riesgos.
 - vii. Plan de desincorporación de activos y/o abandono.
 - viii. Planes detallados para la administración.
 - ix. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad.
 - x. Costos de inversión, operación y mantenimiento.
 - xi. Programa de erogaciones con los costos de inversión, operación, mantenimiento y programa de erogaciones.
 - xii. Derechos.
 - xiii. Guías para el control del proyecto.
- p. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación, conteniendo: estructura de precios, consideraciones y premisas, indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC), análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios, riesgos mayores y plan de manejo y el impacto técnico de los riesgos e incertidumbres.
- q. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental, el que incluye el análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas, los programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica, el nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental, los estudios de sitio: marino y terrestre, la

estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros, evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) y el documento técnico de descripción de permisos gubernamentales.

- r. Evaluación del grado de definición del proyecto.
- s. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs).
- t. Administración del conocimiento de las lecciones aprendidas, mejores prácticas y el plan de brechas de competencias.

Además, en el DSD3 se deben incluir los siguientes puntos:

- a. Proyecciones de producción en donde se detalle la siguiente información:
 - i. La proyección de incorporación de reservas, a lo largo del ciclo productivo del play.
 - ii. El cálculo del volumen de petróleo crudo y de gas natural a obtener, a lo largo del ciclo de vida productivo del play.
 - iii. El programa técnico y económico de las distintas instalaciones a desarrollar, a fin de optimizar la eficiencia operativa de cada una de ellas.
- b. Plan de las instalaciones.
 - i. Descripción de instalaciones y equipos.
 - ii. Vida útil de las instalaciones y de los equipos.
 - iii. Programas de seguridad industrial, salud y protección ambiental.
 - iv. Pruebas de instalaciones.
 - v. Mecanismos de evaluación del cumplimiento y de correcciones en caso de fallas o insuficiencias.
- c. Programación de inversiones programadas, a lo largo del ciclo productivo del campo.

Respecto al proyecto general, se deben incluir el apartado de las condiciones generales requeridas para el desarrollo del proyecto. Para ello, se deberán identificar los siguientes

Capítulo 2

elementos:

- a. Listado de Permisos que PEMEX debe recabar de manera previa a la realización de las obras para la ejecución de los proyectos.
- b. Programa de liberación de los recursos y financiamientos que se requieran para la ejecución del proyecto.

2.4 Proceso de dictaminación por parte de la CNH.

Para la emisión de un dictamen técnico a un proyecto de explotación, la CNH al recibir la información correspondiente, comenzará con el proceso de revisión y dictaminación del mismo, conforme las siguientes fases:

- I. Revisión documental.
- II. Suficiencia de información.
- III. Dictaminación del proyecto.

2.4.1 Revisión documental.

La fase de revisión documental tiene el objeto de verificar que todos los elementos y las etapas de diseño de los proyectos señalados hayan sido observados y, en su caso notificar a PEMEX en un máximo de cinco días hábiles, si no se ha cumplido con alguno de los siguientes criterios:

- I. Que se hayan entregado en su totalidad los elementos del DSD.
- II. Que la información haya sido suscrita y enviada por el Director General de PEMEX Exploración y Producción, o por el funcionario responsable de mayor jerarquía dentro del organismo descentralizado que tengas facultades para resolver en materia de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.
- III. Que no exista omisión flagrante básica requerida en el formato de entrega de información.

2.4.2 Suficiencia de información.

Cuando durante el proceso de dictaminación del proyecto, la Comisión considere oportuno realizar la solicitud de precisiones de alcance técnico a la información sobre alguna de las secciones que componen la información, o bien, que se requiera una aclaración por parte del operador antes de formular el dictamen correspondiente, este órgano desconcentrado podrá emitir un oficio de observaciones y recomendaciones.

El operador cuenta con un plazo de seis meses para responder a las solicitudes de ampliaciones y correcciones, o a los oficios de observaciones y recomendaciones de la Comisión.

Recibida la respuesta por parte del operador al oficio de observaciones y recomendaciones, la Comisión continuará al proceso de dictaminación para emitir el dictamen correspondiente.

2.4.3 Dictamen del proyecto.

Los dictámenes de la Comisión contendrán, entre otros, los siguientes elementos:

- I. Relación cronológica del proceso de revisión y dictaminación del proyecto.
- II. Elementos generales del proyecto aprobados por parte de la Comisión.
- III. Elementos particulares del proyecto observados por la Comisión durante el proceso de dictaminación, así como las recomendaciones que se realizan al mismo, con el objeto de:
 - a. Garantizar el éxito exploratorio y la incorporación de reservas.
 - b. La adopción de las tecnologías a utilizar para optimizar la exploración o explotación en las diversas etapas de los proyectos.
 - c. Revisar el ritmo de extracción de los campos.
 - d. Revisar el factor de recuperación de los yacimientos.

Capítulo 2

- IV. Establecer los mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa en la explotación de hidrocarburos.
- V. Opinión final respecto de los términos y condiciones del proyecto a la Secretaría, a efecto de que puedan ser incorporados en el título de asignación.

La Comisión notificará a la Secretaría de Energía el resultado de su dictamen y dará a conocer su resolución a través del Registro Petrolero.

2.5 Análisis de los Lineamientos de la CNH

La CNH como ente regulador lleva a cabo un proceso de evaluación y jerarquización de los proyectos de explotación en la República Mexicana, este proceso está fundamentado en un enfoque multidisciplinario, que incluye aspectos ingenieriles, geocientíficos, económicos, administrativos, legales y los referentes a la seguridad industrial y protección al medio ambiente, entre otros, sin perder de vista la importancia estratégica de cada proyecto, lo que le permite emitir opinión sobre las áreas de oportunidad, recomendaciones y condicionantes de desarrollo de los proyectos.

Para el proceso de evaluación e identificación de las áreas de oportunidades, se base en lineamientos que abarcan principalmente dos procesos fundamentales que son la documentación y de dictamen.

1.- Documentación.

Es responsabilidad de PEMEX, a través de sus activos.

b) Se realiza el acopio y análisis de la información con el objetivo de desarrollar el proyecto para realizar la explotación.

c) El alcance del análisis que soporta al plan de explotación es más reducido que el producido utilizando el Documento Rector, debido a que el detalle es más limitado.

2.- Proceso de Revisión y Dictamen.

- a)** Será objeto por parte de la CNH.
- b)** El proceso de revisión y dictaminación se realiza conforme a las siguientes fases:
 - I. Revisión documental.
 - II. Suficiencia de información.
 - III. Dictaminación del proyecto.
- c)** Verificar que todos los elementos y las etapas de diseño de los proyectos hayan sido incluidos.
- d)** Realizar comentarios y recomendaciones que servirán como referente técnica para PEMEX durante el seguimiento y revisión de las distintas etapas de la elaboración del proyecto.
- e)** Emitir el dictamen favorable, favorable con condiciones o no favorable sobre el proyecto.

3. Contratos Integrales de Exploración y Producción.

En este capítulo se presentará una breve introducción sobre los Contratos Integrales de Exploración y Producción que PEMEX formalizó con varias compañías entre los años 2011 y 2013.

Así mismo, también se analizará el proceso de gestión en el cual PEP revisará y aprobará las estrategias y presupuestos planteados por los contratistas, con el objetivo de identificar el detalle de la información que debe contener cada uno de estos documentos.

3.1 Generalidades.

A través de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), PEMEX buscó contribuir a la generación de valor que le permitiera incrementar la capacidad de ejecución a través de esquemas rentables competitivos para que los proyectos cuenten con los modelos económicos y de operación requeridos. Para lograr esto, los esquemas contractuales se diseñaron para atraer a empresas tanto nacionales como extranjeras que contaran con capacidades, habilidades y capacidad de inversión acordes con estos proyectos a fin de explotar nuestros recursos con eficacia y eficiencia.

Los CIEP marcaron una nueva etapa en la forma de contratar servicios con Pemex Exploración y Producción (PEP), sacando el mayor provecho del conocimiento técnico, financiero y tecnología de los contratistas. No se trató concesiones o contratos de producción compartida o que comprometieran los porcentajes de la producción o de las ventas de hidrocarburos o sus derivados. Tampoco comprometían las utilidades de PEMEX, ni incluían como prestación un porcentaje de los productos, participación en los resultados de las explotaciones o en la propiedad de los hidrocarburos. Los contratistas serían responsables de la prestación de los servicios con estándares internacionales y de la cobertura de los gastos para proveer personal, tecnología, materiales y financiamiento.

PEP, por su parte, controlaría y supervisaría los servicios, así como también evaluaría el desempeño del contratista, a fin de reducir costos e incertidumbre en beneficio de la producción, transmitir a los contratistas información y experiencia de la paraestatal, y conocer tecnología y nuevas prácticas.

Se prevén acciones de capacitación y educación para la investigación y el desarrollo sustentable, en la inteligencia de que corresponde a los contratistas la responsabilidad ambiental en el perímetro del área contractual y, en su caso, el pago de indemnizaciones conforme al contrato.

La normatividad está en contrato y se complementa en el Grupo Directivo.

Bajo el siguiente esquema mostrado en la **Figura 3.1**, el contratista también realiza el planteamiento de negocio y lo acuerda con PEP.



Figura 3.1. Esquema de negocios de los CIEP (Sánchez, s.f.).

Capítulo 3

3.2 Esquema de diseño y aprobación de las estrategias de trabajo en los CIEP.

El contratista presenta a PEP, para su aprobación, programas de trabajo. Éstos, deben contener, según sea aplicable, la situación del programa mínimo de evaluación, de la obligación mínima de trabajo y del plan de desarrollo, según corresponda; una descripción de los servicios a realizar en el periodo correspondiente, incluyendo, entre otros, presupuesto, servicios de evaluación, servicios de desarrollo, servicios de producción, abandono, programas de unificación e instalaciones conjuntas, producciones esperadas, planes de administración de yacimientos, y programas de capacitación, desarrollo y transferencia de tecnología, salud, seguridad y medio ambiente, y desarrollo sustentable. Pronósticos de producción mensuales para el periodo correspondiente, y anuales para los siguientes cinco años, así como de la producción total esperada en la vida útil de los campos.

En su caso, a más tardar dentro de los treinta días siguientes a la presentación de un programa de trabajo, PEP lo aprobará o formulará y comunicará al contratista, a la brevedad posible, cualquier objeción u observación que tuviera sobre éste.

3.3 Programas de trabajo y presupuestos a aprobar durante las etapas de ejecución de los CIEP.

En la **Figura 3.2** se muestra las etapas de ejecución de los CIEP:

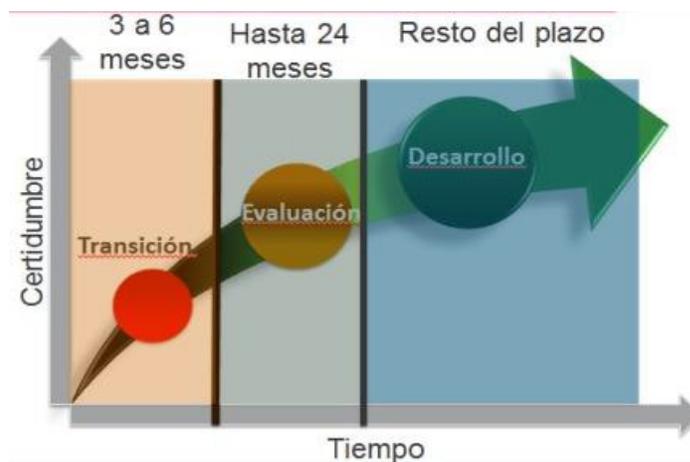


Figura 3.2 Etapas del CIEP (Sánchez, (s.f.).

3.3.1 Transición.

Entre la fecha efectiva y antes del periodo de evaluación o inicial, se realizará la transición del área contractual, de PEP al contratista. Ésta, tiene una duración máxima de tres meses.

En la fecha efectiva, el contratista deberá presentar el programa de los primeros 60 días del periodo de evaluación o inicial y PEP contará con 15 días para su aprobación. En el contrato no se detalla el contenido que debe incluir este programa, ni tampoco define si debe estar acompañado de un presupuesto.

3.3.2 Programa de trabajo para el periodo de evaluación o inicial.

En el contrato se incluye un listado de referencia de los servicios que se llevarán a cabo durante este periodo. Dentro de estos se podrán incluir las actividades que se enlistan a continuación, quedando entendido que el listado es enunciativo y no limitativo. El contratista podrá agregar, modificar o suprimir actividades en el programa de trabajo que corresponde al periodo de evaluación:

- Realización de pruebas tecnológicas empleadas por PEP dentro del área contractual.
- Adquisición de datos de sísmica de Área Contractual.
- Elaboración de la caracterización estática y dinámica de yacimientos.
- Ejecución de programa de perforación y terminación de pozos.
- Elaboración de un plan integral de seguridad industrial estratégica.
- Análisis de laboratorio.
- Estudios de factibilidad para la instalación y operación de los sistemas artificiales de producción.
- Estudio de factibilidad para la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o recuperación mejorada.
- Estudio de factibilidad para sistemas artificiales de producción.
- Elaboración y ejecución del programa para la toma de información de pozos.
- Elaboración de estudios de impacto ambiental.

Capítulo 3

Durante el periodo de evaluación, el contratista podrá llevar a cabo los servicios que considere convenientes, para una evaluación más detallada de los yacimientos de hidrocarburos, para la realización de pruebas tecnológicas adicionales, o para el desarrollo o la producción de los hidrocarburos.

3.3.3 Plan de desarrollo.

Una vez que el contratista obtuvo durante el periodo de evaluación la información que le demuestra que es conveniente continuar adelante con la explotación del campo, entrega a PEP la comunicación de continuación. Ese mismo día, el contratista deberá entregar el programa para los primeros 120 días del periodo de desarrollo y PEP contará con cinco días para aprobarlo.

Dentro de los 90 días posteriores a la entrega de la comunicación de continuación, el contratista deberá presentar el plan de desarrollo y PEP contará con 45 días para revisarlo y aprobarlo.

El contrato incluye el detalle de lo que debe ser incluido en el plan de desarrollo. Establece que debe incluir una visión general y preliminar para llevar a cabo los servicios, después del periodo de evaluación y hasta la terminación del contrato. Podrá considerar, en forma enunciativa más no limitativa, lo siguiente:

- a) El número y espaciamiento de los pozos calificados como localizaciones, reparaciones mayores con y sin equipo, parámetros de producción, sus ubicaciones y profundidades.
- b) Un plan de optimización de las instalaciones de producción dentro y fuera del área contractual, incluyendo almacenamiento, transporte y plazos de construcción.
- c) Un estudio técnico-económico que considere montos de inversión, gastos de operación, tiempo de recuperación.
- d) En su caso, una propuesta de ubicación de los puntos de medición, así como los sistemas de medición y calibración para la verificación de los hidrocarburos.

- e) Un programa para la implementación de proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada, así como cualquier otra tecnología aplicable.
- f) Un programa para la implementación y diversificación de sistemas artificiales de producción.
- g) Un programa de aprovechamiento de gas.
- h) Un programa de abandono y un estimado de los gastos de abandono.
- i) Un esquema de seguridad industrial y protección ambiental.

3.3.4 Presupuestos de gastos elegibles

El contratista deberá presentar a PEP, conforme a las especificaciones del contrato, un presupuesto de los gastos elegibles en que incurrirá por la ejecución de cada programa de trabajo.

El contratista no podrá modificar el presupuesto sin el consentimiento previo por escrito de PEP. El contratista podrá solicitar a PEP su aprobación para modificar un presupuesto. Se entiende que la aprobación de PEP a las modificaciones de las actividades incluidas en el plan de desarrollo o en cualquier programa de trabajo, no constituyen ni implican por sí mismas la aprobación automática de PEP a una modificación del presupuesto correspondiente.

PEP tendrá derecho de revisar, inspeccionar, auditar, cuestionar o impugnar los gastos elegibles, los informes del contratista o los informes de auditoría.

3.4 Análisis de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP)

Pemex Exploración y Producción (PEP) como empresa tiene la responsabilidad de revisar, analizar y supervisar las estrategias, presupuestos, servicios y desempeño de las compañías contratistas que desean participar en uno o varios CIEP.

Referente a la documentación y proceso de dictamen, es necesario establecer los roles que deben desempeñar las empresas.

1.- Presentación de programas de trabajo y presupuestos (Documentación).

Está a cargo de las compañías contratistas, las cuales realizarán el acopio de información tanto técnica como financiera, así como sus respectivos análisis mediante los cuales dan sustento a las estrategias presentadas.

2.- Revisión y aprobación de programas de trabajo y presupuestos (Dictamen).

PEMEX es el responsable de revisar la documentación proporcionada por las compañías contratistas, establecer las correcciones necesarias de dichos documentos, establecer un plazo pertinente para atender las correcciones y aprobar los informes una vez atendidas las correcciones.

4. Análisis del proceso de evaluación y certificación de las Reservas de Hidrocarburos en México.

Los valores de reservas de hidrocarburos son los indicadores más importantes de información que los gobiernos, el sector financiero y las empresas petroleras requieren para definir las acciones y asegurar la sustentabilidad a largo plazo.

Las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser recuperados comercialmente de acumulaciones conocidas, y su estimación consiste en el análisis, revisión, actualización e interpretación de diversas fuentes de información técnica de los yacimientos en donde se encuentran almacenados, así como los aspectos económicos que influyen en su explotación.

La estimación de reservas, por un lado permite entender como fue la explotación de los yacimientos en el pasado y, por otro lado el comportamiento de estos mediante el análisis de las opciones técnicas y estrategias de ejecución propuestas para la explotación.

La precisión de los valores de reservas depende de la cantidad y calidad de la información disponible, del proceso de análisis de la información utilizado, y de la experiencia y los criterios de los profesionistas que realizan los análisis; por lo que el establecimiento de metodologías y lineamientos para normar la estimación y clasificación de las mismas es fundamental para su correcta cuantificación y así garantizándose certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados.

En este capítulo se relizará un análisis del sistema de administración de recursos petroleros (petroleum resources management system; PRMS), el cual fue publicado por entidades internacionales con el objetivo de homologar la evaluación de los recursos petroleros. La CNH estableció mediante el acuerdo CNH.E.01.004/10 adoptar la metodología definida en el PRMS para evaluar las cuantificaciones de reservas presentadas por Pemex y por los terceros contratados para las certificaciones.

Análisis de información de Reservas de HC's

También se revisa el documento Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012 emitido por la CNH con el objetivo de revisar de forma detallada el contenido de información requerida para llevar a cabo estos procesos.

Otro documento que será revisado es el informe de reservas 2012 ya que fue la única fuente donde se logró hallar una metodología planteada para la estimación y evaluación de reservas. Con ello se pretende conocer la cantidad de información y los análisis necesarios.

4.1 PRMS.

El PRMS se creó con el objetivo de proporcionar un marco común para la estimación de las cantidades de petróleo y gas, descubiertas y/o por descubrir (no descubiertas), asociada con yacimientos, propiedades y proyectos. Está diseñado para brindar un marco para la clasificación de los volúmenes de aceite y gas, los cuales una compañía puede tener asociados con su portafolio de activos.

El PRMS define categorías de recursos que pueden relacionarse, tales como: recursos no descubiertos (recursos prospectivos), descubiertos no recuperables, o sub-comerciales (recursos contingentes) y descubiertos comerciales (reservas).

En **Figura 4.1** se muestran la clasificación de los recursos petroleros.

4.2 Reservas y su relación con proyectos de exploración y explotación.

Dentro de la cadena de valor del proceso de exploración y explotación se encuentra la clasificación y evaluación de reservas, donde implícitamente se identifican los proyectos asociados con una acumulación de hidrocarburos que puede ser recuperada, misma que debe clasificarse de acuerdo a su estado de madurez y oportunidad comercial.

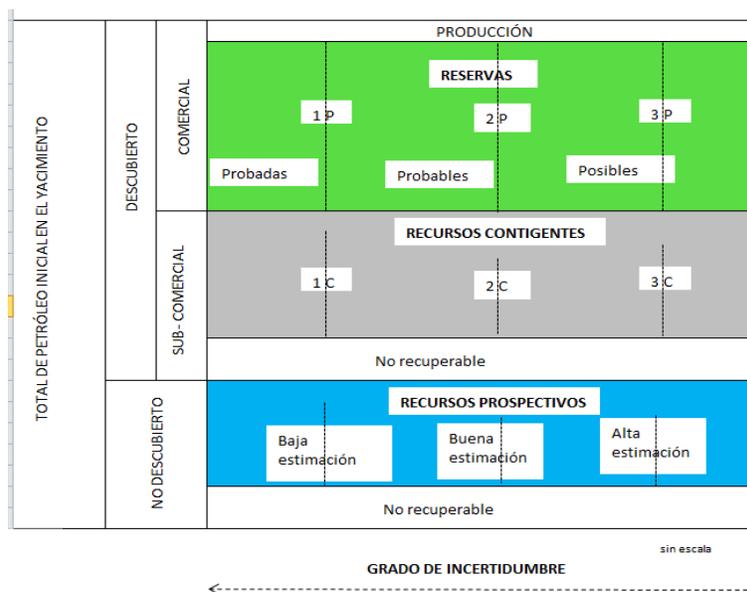


Figura 4.1. Sistema de clasificación de recursos (SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2009).

Por lo general el proceso de evaluación de reservas comienza con las estimaciones de los volúmenes originales. Luego, se definen los volúmenes que pueden ser potencialmente recuperados por proyectos de desarrollo.

Es importante mencionar que para el desarrollo de un proyecto petrolero se deben evaluar y tomar en cuenta un gran número de variables que impactan directamente en el éxito o fracaso del mismo, por lo cual es determinante el análisis y la toma de decisiones que se toman durante el desarrollo del proyecto.

Un proyecto representa el nexo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la asignación del presupuesto.

En la **Figura 4.2** se muestra un esquema de la vinculación de los elementos que deben estar considerados para la estimación de los recursos recuperables (y, por extensión, de las reservas):

Análisis de información de Reservas de HC's

A nivel de yacimiento es importante tener en consideración atributos claves como la cantidad de hidrocarburos in-situ, las propiedades de los fluidos, las características de la roca, entre otros aspectos, que afectan la recuperación de aceite y gas. Cada proyecto de explotación aplicado al desarrollo de un yacimiento o un campo, tendrá como consecuencia un pronóstico de producción; este pronóstico deberá ser acotado al límite económico y/o contractual. El pronóstico de producción podrá sufrir ajustes y/o cambios por condiciones operativas, estrategias de explotación, condiciones contractuales, asignación de presupuesto, entre otros, de un año a otro, debiendo hacer el ajuste en los valores de reservas correspondientes.

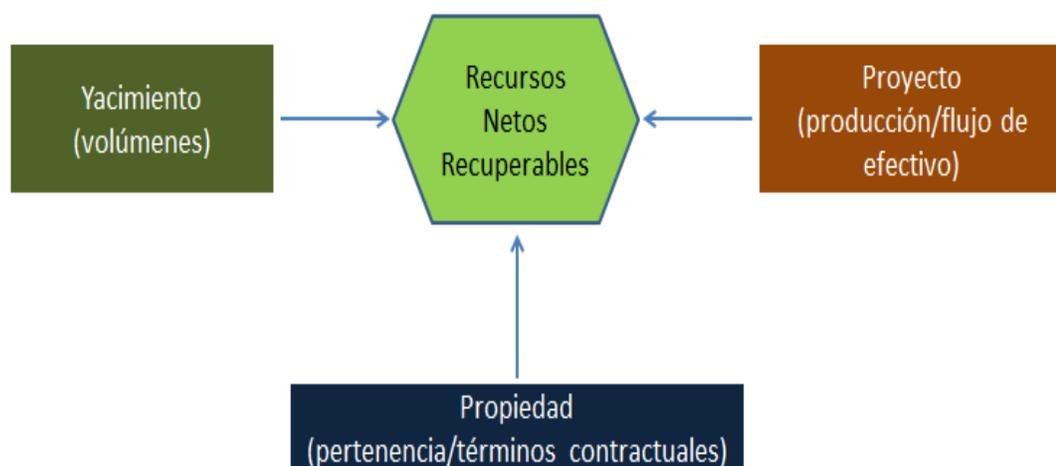


Figura 4.2 Vinculación de los recursos con un proyecto (SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2009).

Un proyecto puede definirse en diferentes niveles y etapas de madurez; puede incluirse uno o más pozos, e instalaciones asociadas de producción y procesamiento. Asimismo, un proyecto puede desarrollar muchos campos y yacimientos, o muchos proyectos menores pueden explotar un yacimiento o un conjunto de ellos, agrupados en un campo.

Las reservas deberán satisfacer cuatro criterios: deberán ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo que abarcan las actividades del proyecto, en donde se incluyen, entre otros, factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden resumirse en resultados en función a costos precios e inversiones relacionados a condiciones del mercado, infraestructura de transporte, procesamiento, términos fiscales e impuestos.

Las cantidades de reservas estimadas serán aquellos volúmenes producibles de un proyecto que se miden de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia.

Los datos técnicos de soporte, los procesos analíticos y las metodologías usadas en una evaluación de reservas deberían documentarse con detalle para permitir a un certificador interno o externo o a un regulador entender claramente las bases para la estimación y categorización de las reservas.

La **Figura 4.3** muestra el nivel de incertidumbre que tienen los proyectos de exploración y producción:

4.3 Proceso de certificación de reservas por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La ley de la CNH establece que esa entidad es la autoridad competente para realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de petróleo; aprobar los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Pemex, en su caso y otorgar el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones elaborados por los terceros independientes contratados por Pemex para certificar las reservas de hidrocarburos. Con esto se busca asegurar que el proceso de certificación de reservas sea confiable y auditable, es decir, que los procedimientos utilizados en las evaluaciones correspondan a los indicados por las autoridades técnicas y económicas en la materia.

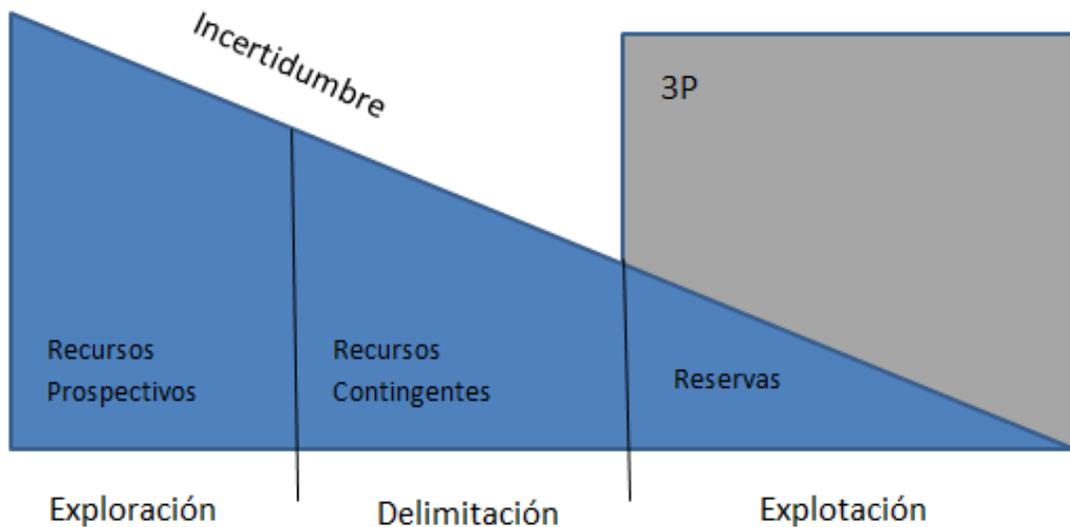


Figura 4.3. Nivel de incertidumbre que tienen los proyectos de exploración y producción, (CNH, 2012).

Petróleos Mexicanos establece contratos con compañías certificadoras con las cuales se definen programas de trabajo que incluyen reuniones con el personal técnico de Pemex a fin de revisar los avances, aprobar la metodología y criterios utilizados en las evaluaciones, así como discutir los resultados alcanzados. Los trabajos son coordinados por las subgerencias regionales de reservas (pertenecientes a las gerencias de planeación de las subdirecciones regionales), las cuales deben entregar con oportunidad la información necesaria para efectuar los trabajos de certificación.

En términos generales, la información incluye, de forma no limitativa:

- Líneas sísmicas 2D o bien sísmica 3D, utilizada para la interpretación estructural.
- Modelo estructural.
- Registros geofísicos de pozos.
- Modelo petrofísico integral.
- Modelo geológico, estratigráfico y sedimentológico.

- Modelo estático o geocelular.
- Pruebas de presión-producción.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Análisis PVT.
- Historia de producción por pozo, yacimiento y campo, de aceite, gas y agua.
- Historias de comportamiento de presión.
- Mediciones por pozo (aforos).
- Modelo de simulación numérica, en su caso.
- Modelos de pronósticos de producción (analíticos, balance de materia, declinación, etc.).
- Estudios de ingeniería de yacimientos y evaluación de reservas.
- Diagrama de instalaciones superficiales y condiciones de operación.
- Costos de operación e inversiones.

Las empresas certificadoras realizan sus propias interpretaciones y análisis económicos, que permitirán definir las reservas probadas, probables y posibles. Los volúmenes originales y las reservas evaluadas por Pemex son comparados por la compañía certificadora con sus propias evaluaciones y certificará aquellas cuya variación no exceda un límite determinado.

La compañía certificadora entrega los resultados en un informe, indicando la definición y clasificación de reservas empleadas, la metodología y los criterios utilizados, así como las estimaciones de volúmenes originales y reservas, documentando los parámetros petrofísicos representativos, la interpretación estructural usada, el modelo para la predicción del comportamiento de yacimientos considerado y los factores utilizados en la estimación.

4.3.1 Proceso de estimación y clasificación de reservas

Durante el proceso de estimación y clasificación de reservas, tanto Pemex como el certificador llevan a cabo una serie de pasos con el objetivo de obtener los valores finales, basados en la siguiente **Figura 4.4**.

Análisis de información de Reservas de HC's

1. Caracterización de Yacimientos

- Interpretación Sísmica
- Análisis de Núcleos
- Determinación del Modelo Petrofísico
- Elaboración del modelo geológico integral

2. Ingeniería de Yacimientos

- Caracterización de fluidos
- Pruebas de presión
- Análisis de curvas de declinación
- Simulación Numérica
- Sistemas Artificiales de Producción
- Diseño de instalaciones Superficiales
- Manejo de Producción de hidrocarburos

En la **Figura 4.5**, se muestra las diferentes escalas a las que se efectúa la caracterización de un yacimiento.



Figura 4.4. Pasos a seguir en la estimación y clasificación de reservas (CNH, 2012).

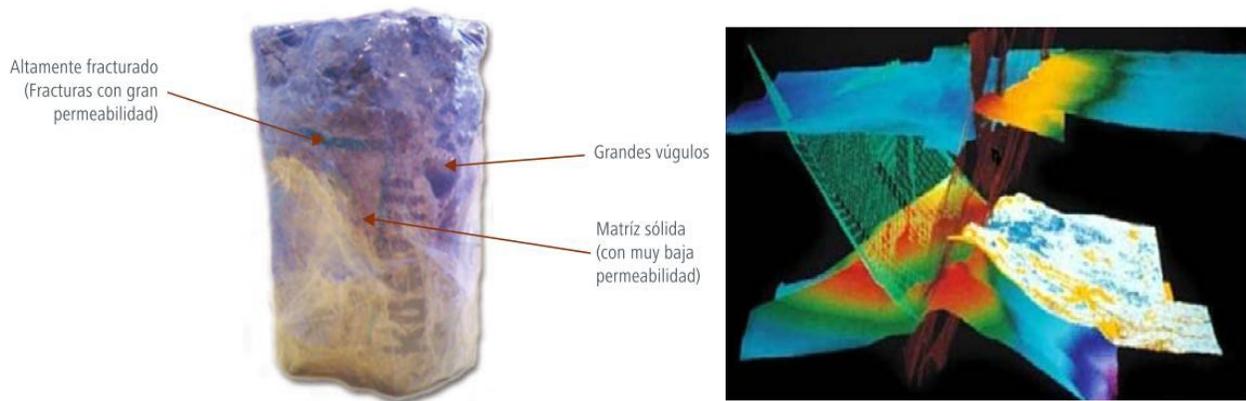


Figura 4.5. La caracterización de un yacimiento se realiza con datos de un núcleo y con datos a nivel estructural, (CNH, 2012).

La Figura 4.6 muestra un esquema del manejo de la producción.

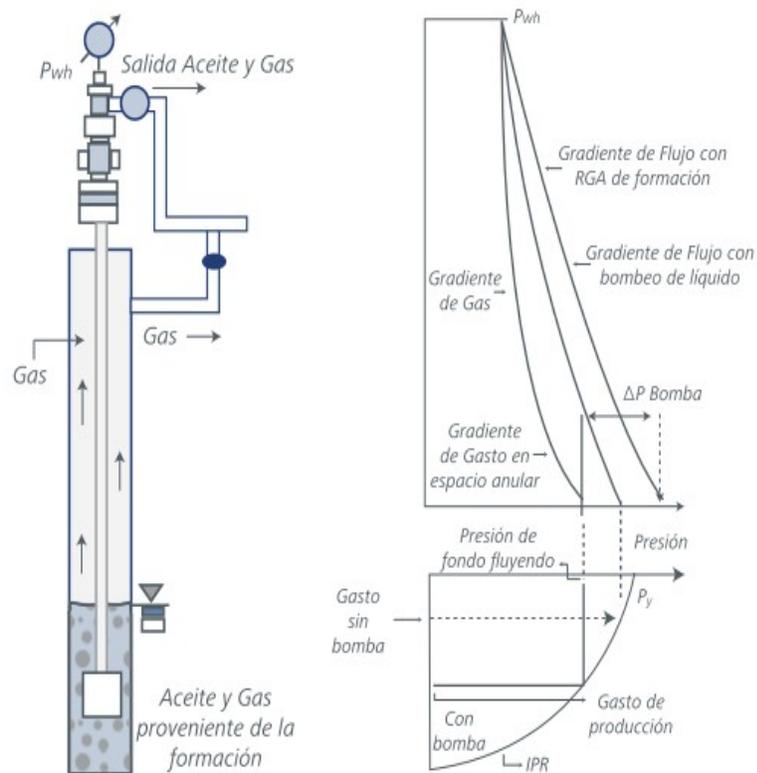


Figura 4.6. Esquema del manejo de la producción, (CNH, 2012).

4.4 Manejo de producción de hidrocarburos

Las condiciones de operación del sistema para el manejo de los hidrocarburos producidos depende principalmente del tipo de fluido producido (aceite extrapesado, pesado, ligero, superligero, gas y condensado o gas seco), de la ubicación del yacimiento (terrestres o costa fuera) y del análisis económico.

Los hidrocarburos producidos deben ser separados para que puedan ser transportados y almacenados en los equipos adecuados, así como también se les deben sustraer los contaminantes que los acompañan, los cuales también a su vez deben ser almacenados, transportados y desechados con especificaciones especiales.

En realidad el manejo de la producción puede ser tan diverso como los yacimientos mismos, es decir, se puede tener un solo pozo conectado a una plataforma fija, a una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en inglés) o una instalación en tierra; o se puede tener un conjunto de pozos que están conectados a una instalación fija o flotante o a una instalación terrestre.

4.5 Evaluación Económica

Las variables que intervienen en la evaluación económica son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias y por lo tanto saber si serán reservas o no. Las principales variables son:

- El pronóstico de Producción.
- Los precios de los hidrocarburos.
- Los costos de operación.
- Las inversiones asociadas al plan de explotación.

4.6 Producción

La producción impacta directamente en los ingresos, en muchas ocasiones, la decisión de realizar un proyecto o no, depende en su mayoría de la producción que se espera obtener. Para la determinación y cuantificación, es necesario llevar a cabo un profundo estudio técnico en el que se evalúen las reservas del yacimiento, la infraestructura con la que se cuenta o se planea adquirir y la tecnología disponible.

4.7 Precio

En particular el precio es una de las variables más importantes en la evaluación económica, pues la variación de éste es la que tiene el mayor impacto en el resultado de un proyecto.

La variación de los precios puede provocar una reclasificación de reservas, puesto que reservas previamente clasificadas como probables ante un alza en el precio, se pueden volver económicamente rentables a pesar de una costosa inversión para su explotación, siendo ahora reclasificadas como probadas.

Para la determinación del precio es necesario tomar en cuenta la oferta, la demanda y el precio previo, tanto para los hidrocarburos como para sus derivados; así como el riesgo político, económico y técnico.

4.8 Costos

Son todos los gastos necesarios para mantener en operación el proyecto, esto incluye los bienes y servicios que se requerirán.

Los costos serán determinados en función de la infraestructura y su mantenimiento requerido, de los productos y los servicios que se necesitan, así como la eficiencia en el uso de estos recursos. Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: Variables o fijos.

4.9 Inversiones en los proyectos

Es el capital necesario para poner en marcha el proyecto al inicio de este. Es la aplicación de recursos financieros, ya sea de índole pública o privada, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto.

La inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

4.10 Indicadores económicos

La evaluación económica de un proyecto se realiza mediante el análisis de los indicadores económicos, éstos nos permiten conocer y evaluar los flujos de efectivo (ingresos- egresos) durante el tiempo. Conociendo estos indicadores y utilizando las metodologías de evaluación, podremos conocer el valor del proyecto durante el tiempo y con esto determinar el valor de las reservas.

- Valor presente neto
- Tasa interna de retorno
- Eficiencia de inversión (VPN/VPI)

4.11 Límite económico (LE)

El límite económico es el punto máximo del acumulado del flujo de efectivo, define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto es la fecha en la cual son determinados los valores de las reservas.

Para que un proyecto sea rentable, el límite económico debe ser mayor que el periodo de

recuperación, es decir que haya pasado el tiempo suficiente para que el proyecto haya generado las ganancias suficientes para al menos recuperar las inversiones y los gastos.

En la siguiente **Figura 4.7** se muestra el límite económico:

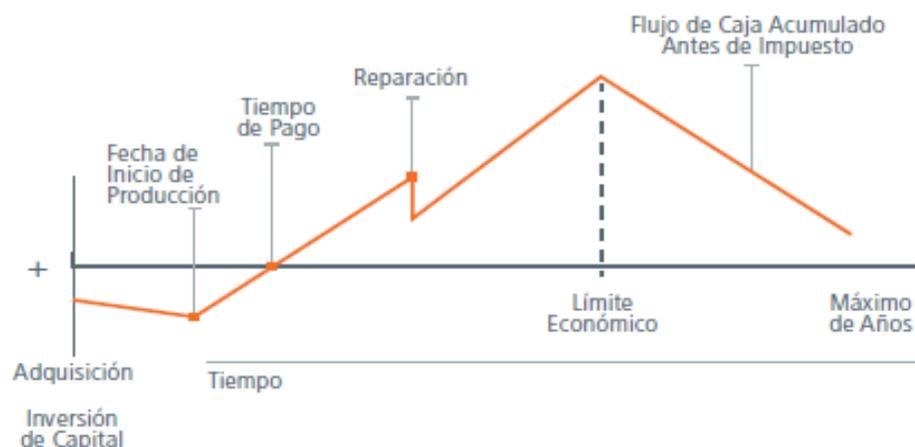


Figura 4.7. Relación de tiempo de recuperación con respecto a él límite económico, (CNH, 2012).

4.12 Proceso General de Dictamen de las Reservas por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

El proceso de dictamen de las reservas por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se desarrolla con base en los “Lineamientos que regulan el procedimiento de dictamen para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes”.

Conforme al proceso de dictamen de reservas, Petróleos Mexicanos debe dar cumplimiento a la normatividad emitida por la CNH con la siguiente información:

- La designación del funcionario de mayor jerarquía en Pemex Exploración y

Análisis de información de Reservas de HC's

Producción encargado de solventar los requerimientos de información de la CNH durante el proceso de dictamen.

- Los términos y condiciones del contrato al que quedarán sujetos los terceros independientes.
- Las regiones, activos, campos, yacimientos y pozos que comprenderán los trabajos de certificación de reservas por parte de los terceros independientes.
- Las fichas técnicas de los profesionales o grupo de expertos que designarán los terceros independientes para la certificación de las reservas de hidrocarburos, y
- La manifestación por escrito por lo que Pemex Exploración Producción (PEP) da constancia de la no existencia de causales o impedimentos para la celebración de los contratos entre Pemex y los terceros independientes.
- Con base en dicho aviso, la CNH, realiza de forma paralela lo siguiente:
- Define un cronograma y un plan de trabajo para dar seguimiento a las evaluaciones y cuantificaciones de las reservas de hidrocarburos.
- Da aviso al comité de auditoría y evaluación del desempeño de Pemex del procedimiento de documentación y dictamen que realizará la CNH, y
- Analiza el aviso a efecto de realizar observaciones respecto de la información de los terceros independientes proporcionada por Pemex, en caso de ser necesarias.

Una vez realizado lo anterior, la Comisión recibe los reportes finales elaborados por Pemex y por los terceros independientes. En caso de que la información recibida no sea suficiente se solicita la información faltante a Pemex hasta cumplir la suficiencia documental. Una vez que la información está completa, se resuelve lo siguiente:

- El inicio de la fase de dictamen.
- La designación y conformación del grupo de trabajo al que se le encomendará el análisis de la información entregada.

Se realiza un análisis aplicando un primer criterio de valoración a los reportes elaborados por Petróleos Mexicanos y a los reportes finales de las certificaciones realizadas por los terceros independientes, si las diferencias en las estimaciones son mayores al 10% por activo para las

reservas 1P y por regiones para las reservas 2P y 3P, el grupo de trabajo realiza un análisis de las diferencias con base en los argumentos y la información presentada; en el caso de que las diferencias que no hayan quedado plenamente justificadas ante el Órgano de Gobierno de la CNH, se señalan que las estimaciones quedan sujetas a un procedimiento de revisión específico para clarificar las mismas.

Los reportes con diferencias en estimaciones menores o iguales al 10% para las reservas 1P y por regiones para las reservas 2P y 3P, aplicando el primer criterio son propuestos para aprobación ante el Órgano de Gobierno.

Finalmente, la Comisión emite una resolución donde los reportes fueron aprobados, en caso de no haber sido así, las estimaciones hubieran quedado sujetas a un procedimiento de revisión específico para las cuales se definiría y desarrollaría un plan de trabajo cuyo plazo no será mayor a la fecha de presentación del próximo periodo anual de dictamen de reservas por parte de la Comisión, plazo durante el cual la Comisión resolverá sobre los resultados de dicho plan de trabajo.

4.13 Análisis del proceso de evaluación y certificación de reservas de hidrocarburos en México.

La explotación de hidrocarburos tiene su base en la cantidad de hidrocarburos que se encuentren en la corteza terrestre, es decir en la riqueza volumétrica y reservas de aceite y gas que puedan ser explotadas, por tal motivo se crearon en México los lineamientos para la Evaluación y Certificación de Reservas, bajo un proceso que busca asegurar que los resultados obtenidos en la evaluación de reservas sean confiables, estén acorde a los lineamientos establecidos internacionalmente y que puedan ser sometidos a procesos de auditoría.

A diferencia de los capítulos previos, este proceso involucra tres actividades generales:

Análisis de información de Reservas de HC's

1. Evaluador (Documentador).

Pemex es el encargado de realizar la estimación de los recursos petroleros en el subsuelo. Para ello requiere acopiar y analizar la información técnica, económica, legal, etc., necesaria para desarrollar los proyectos a través de los cuales se pretenden extraer dichos recursos.

Una vez realizadas las estimaciones, envía toda la información utilizada a la empresa certificadora.

2. Certificación (Dictaminador).

La empresa certificadora con base a la información proporcionada por PEMEX, se encarga de revisar que las estimaciones de PEP se hayan realizado de manera apegada a las metodologías internacionales y sus resultados sean confiables. Para lograr esto, la empresa certificadora realiza su análisis propio a través de la aplicación de su propia metodología con la información técnica proporcionada por PEMEX. Una vez que se tienen los resultados, se entregan a PEMEX y a la entidad reguladora.

3. Regulación.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) recibe la información, documentación y estadística necesaria, así como los resultados de las certificaciones y los reportes de evaluación o cuantificación elaborados por empresas certificadoras. Revisa la estimación realizada por PEP y la compara contra la elaborada por la empresa certificadora. Si la diferencia es menor del 10% no emite observaciones y se aceptan las cifras propuestas por PEMEX. En caso contrario, solicita aclaraciones a las dos partes sobre cuáles son los motivos que originan la diferencia.

Independientemente de la revisión global sobre las cifras, la CNH debe contar con los elementos necesarios de juicio y técnicos necesarios para realizar la dictaminación sobre las reservas de hidrocarburos con los que cuenta el país.

En el siguiente **Diagrama 4.1** se muestra el funcionamiento del dictamen y su registro:

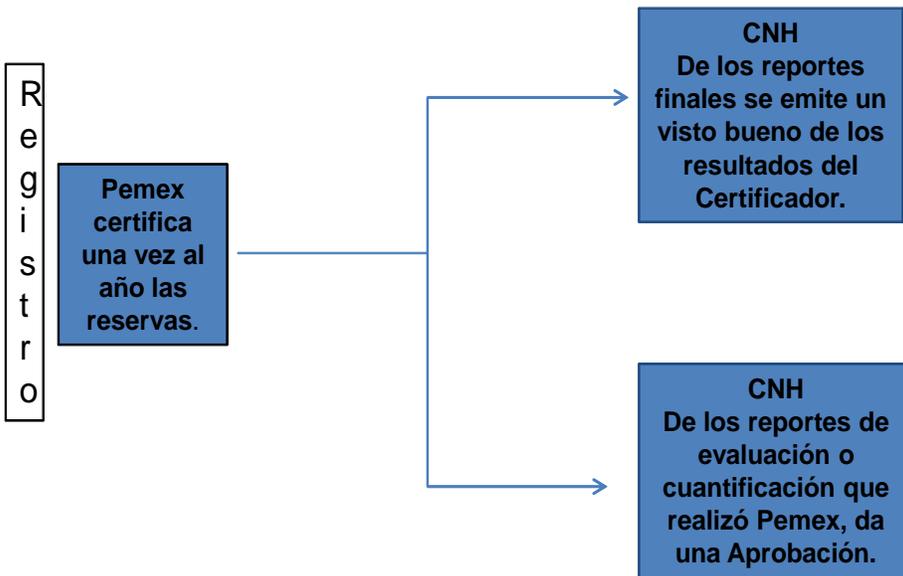
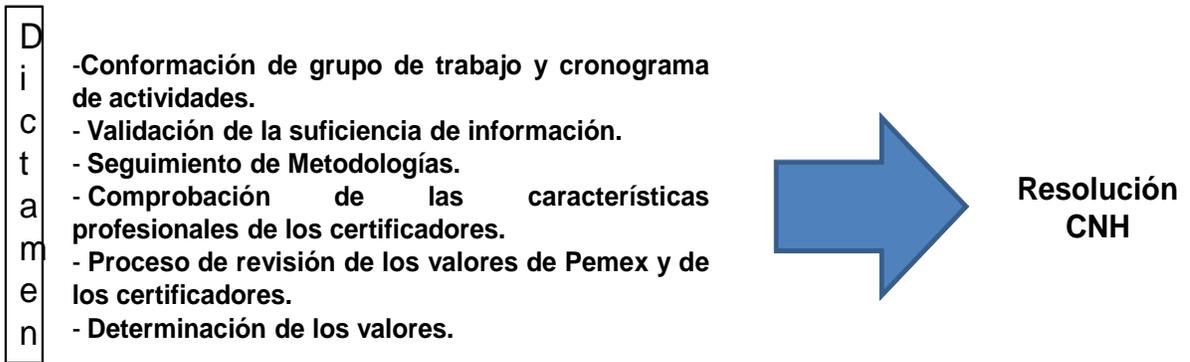


Diagrama 4.1 Funcionamiento del dictamen y su registro

Conclusiones y recomendaciones

- Al revisar los diversos documentos que establecen formatos y contenidos de las estrategias de explotación, así como los que contienen definiciones y lineamientos para dictaminarlos, se concluye que todos solicitan incluir la misma información.

También, al comparar estos documentos con el lineamiento para estimar reservas, se concluye que la información a incluir es la misma.

La recomendación es emitir un solo lineamiento, con su respectivo reglamento, basado en el documento rector de PEMEX, para documentar y dictaminar planes y programas de trabajo en los cuales se revise tanto el cumplimiento de las fases de diseño como la estimación de reservas.

Dentro de estos lineamientos a emitir, se debería incluir la obligatoriedad para que las certificaciones que realicen las empresas externas sean enfocadas en revisar ambas cuestiones. Con esto, la certificación tendrá un mayor soporte que si estuviera realizado por un ente interno de la empresa a dictaminar.

- Durante el proceso de dictamen del proyecto, si la CNH requiere alguna aclaración por parte de Pemex antes de formular el dictamen correspondiente emite un oficio de observaciones y recomendaciones y a su vez Pemex cuenta con un plazo de seis meses para responder a dichas solicitudes de ampliaciones y correcciones. Este plazo es demasiado largo para poder dictaminar en forma adecuada.

La recomendación es realizar un proceso de dictaminación como el que se describe en el documento rector dentro de los plazos manejados en los CIEP, con el cual se optimiza el proceso. Además, deberá establecer programas de colaboración con las instituciones educativas y de investigación para desarrollar grupos de especialistas que puedan reforzarlos en estas dictaminaciones.

- ◆ Desde la etapa del Pre-FEL se menciona que se deben considerar las reservas oficiales pero, debe tenerse muy claro que solamente son referencias, ya que la documentación del proyecto busca obtener el escenario de mayor rentabilidad, lo cual lo convierte en el que tiene el mayor volumen de reservas.

- ◆ Los indicadores económicos que toman en cuenta el valor de dinero en el tiempo no son aplicables como Índices Clave del Desempeño, ya que al realizar el análisis en tiempos distintos, los valores obtenidos dejan de ser representativos.
Deberían presentarse ejemplos técnicos para poder mejorar la asimilación y aplicación de la metodología VCD.

- ◆ El documento rector se contradice al mencionar que un proyecto que se encuentre bajo la etapa de FEL-II debe incluirse en las carteras de proyectos regionales pero, al mismo tiempo establece que los proyectos deben incluirse en la cartera hasta que hayan cumplido con las tres fases.
La recomendación es mantener la postura de no incluir proyectos en la cartera hasta después de terminar adecuadamente las 3 fases, ya que es en este momento cuando la incertidumbre se ha reducido considerablemente y con ello existe una mayor probabilidad de éxito.

Bibliografía

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. CNH.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2009). *Resolución CNH.06.002/09, por lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación*. Diario Oficial.
3. Flores, B. A.-E. (Abril 2014). *Aplicación de la Metodología PRMS en el Proceso de Revisión de Reservas entre Compañías Operadoras y Certificadoras*. México,D.F.: Tesis de Licenciatura,UNAM.
4. *Hernández Días Uziel*. (Marzo 2014). México,D.F.: Tesis de Licenciatura, UNAM.
5. PEMEX Exploración y Producción. (2010). *Documento Rector para el Diseño de Proyectos de Explotación*. PEMEX.
6. Petróleos Mexicanos, PEMEX Exploración y Producción. (2011). *Proyecto Integral Delta del Grijalva, Documento Soporte de Decisión, Cambio de Monto y Alcance*. México.
7. PWC. (Mayo de 2012). www.pwc.com.
8. SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG. (2009). *Petroleum Resources Management System*. Petroleum Resources Management System.
9. Tejeida, G. O.-S. (Mayo 2012). *Gestión y Optimización de Proyectos para la Explotación de Campos Maduros: Caso México*. México,D.F.: Tesis de Licenciatura,UNAM.
10. Téllez, E. S. (2014). *Análisis de Contratos Incentivados de PEMEX Exploración y Producción*. México,D.F.: Tesis de Licenciatura,UNAM.
11. Vela, J. J. (s.f.). Periodo de Evaluación o Inicial de los CIEPs: Identificación de la rentabilidad del negocio., (pág. 21). México.
12. A.C., Ó. d. (2011). *Foro Lineamientos de Medición México*. México, D.F.: Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.