



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Reporte de las Actividades de  
Analista Técnico en Formulación Y  
Evaluación de Proyectos de  
Extracción de Hidrocarburos en  
Campos Terrestres  
Correspondientes a la Tercera  
Licitación de la Ronda Uno**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Alejandra Córdova Hernández

**ASESOR DE INFORME**

Ing. José Juventino Sánchez Vela



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

## Contenido

Introducción.....	1
Justificación .....	2
Capítulo I. Descripción de la Compañía .....	3
1.1 Historia.....	3
1.2 Misión .....	3
1.3 Visión .....	3
1.4 Objetivos estratégicos.....	3
1.5 Filosofía y valores .....	4
1.6 Estructura organizacional.....	5
Capítulo II. Problemática abordada .....	7
2.1 Antecedentes de la Reforma Energética de 2013.....	7
2.2 Tercera Licitación.....	8
2.2.1 Descripción.....	8
2.2.2 Ubicación.....	9
2.2.3 Recursos y reservas .....	9
2.2.4 Calendario .....	11
Capítulo III. Metodología aplicada .....	13
3.1 Conceptos generales .....	13
3.1.1 Definición de proyecto .....	13
3.1.2 Definición de proyecto de inversión .....	15
3.2 Teoría de evaluación económica .....	16
3.2.1 Componentes de los flujos de efectivo .....	17
3.2.1.1 Estimación de recursos .....	17
3.2.1.2 Perfiles de producción.....	18
3.2.1.3 Precios e ingresos.....	19

---

3.2.1.4 Costos e inversiones .....	20
3.2.1.5 Cálculo de los flujos de efectivo .....	22
3.2.2 Indicadores de rentabilidad.....	22
3.2.2.1 Valor Presente Neto (VPN) .....	23
3.2.2.2 Eficiencia de la inversión (VPN/VPI) .....	25
3.2.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	26
3.3 Descripción de la evaluación económica realizada.....	28
 Capítulo IV. Resultados.....	 39
 Conclusiones.....	 44
 Bibliografía .....	 46
 Anexos .....	 48
A.1 Definiciones .....	48
A.2 Lista de Figuras .....	50
A.3 Lista de Tablas .....	50

## Introducción

El principal objetivo del presente informe es mostrar mi contribución como miembro del equipo técnico que llevó a cabo el análisis económico preliminar de los campos terrestres ofertados en la Tercera Licitación de la Ronda Uno. De igual forma, expondré la metodología aplicada para determinar los indicadores económicos considerados al evaluar los proyectos de explotación planteados para las distintas Áreas Contractuales, los cuáles permitieron determinar y preseleccionar los campos que eran económicamente más atractivos para la Compañía.

En el Capítulo I, presento una breve reseña histórica y la estructura organizacional de la Empresa en la que me desempeñé como Analista Técnico en Formulación y Evaluación de Proyectos, así como la misión, visión, objetivos estratégicos y filosofía de la misma.

En el Capítulo II, pongo en contexto los antecedentes e información pertinente a la Licitación para la Adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos, la cual definió la problemática, retos y actividades a realizar por la Compañía.

En el Capítulo III, muestro la metodología de evaluación económica necesaria para evaluar el Portafolio de Proyectos de la Empresa, al mismo tiempo que defino los conceptos que sustentan el análisis de factibilidad financiera de los proyectos de inversión.

En el Capítulo IV, presento los resultados de las actividades descritas a manera de los entregables que aporté a la Compañía durante el tiempo que laboré dentro de ella.

Finalmente, doy las conclusiones de las actividades realizadas conforme a los objetivos planteados.

## **Justificación**

El negocio del petróleo difiere significativamente de todos los otros tipos de empresa comercial. El más notable de los factores que hacen que la industria petrolera sea única es lo cuantioso del capital requerido, lo cual prevalece en todas las fases de la exploración y la extracción de los hidrocarburos.

Bajo las condiciones económicas actuales y su repercusión en la industria petrolera mexicana, cobra mayor importancia el hacer evaluaciones que brinden a las compañías una mayor certeza al momento de identificar y establecer prioridades en la asignación de recursos y sus oportunidades de inversión, así como asegurar que el portafolio sea consistente y coherente con las estrategias de la organización.

El proceso de evaluación de proyectos de inversión, además de determinar aquellos que presentan mayor rentabilidad para la empresa en su conjunto, contempla desarrollar una cultura de responsabilidades y de mejora continua en la conceptualización e instrumentación de dichos proyectos.

Los altos costos de inversión e incertidumbre asociados a descubrir nuevos yacimientos han hecho que la industria considere a los campos maduros como una alternativa viable de incorporación y desarrollo de reservas remanentes y con una menor inversión para su rejuvenecimiento. Esta recuperación adicional dependerá de los recursos humanos altamente especializados, las tecnologías disponibles, la viabilidad económica y las estrategias eficaces de la administración de los yacimientos.

## **Capítulo I**

### **Descripción de la Compañía**

En este capítulo presento la información de mayor relevancia de la Compañía Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos (Jaguar E&P), la cual participó en la Tercera Licitación de la Ronda Uno.

#### **1.1 Historia**

Jaguar E&P surge en México a raíz de la Reforma Energética Mexicana de 2013, y queda legalmente constituida el 26 de marzo de 2015.

#### **1.2 Misión**

Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la Nación, con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable.

#### **1.3 Visión**

Ser reconocida por los mexicanos como una empresa mexicana socialmente responsable, que permanentemente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es ágil, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y operaciones.

#### **1.4 Objetivos estratégicos**

- Incrementar inventario de reservas por nuevos estudios y reclasificación.
- Incrementar la producción de hidrocarburos.

- Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción.
- Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria.
- Garantizar la operación segura y confiable.
- Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades.
- Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral.

### **1.5 Filosofía y valores**

Agilidad es dinamismo de mente y movimiento. Agilidad es aprovechar el tiempo para dar una solución expedita al quehacer de Jaguar E&P y tener una capacidad de respuesta rápida para ser eficaz y utilizar de la mejor manera los recursos disponibles.

Innovación es el impulso constante para encontrar una mejor manera de realizar la actividad diaria. Es atreverse al cambio. Es abordar creativamente los problemas con el fin de darles la mejor solución operativa para crear un Jaguar E&P sustentable.

Colaboración implica la disposición del individuo a participar en la actividad diaria de Jaguar E&P. Es trabajar en equipo, unir esfuerzos en beneficio de la empresa. Colaborar es contribuir para que cada área forme parte del engranaje que constituye un gran Jaguar E&P.

Rendición de cuentas implica actuar por convicción. Inspirar confianza por el desempeño personal, por la responsabilidad de las acciones realizadas y por hacer propias las metas y el compromiso operativo y social de Jaguar E&P.

Honestidad es creer y actuar de acuerdo a principios morales. Ser honesto es expresar lo que se piensa con un afán propositivo en función de los intereses de Jaguar E&P. Es no dilapidar los recursos naturales y financieros de la empresa, ni dar o recibir algo que no pertenece por derecho propio.

Orgullo es saberse parte de Jaguar E&P. Es honrar sus propósitos, valores y razón de ser e identificarse con ellos. Sentir orgullo por Jaguar E&P es saber que su contribución es fundamental para la economía del país y las condiciones de vida de las comunidades donde opera.

### **1.6 Estructura organizacional**

En la Figura 1.1 se observa la estructura y jerarquía de Jaguar E&P. Yo formaba parte del equipo técnico, con el puesto de Analista de Evaluación de Proyectos y trabajaba directamente con mi correspondiente Asesor Senior, especialista en el área, quien me dirigía en las actividades a realizar.



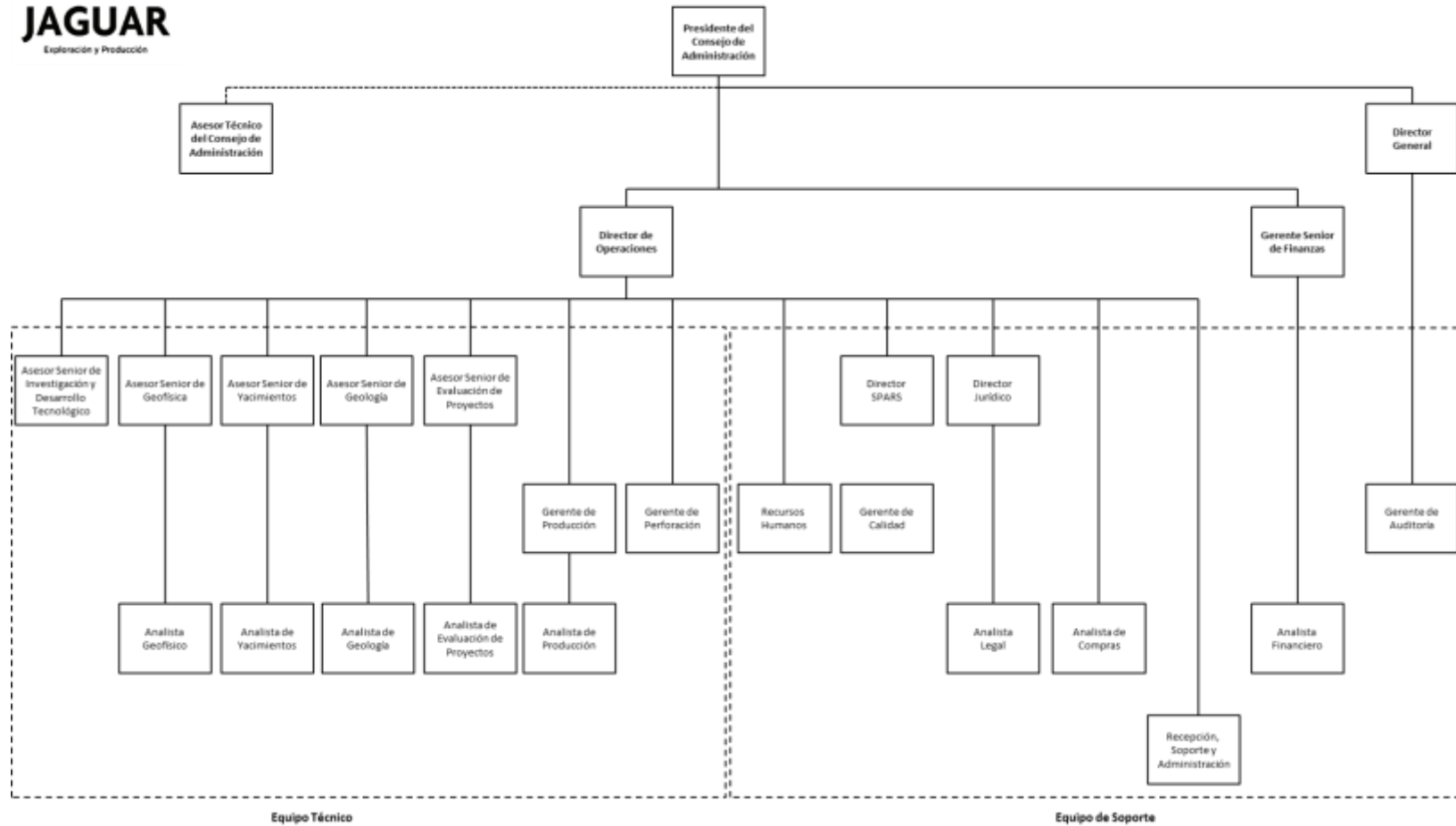


Figura 1.1 – Estructura Organizacional de Jaguar E&P

## **Capítulo II**

### **Problemática abordada**

A continuación resumo los puntos más importantes de la Licitación para la Adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos, la cual permitió afrontar los primeros retos a nivel Compañía.

#### **2.1 Antecedentes de la Reforma Energética de 2013**

El 20 de diciembre de 2013, el Ejecutivo Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

De acuerdo al texto constitucional, tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y, con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.

Asimismo, el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, en su décima disposición transitoria, inciso b), prevé que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) tiene, entre otras, las facultades para realizar licitaciones, asignar ganadores y suscribir los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; administrar en materia técnica las asignaciones y contratos; supervisar los planes de extracción que maximicen la productividad del campo en el tiempo y regular en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

## **2.2 Tercera Licitación**

El día 11 de mayo de 2015, el Órgano de Gobierno de la CNH emitió la Convocatoria CNH-R01-C03/2015 y las Bases CNH-R01-L03/2015 para llevar a cabo la Licitación para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos, en 25 Áreas Contractuales terrestres, publicadas en el DOF y en la página de internet [www.ronda1.gob.mx](http://www.ronda1.gob.mx) el día 12 de mayo de 2015.

### **2.2.1 Descripción**

El objeto de la Licitación fue la adjudicación de Contratos de Licencia para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos en las Áreas Contractuales Terrestres – Tercera Convocatoria, según los términos previstos en el Contrato que formó parte de las Bases, el cual además contenía las reglas respecto del alcance y programación de las actividades petroleras, contraprestaciones, subcontratación y demás aspectos operativos, así como los derechos y obligaciones.

Se celebró un Contrato por cada Área Contractual, por lo que los Licitantes presentaron Propuestas para cada Área Contractual de su interés, atendiendo a lo establecido en las Bases.

La Tercera Licitación vio los primeros Contratos de Licencia otorgados en México. Los bloques contractuales se dividieron en dos categorías: los de un volumen de hidrocarburos recuperables restantes de menos de 100 millones de barriles, denominados Áreas Tipo 1, y los de volumen de hidrocarburos recuperable igual o superior a 100 millones de barriles, correspondientes a las Áreas Tipo 2.

### **2.2.2 Ubicación**

La Tercera Licitación se centró en los campos convencionales maduros ubicados en áreas terrestres de México. Se ofertaron veinticinco Contratos de Licencia en tierra, los cuales se distribuyeron en cinco estados de la República: Chiapas, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, dentro de tres principales cuencas sedimentarias: Burgos (8 bloques), Tampico-Misantla (5 bloques) y la Cuenca del Sureste (12 bloques). Esto se muestra en la Figura 2.1.

### **2.2.3 Recursos y reservas**

La evaluación de reservas de hidrocarburos de la CNH más reciente con la que se contaba (al 1 de enero de 2015) indicó que en total, los bloques en oferta contenían recursos in-situ de 2.5 mmmbpce. Al cierre de 2015, los 25 campos habían producido un acumulado de 612 mmbpce. Los recursos no recuperados se estimaron de alrededor de 2 mmmbpce.

Algunos de los campos requerían inversión para desarrollo, mientras que otros precisaban la aplicación de métodos de recuperación para mejorar el factor de recuperación de hidrocarburos de la cuenca. El total de reservas 3P remanentes en los 25 campos de sólo 68 MMbpce representó un reto importante para que los operadores aplicaran técnicas innovadoras para aprovechar mejor el restante de los volúmenes recuperables.

La Ronda Uno representó una oportunidad única para compañías nacionales e internacionales para invertir y para aplicar innovadores planes de desarrollo y tecnologías a estos campos maduros. Mientras que algunos de los campos que se ofertaron fueron muy pequeños, seguían siendo atractivos para las pequeñas empresas que se centran en la adquisición de bajo costo activos convencionales en plays de hidrocarburos probados.

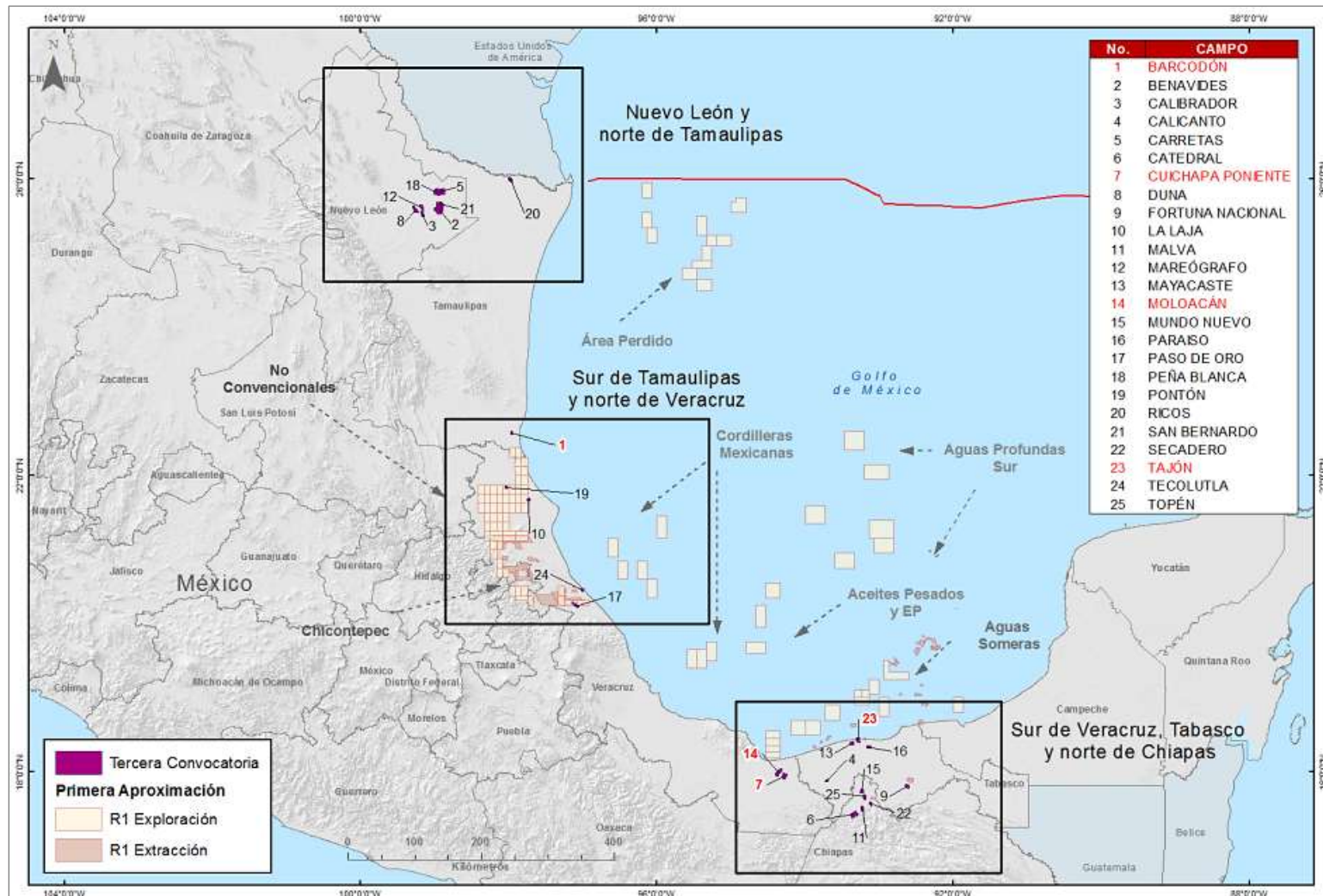


Figura 2.1 – Mapa de las Áreas Contractuales (SENER, 2015)

#### 2.2.4 Calendario

Las actividades más importantes relativas a esta licitación se calendarizaron de la siguiente manera, cabe destacar que todas las fechas pertenecen al año 2015:

- Publicación de la Convocatoria y Bases: 12/mayo
- Solicitud de acceso al Cuarto de Datos: 12/mayo - 28/agosto
- Acceso al Cuarto de Datos: 1/junio - 14/diciembre
- Visitas a Áreas Contractuales: 15/junio - 11/diciembre
- Recepción de documentos de precalificación: 28/septiembre - 09/octubre
- Publicación de Bases finales: 20/noviembre
- El anuncio de las compañías precalificadas: 1/diciembre
- Acto de presentación y apertura de Propuestas y declaración de Licitantes ganadores: 15/diciembre

En la Figura 2.2 se muestra el calendario oficial detallado de manera gráfica.

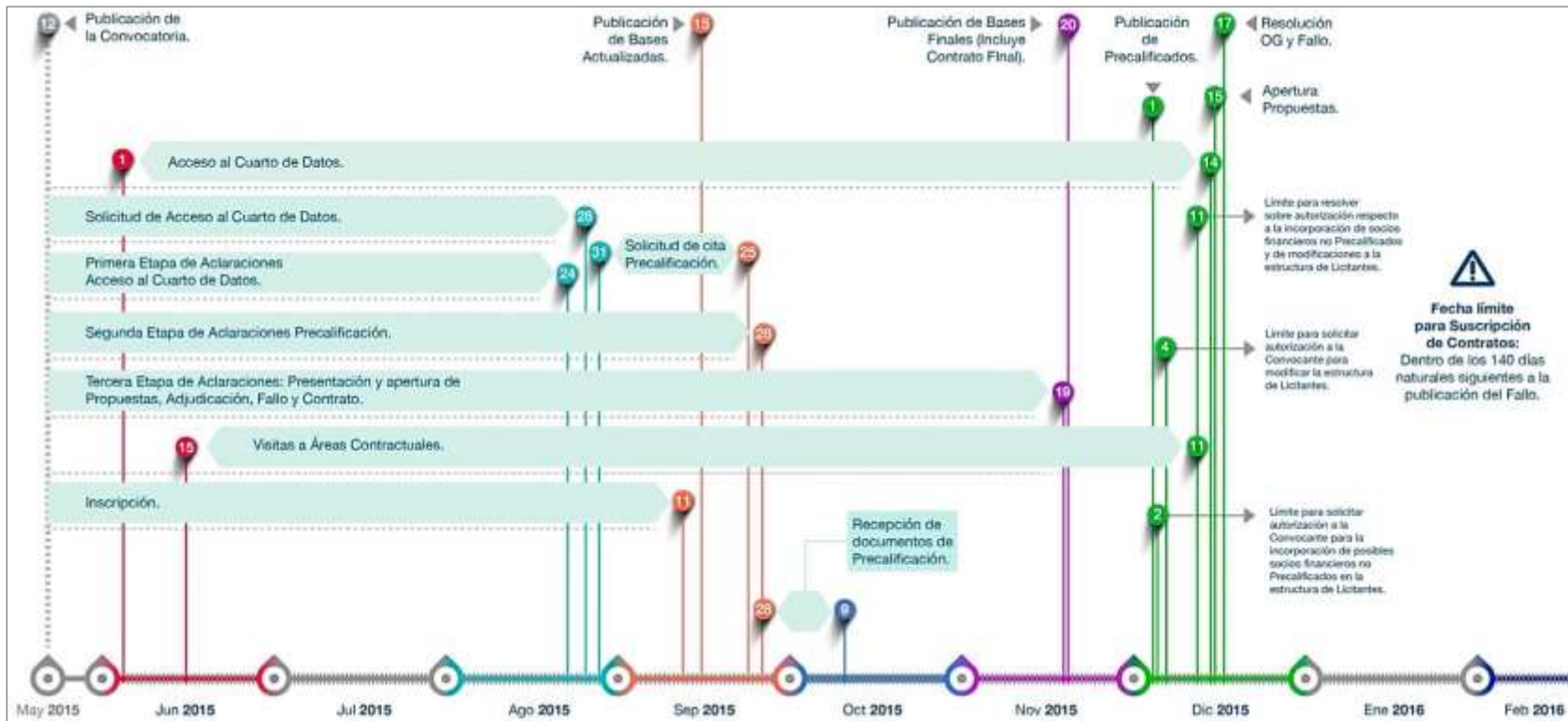


Figura 2.2 – Calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Tercera Convocatoria CNH-R01-L03/2015 (CNH, 2015)

## **Capítulo III**

### **Metodología aplicada**

#### **3.1 Conceptos generales**

La correcta administración de proyectos petroleros requiere de habilidades, conocimientos y del entendimiento de las definiciones esenciales y las mejores prácticas de la industria, así como un adecuado manejo de los productos financieros, los cuales son necesarios al generar y analizar flujos de efectivo para cualquier proyecto de recuperación de hidrocarburos y así tener para tener mejores rendimientos, esto incluye las condiciones económicas actuales y pronosticadas. Es por ello, que en este capítulo muestro los conocimientos básicos necesarios para participar en el proceso de evaluación económica de este tipo de proyectos.

##### **3.1.1 Definición de proyecto**

El Petroleum Resources Management System (PRMS) define al proyecto como la relación entre el yacimiento (o yacimientos) y la toma de decisiones relacionadas con este. En general, un proyecto individual representará el nivel al cual una decisión de proceder o no es tomada y debería haber un rango asociado de volúmenes recuperables estimados para ese proyecto. Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera un perfil único de producción y flujo de efectivo.

Un proyecto puede ser considerado como una oportunidad de inversión. Las decisiones de gestión reflejan la selección o rechazo de las oportunidades de inversión en una cartera basada en la consideración de los fondos totales disponibles, el costo de la inversión específica, y el resultado esperado, en términos de valor, de esa inversión.



El proyecto se caracteriza por los costos de inversión, es decir, sobre lo que realmente se gasta el dinero, y proporciona la base fundamental para la gestión de la cartera y la toma de decisiones. En algunos casos, los proyectos se implementan estrictamente sobre la base de los conductores estratégicos pero no obstante son definidos por estas métricas financieras.

En todos los casos, la decisión de proceder con un proyecto requiere una evaluación de los costos futuros, en base a una evaluación de las instalaciones de desarrollo necesarias, para determinar el rendimiento financiero esperado de esa inversión. A pesar de que algunos proyectos pueden no ser económicamente viables cuando se evalúan inicialmente, son aún parte de la cartera, y pueden llegar a ser recuperables en el futuro a medida que se desarrollan nuevas tecnologías.

Con el fin de asignar recursos recuperables de cualquier clase, se necesita definir un plan de desarrollo que consista de uno o más proyectos. Dadas las grandes incertidumbres involucradas en esta etapa temprana, el programa de desarrollo no tendrá el detalle esperado para etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recuperación puede ser ampliamente basada en proyectos análogos.

Es conveniente dividir cada proyecto en distintas fases para tener un mejor control de este, las cuales en conjunto conforman el ciclo de vida del proyecto, el cual se puede visualizar en la Figura 3.1. Cada una de estas etapas requiere uno o más entregables, los cuales son productos tangibles y verificables tales como, estudios de viabilidad, diseños detallados o prototipos de trabajo.

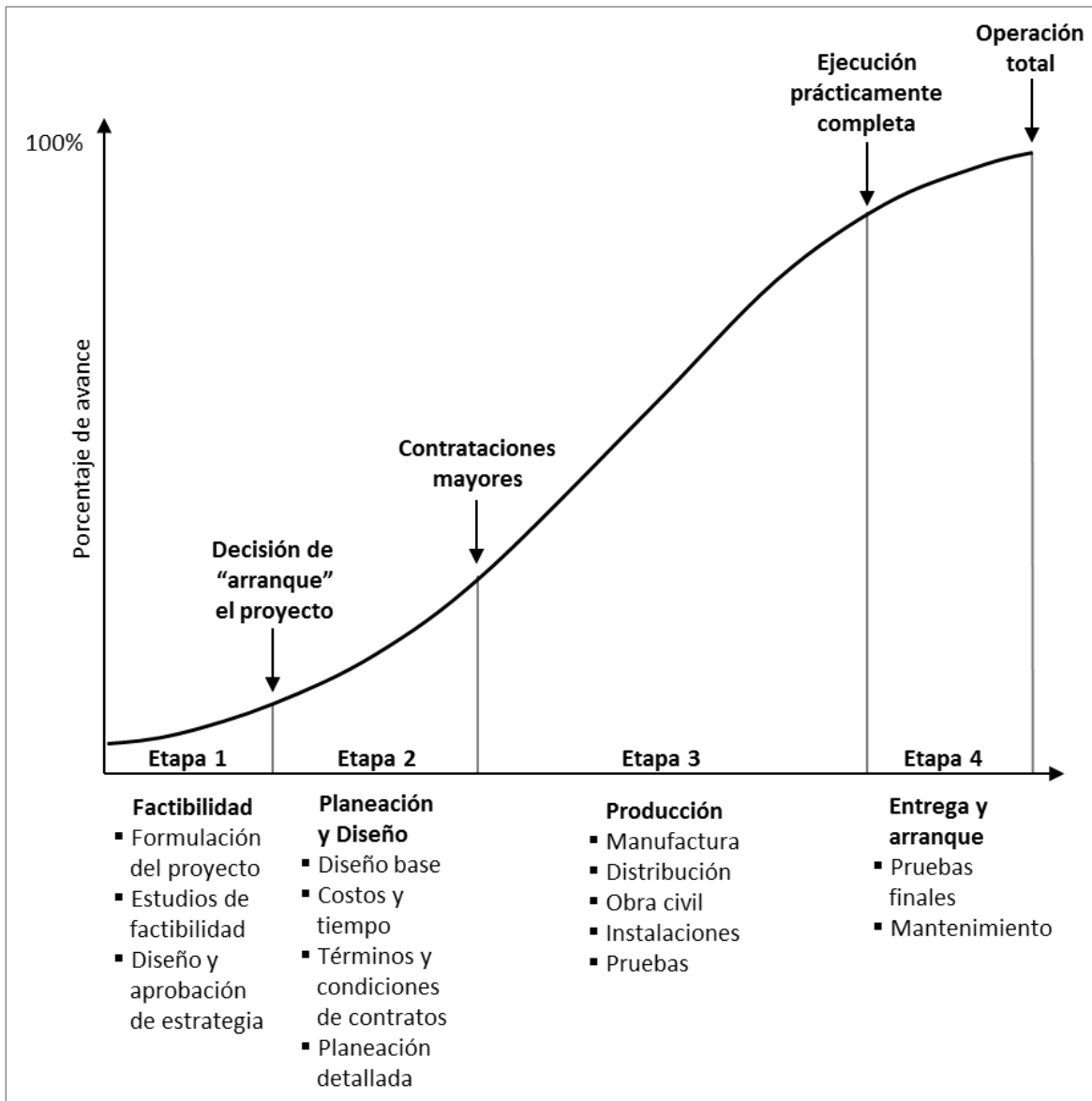


Figura 3.1 – Ciclo de vida de un proyecto (PMBOK, 2000)

### 3.1.2 Definición de proyecto de inversión

Una inversión, es la colocación de capital para obtener una ganancia futura. Un proyecto de inversión es una propuesta de acción que a partir de la utilización de los recursos disponibles, considera posible obtener ganancias y beneficios. Estos beneficios, que no son seguros, pueden ser conseguidos a corto, mediano o largo plazo.

El proyecto de inversión, en definitiva, es un plan al que se le asigna capital e insumos materiales, humanos y técnicos. Su objetivo es generar un rendimiento económico a un determinado plazo. Para esto, será necesario movilizar recursos a largo plazo.

### **3.2 Teoría de evaluación económica**

La evaluación económica de proyectos es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos. Se considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta (con una respectiva tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

La evaluación económica que soporta la decisión de inversión está basada en un pronóstico razonable de condiciones futuras de la entidad, incluyendo costos y precios, los cuales existirán durante la vida del proyecto (caso pronóstico). Tales pronósticos están basados en cambios proyectados a las condiciones actuales; la Society of Petroleum Engineers (SPE) define “condiciones actuales” como el promedio de las existentes durante los 12 meses previos.

En el proceso de decisión son considerados escenarios económicos alternativos. El análisis de las distintas alternativas de una decisión de inversión dada muestra diferencias importantes con respecto a costos, ganancias, ahorros, vida del proyecto, consideraciones de impuestos, efectos de escalamiento e inflación, y en general, los riesgos e incertidumbres asociados a los proyectos bajo consideración.

### **3.2.1 Componentes de los flujos de efectivo**

La construcción de un flujo de efectivo proporciona los datos necesarios para el cálculo de los indicadores económicos decisivos en la jerarquización y selección de proyectos. Este procedimiento a través del cual se obtienen el VPN, VPN/VPI y la TIR, permiten al evaluador de proyectos dar una opinión técnica objetiva sobre la conveniencia de ejecutar o no el proyecto.

El flujo de efectivo está compuesto por todos los ingresos y egresos originados por los proyectos en cuestión, es decir, los pesos que salen o entran a la empresa a lo largo de la vida útil de la unidad de inversión. La estimación del flujo de efectivo debe asegurar que se incluyan únicamente los ingresos y los costos que ocurrirán en efectivo cuando el proyecto esté operando y no incluye aquellos conceptos que no involucren efectivo (depreciación y amortización).

El cálculo del flujo de efectivo integra las variables del volumen de producción comercializable, el precio unitario, los cuales proporcionan el valor de los ingresos, los costos de operación y mantenimiento y las inversiones integran los egresos totales, la diferencia entre los ingresos y los egresos nos arroja el valor del flujo de efectivo. Dichos componentes se especifican en los siguientes subtemas.

#### **3.2.1.1 Estimación de recursos**

El primer paso del análisis económico es conocer los volúmenes disponibles para cada campo. En esta fase se estiman o corroboran los recursos en base a la información disponible.

Los recursos petroleros son volúmenes estimados de hidrocarburo que existen de forma natural sobre o dentro de la corteza terrestre, ya sean descubiertos (recuperables o no recuperables) o no descubiertos, más las cantidades que ya hayan sido producidas.

Las evaluaciones de recursos están enfocadas en aquellos volúmenes que pueden ser potencialmente recuperados y comercializados mediante proyectos comerciales, y consisten en identificar un proyecto(s) de recuperación, asociado(s) con un yacimiento(s) de hidrocarburos, estimar los volúmenes de hidrocarburo iniciales y la porción de ellos que puede ser recuperada por cada proyecto, para así poder clasificarlos por etapa de madurez u oportunidad de comercialización.

Las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburo que, a partir de una fecha dada en adelante, se espera que sean recuperables comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a yacimientos conocidos, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación en uno o más proyectos de desarrollo.

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 de largo plazo.

### **3.2.1.2 Perfiles de producción**

El pronóstico de la producción es una parte esencial para la preparación de cualquier evaluación económica. Al evaluar un proyecto petrolero es necesario pronosticar los volúmenes de aceite y gas que serán producidos anualmente, esto se logra valorando las condiciones pasadas del campo, tomando en cuenta la situación actual del mismo y proyectando esto a futuro bajo la mejor información disponible al momento de la estimación, por tanto, contar con datos adicionales o un cambio en las condiciones previamente consideradas, permitirá afinar dichos pronósticos.

Aunque los pronósticos conllevan un considerable grado de incertidumbre, ya que es raro encontrarse con un pronóstico completamente acertado, sigue siendo

necesario que los pronósticos sean hechos, ya que sin ellos no puede completarse una evaluación económica válida.

La determinación y cuantificación de la producción, está dada por estimaciones de los especialistas que estiman podrá obtenerse de los yacimientos en función de sus propiedades petrofísicas, de las propiedades de los fluidos y de la tecnología de explotación empleada. Es importante validar que la suma de las proyecciones anuales de producción equivalga a las reservas consideradas al inicio del proceso.

### **3.2.1.3 Precios e ingresos**

A fin de calcular las ganancias de la venta petrolera, deben predecirse los precios. El precio es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas, este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado.

Tanto los precios como la relación de oferta y demanda de la producción de petróleo crudo del mundo son cíclicos y complejos, el enorme volumen del comercio de aceites crudos ha evolucionado varias referencias importantes de precios. No hay una fuente de precio de referencia única para el petróleo crudo, por tanto, el pronóstico de precios para cada proyecto debe elegirse dependiendo de la experiencia del evaluador.

Los ingresos están integrados por ventas del producto fabricado, venta de activos, ahorros logrados por la realización del proyecto, etc. Los ingresos se obtienen de las ventas de los hidrocarburos producidos (aceite, gas o condensados), además de otras actividades como del dinero recibido por la venta de activos o interés en los suministros (abandono, depreciación y otros).

El petróleo, como una serie de mezclas de diferentes hidrocarburos en su estado natural, exhibe una amplia gama de características físicas. Estas características tienen una fuerte influencia en la producción y el precio al cual se venden, por lo

que deben tenerse en cuenta al pronosticar los ritmos de producción y el flujo de efectivo.

Es importante usar los precios apropiados para los productos, tomando en cuenta la calidad del crudo y capacidad calorífica del gas. Cualquiera que sea el método de predecir los precios futuros de los hidrocarburos, debe aplicarse el diferencial con un crudo marcador reconocido. En los últimos años, el West Texas Intermediate (WTI) en los EE.UU., el crudo de Dubai Fateh del Golfo Pérsico y el Brent, de gran importancia desde el Reino Unido, se han convertido en crudos de referencia, los crudos cuyos precios son considerados como los más indicativos de las condiciones del mercado mundial.

#### **3.2.1.4 Costos e inversiones**

Para producir hidrocarburos hay dos tipos de costos principales: costos fiscales (que incluyen bonos, regalías, impuestos, entre otros) y costos del campo, los cuales pueden ser clasificados en cuatro aspectos: costos de exploración, costos de desarrollo, costos de operación y costos de abandono. Los costos de exploración y desarrollo en conjunto se denominan Costos de Capital o CAPEX, mientras que los Costos Operativos constituyen el OPEX. El costo de abandono se considera en una categoría especial ya que está asociado con la seguridad ambiental y no produce ninguna ganancia futura para la compañía.

La asignación del CAPEX y OPEX difieren de una compañía a otra, debido a la naturaleza variable de los proyectos petroleros. Sin embargo, al comparar varios estudios se ha demostrado que los Costos de Capital representan de un 40% a un 60% de los costos del campo, mientras que los Costos Operativos contabilizan de un 35% a un 55% de éste.

Las compañías gastan en Costos de Capital a fin de obtener activos de capital usados para producir el petróleo. Usualmente, es un pago único el inicio del

proyecto, aunque a veces el CAPEX se da durante la vida económica del proyecto, por ejemplo, si el proyecto aplica nuevas técnicas e instalaciones para incrementar la producción de hidrocarburos.

En la fase de inversiones necesarias se definirán todas las inversiones necesarias para generar el valor económico de la producción, como los estudios exploratorios, la infraestructura, la perforación, entre otras. La determinación del monto al cual ascienden, es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que esta es función de la tecnología y método que se pretenda emplear en la realización del proyecto.

La cuantificación de la inversión está dada por los costos de todos los elementos tangibles e intangibles, que permitirán la ejecución del proyecto a realizar o la actualización de éste. Por lo cual, previo a la asignación del presupuesto de inversión, es necesario haber determinado que el proyecto sea capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica y con el resultado del análisis de los indicadores económicos obtenidos de esta, se avala la selección del proyecto para integrar la cartera de proyectos de inversión.

Los Costos Operativos representan los gastos de operar y mantener el proyecto, y pueden clasificarse de acuerdo a diferentes criterios: en base al tiempo (históricos y predeterminados), de acuerdo a la naturaleza del elemento incurrido (laborales, servicios operativos, materiales, de servicios, gastos generales y de transporte de la producción), en base a la trazabilidad (directos e indirectos) y en base a los cambios en el volumen (fijos y variables).

El manejo de los costos tiene como objetivo mantener controlado el gasto del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión inicial correspondiente. Los costos en la evaluación económica son una variable que impacta directamente en el proyecto en el marco de los egresos y por consecuencia a la rentabilidad del mismo.



Esta variable nos indica de una manera concreta en la evaluación económica cuanto le cuesta a la compañía producir un volumen determinado de hidrocarburos, siendo así que para las empresas de exploración y producción, resulta de carácter estratégico no sólo su determinación, sino la optimización de estos.

### **3.2.1.5 Cálculo de los flujos de efectivo**

El dinero gastado y los ingresos resultantes se conocen colectivamente como el flujo de efectivo. El flujo de efectivo neto de una corporación, una división, una zona, la propiedad individual o proyecto, es la suma neta, positiva o negativa, de todos los elementos individuales de ingresos y gastos relativos a la entidad en particular.

El flujo de efectivo, que equivale a los ingresos menos los egresos, es la base de la mayoría de las decisiones económicas y representa el total de las entradas y salidas de fondos relacionados, al periodo de tiempo en análisis, durante la vida de una inversión. De éste flujo se pueden derivar una serie de indicadores económicos, a fin de juzgar el atractivo del proyecto frente a los criterios de inversión y a través de la comparación con las alternativas disponibles.

### **3.2.2 Indicadores de rentabilidad**

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinará la rentabilidad del proyecto, es decir, si será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo con respecto del tiempo.

Cuando se utiliza un criterio económico en la toma de decisiones de inversión, es necesario en primer lugar establecer qué medirá. Si la inversión se va a medir frente a los objetivos a lograrse, entonces eso debe ser hecho con un criterio de selección. Si ya se ha establecido que la oportunidad de inversión cumple o excede los estándares establecidos, pero sólo hay fondos disponibles limitados, entonces se debe utilizar un criterio de clasificación para seleccionar las mejores inversiones.

Los indicadores que se discuten en este trabajo, una vez que han sido debidamente aplicados e interpretados, hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes que pudieran surgir respecto de su viabilidad. A través de los indicadores se pueden prever los beneficios y los costos, expresados en términos relativos o absolutos, desde diversos enfoques, ya sea para evaluar proyectos individuales o para jerarquizarlos y discriminarlos cuando han de formar parte de un portafolio de inversión.

### **3.2.2.1 Valor Presente Neto (VPN)**

El Valor Presente Neto (VPN), es uno de los indicadores económicos más empleados para la evaluación de proyectos por dos razones, la primera es porque es de muy fácil aplicación y la segunda es porque los flujos de efectivo se transforman a dinero al día de la evaluación (tiempo cero).

El VPN mide cuánto valor es creado o adicionado por llevar a cabo cierta inversión. Se define como la suma algebraica de los flujos de efectivo futuros (positivos y negativos) al valor presente, incluyendo en esta suma el egreso inicial de la inversión. Es claro que en un proyecto de inversión, no necesariamente existe un solo flujo negativo (inversión inicial), sino que estos pueden presentarse en dos o más períodos. Lo anterior expresado en forma matemática queda representado como:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

$FE_t$  = Flujo de efectivo neto en el año  $t$

$n$  = número de años en el horizonte de evaluación

$i$  = tasa de descuento

$t$  = año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones

Cuando se hacen los cálculos para pasar dinero presente al futuro, se utiliza una tasa de interés o de crecimiento de dinero; pero cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso, se utiliza una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos el tiempo cero se les llama flujos descontados.

Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero, y para el cálculo de este se necesita definir la tasa de descuento.

### **Tasa de descuento**

El costo de oportunidad del capital representa el valor del dinero en el tiempo, y se utiliza como tasa de descuento para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente con objeto de hacer comparables flujos que ocurren en distintos puntos en el tiempo. La evaluación económica debe asegurar que el capital es invertido en proyectos que generarán un retorno superior al costo de dicho capital.

Si la tasa de descuento, aplicada en el cálculo del VPN fuera la tasa inflacionaria promedio pronosticada para los años que durara el proyecto, las ganancias de la

empresa solo servirían para mantener el valor adquisitivo real que esta tendría en el año cero, siempre y cuando se reinviertan todas las ganancias.

Con un VPN igual a cero no se aumenta el patrimonio de la empresa durante el horizonte de planeación estudiado, si la tasa de descuento es igual al promedio de la inflación en ese periodo. Por otro lado si el resultado es VPN mayor a 0, sin importar cuánto supere ese valor, esto solo implica una ganancia extra después de la tasa de descuento aplicada a lo largo del periodo considerado.

El valor del VPN, es inversamente proporcional al valor de la tasa aplicada, como lo muestra la formula, de modo que si se pide un alto rendimiento (es decir, si la tasa es muy alta), el VPN fácilmente se vuelve negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto.

El VPN es un indicador cuyos resultados en términos monetarios se interpreta fácilmente. Normalmente la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de descuento aplicada, por lo tanto es necesario antes de rechazar un proyecto analizar el valor de la tasa de descuento aplicada en la evaluación económica.

### **3.2.2.2 Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)**

Este criterio puede ser expresado en una simple pregunta ¿cuánto voy a obtener a partir de lo que invierto?, es decir, que es una relación cuyo resultado nos indica el monto a obtener por cada unidad de capital invertida.

Es la relación entre el Valor Presente Neto de un Proyecto y el Valor Presente de la Inversión (VPI) total requerida en el tiempo de vida del proyecto. Ambos descontados a la misma tasa.

Esta relación es una medida real de la eficiencia del capital. Como criterio económico, la eficiencia de la inversión tiene la mayoría de las ventajas del Valor Presente Neto, tales como un índice de inversión realista, una solución que no involucra prueba y error, y no tiene múltiples tasas.

$$\text{Eficiencia de la Inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

Este parámetro provee una herramienta útil para seleccionar los proyectos más prometedores de una lista de proyectos cuyos requerimientos de capital exceden los fondos disponibles.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de eficiencia de la inversión parte de la premisa que los beneficios deben exceder siempre a los costos. Si el resultado es mayor que 1 el proyecto es favorable, es decir que es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. En contraparte, si la relación es menor que 0, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable. Si por alguna cuestión el valor es igual a 0, debido a que los beneficios (VPN) son iguales a cero, cubre apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de descuento.

### **3.2.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno (TIR) determina el descuento a usar como criterio económico. La TIR mide la tasa efectiva de rendimiento que se obtiene por una inversión considerando que el dinero se hubiera prestado a esa tasa. Este indicador evalúa los beneficios económicos durante la vida del proyecto. La TIR se entiende como una medida de la viabilidad de un negocio o proyecto. Se deriva del flujo de efectivo anual de una unidad de capital invertido. Puede ser determinada antes o después de impuestos y es importante especificar qué bases se están empleando para su cálculo.

---

La Tasa Interna de Retorno de un flujo de efectivo es la tasa de descuento a la cual el Valor Presente Neto de dicho flujo es igual a cero. El cálculo de esta tasa tiene una solución a través del ensayo de prueba y error.

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} = 0$$

Donde:

$FE_t$  = Flujo de efectivo neto en el año  $t$

$n$  = número de años en el horizonte de evaluación

$i$  = tasa de descuento

$t$  = año calendario, en donde el año cero será el inicio de las erogaciones

Los parámetros de decisión indican que, si la TIR arroja un valor mayor al de la tasa de descuento entonces se acepta el proyecto, por el contrario, si el resultado es menor a la tasa de descuento, el proyecto se rechaza. Si la TIR es igual a la tasa de descuento, la administración debe ser indiferente.

La mayor porción de una inversión generalmente se da al inicio de un proyecto. Cuando este parámetro altera sustancialmente los flujos de efectivo con cambios de positivo a negativo habrán múltiples TIR's, lo cual puede representar una limitación al uso de esta técnica. Uno de los atributos principales de la TIR es el hecho de que refleja claramente los valores en el tiempo, también tiene la ventaja de la comparación directa con el costo de capital.

El criterio de la TIR es más adecuado como parámetro cualitativo que como una herramienta de clasificación, ya que la TIR se centra en el corto plazo es poco sensible al riesgo e incertidumbres que tienden a incrementar con proyectos de mayor duración.

La Tasa Interna de Retorno se ha vuelto la herramienta de decisión más común en la industria petrolera, cuando se combina su uso con el de otros criterios económicos puede ser una efectiva herramienta de selección en el proceso de elaboración de presupuesto.

La evaluación económica de los proyectos, como se observa, es de suma importancia en la toma de decisiones, ésta nos da la pauta para la selección óptima de los proyectos que conformaran la cartera de proyectos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan, al término de la evaluación económica se obtendrán los indicadores económicos más relevantes para nuestro estudio, el cálculo del VPN, VPN/VPI y TIR.

### **3.3 Descripción de la evaluación económica realizada**

Una vez que las las Bases de la Tercera Licitación fueron emitidas y en ellas la lista de Áreas Contractuales incluidas, la CNH publicó fichas técnicas de cada campo ofertado, cuya información provenía de datos de Petróleos Mexicanos.

Las fichas resumían en una página la información relevante de cada campo, tal y como se muestra en el formato de la Figura 3.2. Entonces, para cada campo contábamos con la siguiente información:

- Datos generales.
- Información de los principales yacimientos.
- Características generales del yacimiento principal.
- Producción de hidrocarburos.
- Reservas remanentes y volumen original al 1ro de enero de 2015.
- Factor de Recuperación.
- Mapa con coordenadas de su ubicación.
- Gráfica de volumen original 3P.

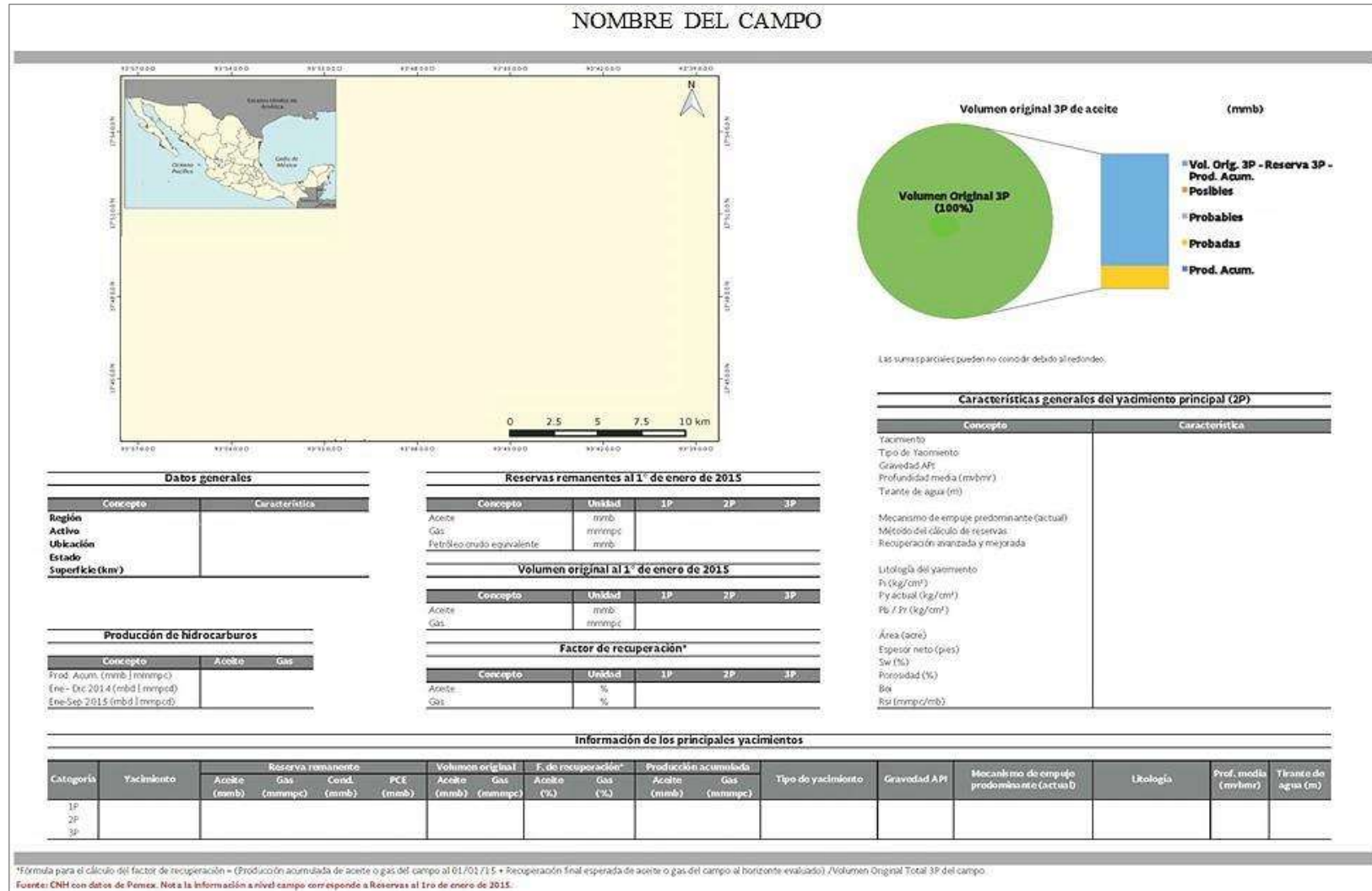


Figura 3.2 – Formato de ficha técnica publicada por la CNH (Modificado de CNH, 2015)



Mi primera tarea consistía en presentar dicha información en libros de Excel denominados *Análisis por campo*, los cuales servían como una base de datos para los campos de la Región Sur, Norte y Burgos. En estos se registraban valores de yacimientos, pozos, producción, infraestructura y localización, lo cual se muestra en la Figura 3.3.

<p><b>Yacimiento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de yacimiento, mecanismo de empuje, área, volumen original de aceite y gas, reservas, factor de recuperación, porosidad, permeabilidad, tipo de hidrocarburo, °API, presión inicial, RGA, etc.</li> </ul>
<p><b>Pozos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozos perforados, pozos operando, pozos cerrados sin posibilidades, inyectores, tipo de pozos, tipo de terminaciones, etc.</li> </ul>
<p><b>Producción</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción acumulada de aceite y gas, producción inicial, pico de producción, factor de declinación, costo de producción, sistema de levantamiento artificial, etc.</li> </ul>
<p><b>Infraestructura</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Baterías de separación, estaciones de compresión, cabezales de recolección, ductos, plantas de inyección, conectividad con otras instalaciones, manejo de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.</li> </ul>
<p><b>Localización</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Situación social, situación seguridad, situación ambiental, campos vecinos/análogos.</li> </ul>

Figura 3.3 – Información significativa incluida en la base de datos

El objetivo de tener la información resumida de esta manera era mostrarla a los especialistas y consultores en las reuniones que se efectuaban periódicamente para analizar los campos de cada zona, así ellos emitían juicios pertinentes de acuerdo a su experiencia, por tanto, dicho archivo era de uso continuo y debía complementarlo conforme disponía de información más detallada por campo.

Con esto, no sólo se integraba la información de forma cuantitativa, sino que se anexaban datos cualitativos que permitían evaluar las Áreas Contractuales con

una visión más amplia y ayudaban a resaltar tanto sus puntos atractivos como su problemática, y así plantear sugerencias para la administración de los mismos

Además de lo anterior, la base debía incluir los históricos de producción de los campos. Para elaborarlos tomaba la información histórica de los archivos *Producción de aceite* y *Producción de gas*, disponibles en la página de CNH, los cuales contenían los promedios de producción mensuales de cada campo de México, clasificados por Región y Activo, desde enero de 1960 hasta diciembre de 2014.

Dado que los históricos a incluir en la base de datos debían hacerse con periodos anuales, fue necesario calcular los promedios de producción por campo para cada año de operación de estos. Dichos cálculos quedaron asentados en nuevos libros de Excel, los cuales servían para el control personal y denominé *Tablas de producción por campo*.

A fin de ejemplificar el proceso de análisis por campo, mostraré valores aleatorios de las Áreas Contractuales evaluadas. La estructura para obtener los promedios de producción anuales se muestra en la Tabla 3.1.

Donde:

$$\bar{Q}_{o \text{ ó } g @ \text{año}}(mbd \text{ ó } mmpcd) = \frac{\sum Q_{o \text{ ó } g @ \text{mes}}(mb \text{ ó } mmpc)}{Días @ \text{año} (días)}$$

$$Q_{o \text{ ó } g @ \text{mes}}(mb \text{ ó } mmpc) = \bar{Q}_{o \text{ ó } g @ \text{mes}}(mbd \text{ ó } mmpcd) \times Días @ \text{mes} (días)$$

Año	Mes	Promedio de producción de aceite (mbd)	Promedio de producción de gas (mmpcd)	Días del mes	Producción mensual de aceite (mb)	Producción mensual de gas (mmpc)	Promedio de producción de aceite anual (mbd)	Promedio de producción de gas anual (mmpcd)
1991	ene	1.9	1.0	31	59.74	31.66	1.69	0.88
	feb	1.7	0.9	28	48.04	26.53		
	mar	1.7	1.2	31	52.14	36.05		
	abr	1.7	0.9	30	51.08	27.92		
	may	1.7	0.9	31	52.99	28.76		
	jun	1.7	0.7	30	50.62	22.22		
	jul	1.7	0.8	31	52.30	23.95		
	ago	1.6	0.8	31	50.69	23.88		
	sep	1.7	0.8	30	50.82	23.19		
	oct	1.6	0.8	31	50.77	25.31		
	nov	1.7	0.9	30	50.74	26.90		
	dic	1.5	0.8	31	45.14	25.49		

Tabla 3.1 – Ejemplo de conversión de históricos de producción mensuales a anuales

Cabe mencionar que en algunos casos los registros de producción de aceite y gas no estaban disponibles para todos los meses del año y se desfasaban un poco, así que era necesario hacer los cálculos por separado, ir verificando qué meses estaban disponibles para cada caso para multiplicarlos por sus correspondientes días y al hacer la división anual, tener presentes cuántos de estos aplicaban en ese año, tomando en cuenta valores de años bisiestos.

Una vez tabuladas y graficadas las producciones anuales de los campos, se añadían a los archivos base, los cuales debía entregar a la persona encargada de realizar los pronósticos de producción para que complementara la información de la vida productiva de los campos. Estas gráficas, para el caso del aceite, se ejemplifican en la Figura 3.4 y la Figura 3.5, las cuales muestran el cambio del comportamiento si es graficado mensual y anualmente.

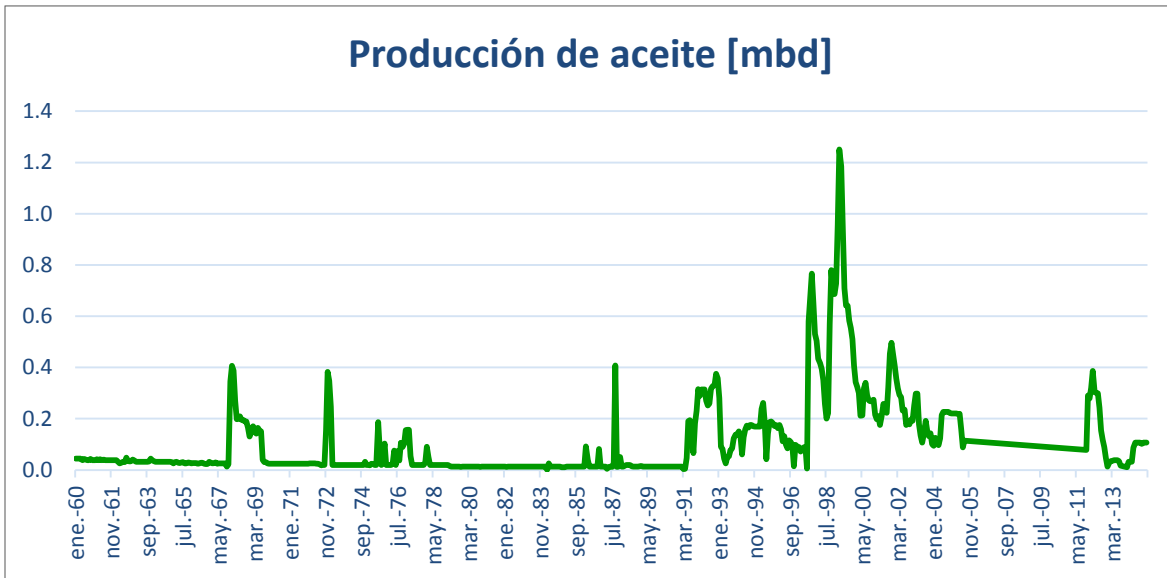


Figura 3.4 – Histórico de producción de aceite en periodos mensuales

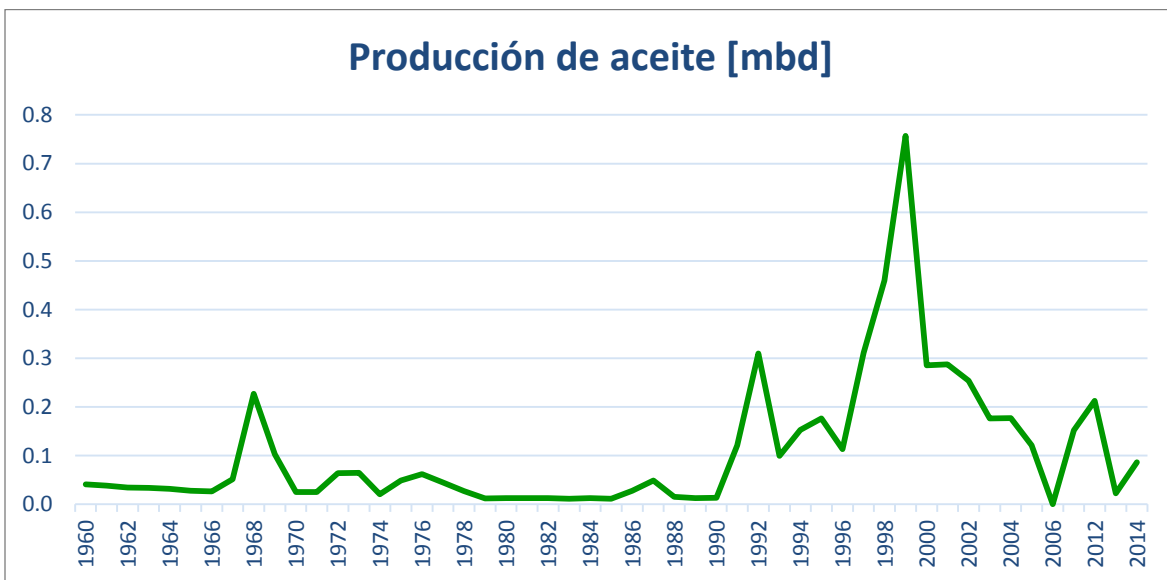


Figura 3.5 – Histórico de producción de aceite graficado en periodos anuales

Los pronósticos que me eran entregados por el departamento correspondiente son ejemplificados en la Figura 3.6.

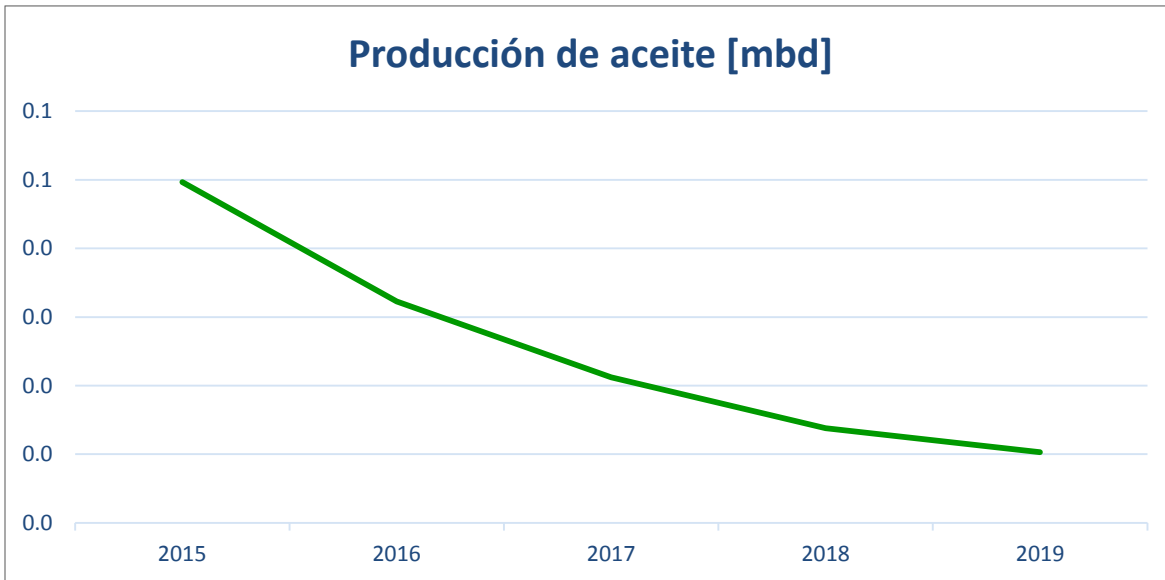


Figura 3.6 – Pronóstico de producción de aceite de un campo

Finalmente, la gráfica del histórico de producción más el pronóstico se muestra en la Figura 3.7.

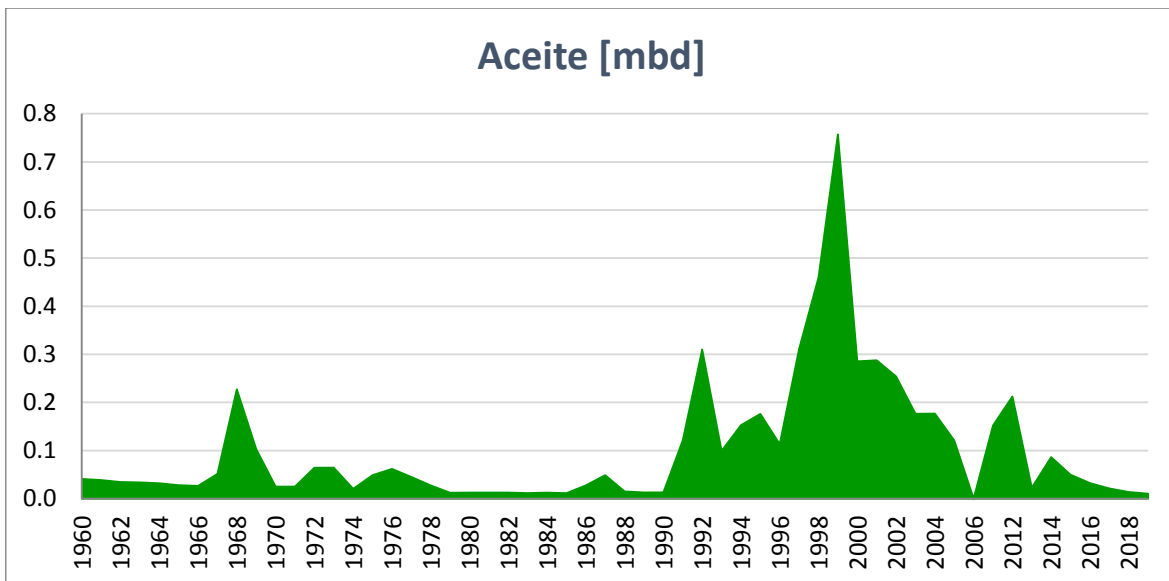


Figura 3.7 – Histórico y pronóstico de producción de aceite de un campo

Al tener los pronósticos de producción anuales, ya me era posible generar un nuevo libro de Excel denominado *Evaluación económica de los campos*, el cual

contenía la evaluación de todas las Áreas Contractuales, agrupadas por su correspondiente Proyecto.

En este archivo, ordenaba los pronósticos de producción anuales por campo, que me permitían continuar con el cálculo de los ingresos por concepto de aceite y gas, para lo cual requería de los valores de precios y paridad a utilizar.

En base a análisis de diferentes fuentes y del entorno del mercado predominante, me indicaron los precios de referencia, correspondientes a los tres escenarios de evaluación, así como el valor cambiario del dólar, lo anterior es presentado en la Tabla 3.2.

Escenario	Premisas		
	Crudo (dls/bl)	Gas (dls/mpc)	Paridad (\$/dl)
Bajo	30.00	2.50	17.00
Medio	40.00	2.80	17.00
Alto	50.00	3.00	17.00

Tabla 3.2 – Premisas económicas utilizadas para el cálculo de los indicadores

Con estos datos calculaba los ingresos totales de aceite y gas, de la siguiente manera:

$$Ingresos_{@año}(MM\$) = Ingresos_{o@año}(MM\$) + Ingresos_{g@año}(MM\$)$$

Donde:

$$Ingresos_{o \text{ ó } g@año}(MM\$) = \frac{\bar{Q}_{o \text{ ó } g@año}(mbd \text{ ó } mmpcd) \times Precio \left( \frac{dls}{bl} \text{ ó } \frac{dls}{mpc} \right) \times Días_{@año} (días) \times Paridad \left( \frac{\$}{dl} \right)}{1000}$$

Para realizar el cálculo de los flujos de efectivo, el responsable del área me proporcionaba los costos e inversiones finales de cada campo. El flujo de efectivo de cada escenario consistía entonces en:

$$FE (MM\$) = Ingresos_{@año} (MM\$) - Costos_{@año} (MM\$) - Inversiones_{@año} (MM\$)$$

Cuando ya tenía el comportamiento de los flujos de efectivo para cada campo, me era posible determinar la rentabilidad de los proyectos a través del cálculo de los indicadores considerados en la evaluación económica de la Compañía.

### **Valor Presente Neto (VPN)**

Para determinar el VPN utilicé la función de Excel la cual este software llama VNA, ésta me devolvía el Valor Presente Neto a partir de los flujos de efectivo y la tasa de descuento dada.

$$VNA(\text{tasa}, \text{valor1}, [\text{valor2}], \dots)$$

Donde:

- Ingresé la tasa de descuento que me indicaron, con su correspondiente valor decimal, es decir, tasa de descuento de 12% = 0.12.
- Los valores 1, 2,..., representan el vector para interpretar el orden de los flujos de efectivo. El cálculo de esta función se basa en flujos de efectivo futuros, así que cada valor correspondía a un FE futuro previamente calculado. Estos valores debían tener la misma duración, en este caso, como ya lo mencioné, los periodos eran anuales y contaban del FE de 2016 en adelante.
- Como se observa, los argumentos valores no contemplan al flujo de efectivo del año de evaluación (año 0), por lo cual, debía agregar el valor del FE de 2015 al resultado de la función.

Por lo tanto:

$$\text{VPN} = \text{VNA}(\text{tasa de descuento, matriz que contiene los flujos de efectivo futuros}) + \text{flujo de efectivo en el año } 0$$

### Valor Presente de la Inversión (VPI)

El Valor Presente de la Inversión lo calculé bajo las mismas consideraciones del VPN, así que recurrí al uso de la función VNA de Excel, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Tasa de descuento de 12%.
- Valores de inversión en periodos anuales, donde el valor 1 era la inversión en el año 2016.
- Ingresaba el mismo número de valores que en el VPN, ya que esto permitiría la congruencia al evaluar la eficiencia de la inversión.
- Al final, le sumaba el valor de la inversión correspondiente al año 2015.

### Eficiencia de la inversión (VPN / VPI)

Una vez obtenidos los dos indicadores anteriores, para calcular la eficiencia de la inversión solo requería dividir ambos para cada escenario, con el formato mostrado en la Tabla 3.3.

Escenario	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI
Bajo	-	-	-
Medio	-	-	-
Alto	-	-	-

Tabla 3.3 – Presentación de los escenarios económicos y sus indicadores correspondientes



## Tasa Interna de Retorno (TIR)

Con la función TIR incluida en Excel, me fue posible obtener la Tasa Interna de Retorno de la serie de flujos de efectivo.

TIR(valores, [estimar])

Donde:

- Para ser consistente con los indicadores antes calculados, ingresé los valores (equivalentes a los flujos de efectivo) en intervalos regulares, es decir, anualmente.
- Dicha tasa sólo pudo ser calculada para valores que contenían al menos un valor negativo.
- En la sintaxis se observa el argumento estimar, el cual es opcional y se ingresa cuando se conoce un número al que se pueda aproximar el resultado de la TIR. En la mayoría de los casos no se necesita proporcionar el argumento y si se omite, Excel se supone que es 0,1 (10%). Para fines de los cálculos realizados, no usé dicho argumento.
- Dado que Excel usa una técnica iterativa para el cálculo de TIR, la cual comienza con el argumento estimar, TIR reitera el cálculo hasta que el resultado obtenido tiene una exactitud de 0,00001%. Si la función no llega a un resultado después de 20 intentos, devuelve el valor de error #¡NUM!, lo cual indica que la TIR no existe.

## Capítulo IV

### Resultados

A continuación muestro los resultados que aporté a Jaguar E&P a manera de entregables, los cuales quedaron tangibles en los archivos descritos previamente.

En la Figura 4.1 muestro el formato del archivo de Excel *Análisis por campo*, en el cual se consolidaba la información recabada para cada Área Contractual. Este archivo se imprimía en tres hojas, las cuales se repartían en las juntas a fin de que cada uno de los especialistas contara con la información resumida de los campos analizados, tomara las notas correspondientes y diera su opinión en caso de conocer más detalles de las áreas.

Con la actualización y retroalimentación de la información de la base de Excel antes mencionada, se definían los campos más atractivos desde un enfoque técnico, el siguiente paso era reunir su información económica para poder jerarquizarlos desde la perspectiva económica.

Cuando me indicaban qué campos debían presentarse, recurría al documento *Evaluación económica de los campos*, elaborado previamente y creaba el archivo de PowerPoint denominado *Campos Seleccionados*, cuyo formato muestro en la Figura 4.2. Éste se complementaba con diapositivas de las distintas áreas de la Compañía a fin de preparar las presentaciones ejecutivas de nuestro Director de Operaciones

Información Análisis de Campo Ronda 1 - "Nombre de Zona"		
Campo:		
Activo:		
Municipio:		
Proyecto PEP:		
CONCEPTO	VALOR	COMENTARIOS
<b>YACIMIENTO</b>		
Tipo de Yacimiento		
Mecanismo de Empuje		
Área (km <sup>2</sup> )		
OOIP (mmb)		
OGIP (mmmpc)		
1P (mmbpce)		
2P (mmbpce)		
3P (mmbpce)		
Fr (%)		
EUR (%)		
Espesor Promedio (m)		
Net Pay (m)		
Porosidad (%)		
Permeabilidad (mD)		
Viscosidad (cp)		
Swi (%)		
Boi (bl/bl)		
Tipo de Hidrocarburo		
°API (prom)		
Temperatura (°F)		
Presión Inicial (psi)		
Presión Actual (psi)		
Pb (psi)		
Rsi (pies <sup>3</sup> /bl)		
RGA (pies <sup>3</sup> /bl)		
RAA (%)		
Salinidad (ppm)		
Campos Análogos		
<b>POZOS</b>		
Pozos Perforados		
Pozos Operando		
Pozos Cerrado con Posibilidades		
Cerrados sin Posibilidades		
Inyectores		
Profundidad Promedio (m)		
Tipo de Pozos		
Tipo de Terminaciones		
Costo Promedio Pozos (MMS)		
<b>PRODUCCION</b>		
Producción Acumulada Aceite (mmpce)		
Producción Acumulada Gas (mmmpcd)		
Inicio Producción		
Producción inicial (bpd)		
Pico de Producción		
Producción en el Pico de Producción (bpd)		
Producción Actual de Aceite (bpd)		
Producción Actual de Gas (mmmpcd)		
Producción Actual de Agua (bpd)		
Factor de Declinación (%)		
Costo de Producción (dis/dl)		
Sistema de Levantamiento Artificial		
Recuperación Secundaria/Mejorada		
<b>INFRAESTRUCTURA</b>		
Baterías de Separación		
Estaciones de Compresión		
Cabezales de Recolección		
Ductos		
Plantas de Inyección		
Conectividad con otras Instalaciones		
Manejo de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>		
<b>COMUNIDAD - LOCALIZACION</b>		
Situación Social		
Situación Seguridad		
Situación Ambiental		
Campos Vecinos - Análogos		

Figura 4.1 – Formato de la base *Análisis por campo* en Excel

<p><b>Información Análisis de Campo</b>                  Ronda 1 - "Nombre de Zona"                  Campo:                  Activo:                  Municipio:                  Proyecto PEP:</p>	
<p><b>TEXTO</b></p>	
<p><b>Puntos Atractivos / Ventajas del Campo</b></p>	
<p><b>Problemática del Campo</b></p>	
<p><b>Comentarios Generales / Sugerencias</b></p>	

Figura 4.1 – Continuación

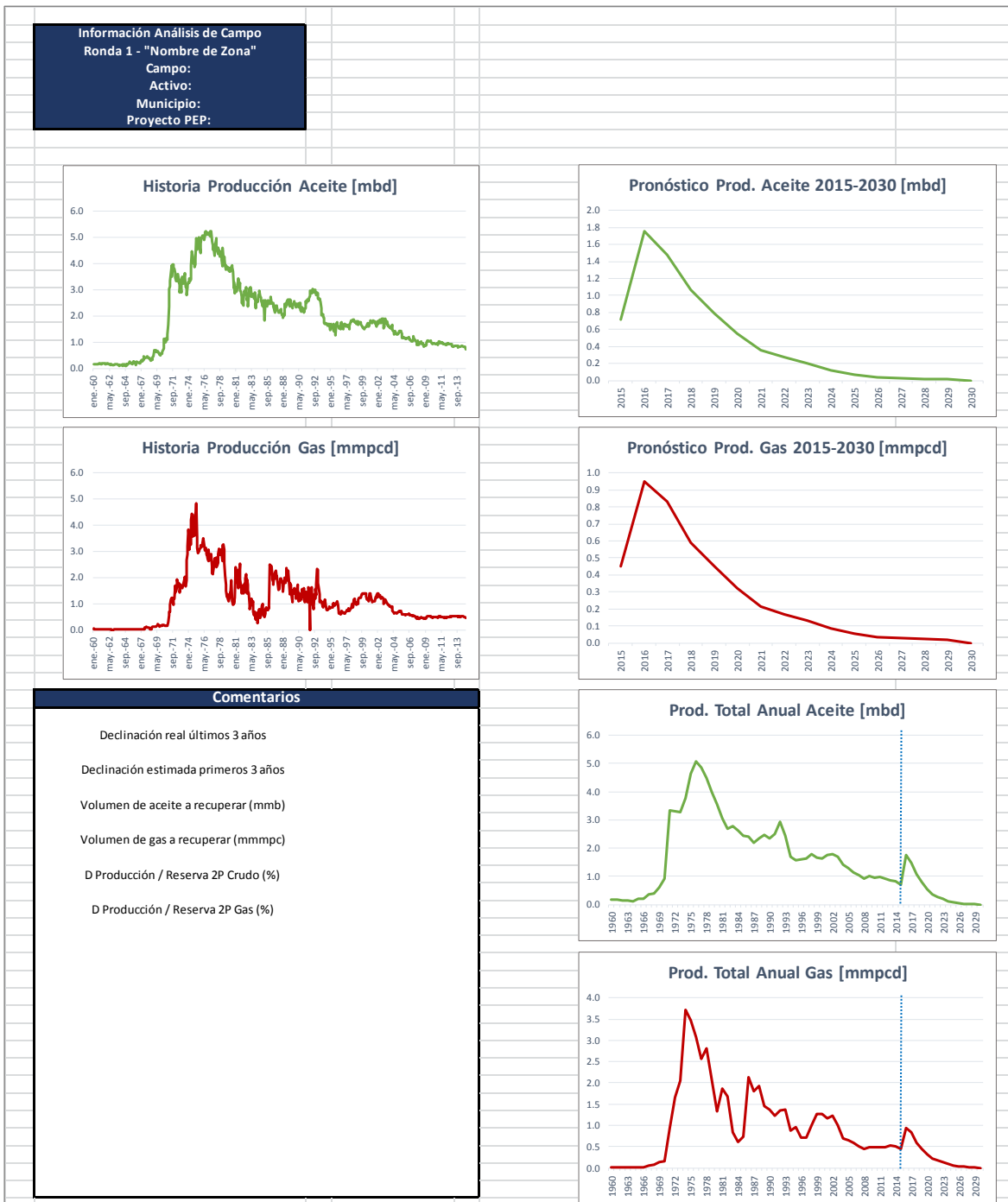


Figura 4.1 – Continuación

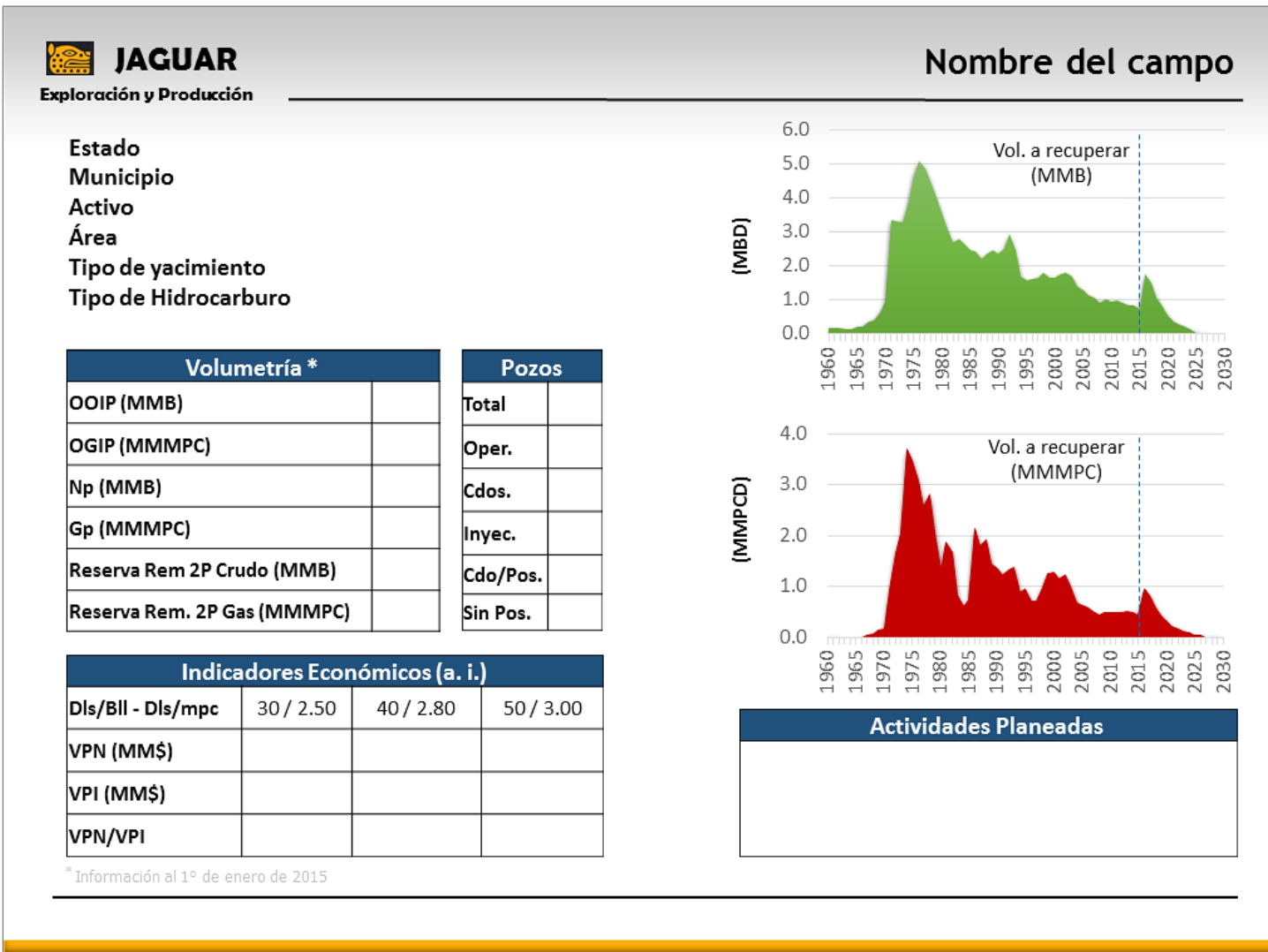


Figura 4.2 – Formato de presentación de *Campos Seleccionados*

## Conclusiones

Debido a lo cuantioso del capital que caracteriza a los proyectos de la industria petrolera, el conocimiento de los principios económicos y de administración es básico para los profesionales que pertenecemos a este ramo.

Como se pudo observar en este reporte, la evaluación económica de proyectos petroleros requiere de la integración, organización y análisis de la información, tanto a nivel técnico como económico, para poder comparar opciones de inversión, tomar decisiones que justifiquen el manejo de la cartera de proyectos de la empresa y así permitan optimizar la asignación de tiempo, dinero y esfuerzos en la ejecución de los mismos.

Mi contribución como parte de Jaguar E&P quedó reflejada en las bases de datos creadas y en todo el proceso que dio como resultado las presentaciones con los datos e indicadores más relevantes de los campos estudiados, es por ello que considero importante el que este trabajo sea realizado por profesionistas que además de conocimientos financieros, cuenten con fundamentos técnicos para que en base a ambos criterios se dé cumplimiento a los objetivos de la Compañía.

El desarrollo de las habilidades necesarias para esta labor requiere de los conocimientos adquiridos durante el estudio de la carrera profesional, pero es de vital importancia la experiencia en el ámbito laboral el cual, que mi caso, me brindó la oportunidad de enfrentarme a problemáticas tangibles y novedosas, no sólo a nivel Compañía sino como país, siendo esto la Tercera Licitación de la Ronda Uno.

Por tanto, en una época en la cual la industria petrolera nacional está enfrentando cambios notables y se ha vuelto cada vez más competitiva y selectiva, considero una gran oportunidad el que se me permitiera llevar a cabo el desempeño laboral en la etapa de conclusión de mi licenciatura, ya que esto me ayudó a identificarme como parte de un equipo de trabajo, dándole sentido a mi aportación dentro de la cadena de valor de la Compañía y brindándome una perspectiva más amplia de los alcances de la Ingeniería Petrolera.



## Bibliografía

1. Allen, F.H. y Seba, R.D. 1993. *Economics of Worldwide Petroleum Production*, primera edición. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: OGCI.
2. Shereih, K. 2015. *Economics Modeling for Petroleum Exploration and Production Projects Considering Risk and Imprecise Data*. PhD Thesis, Technische Universität Berlin. Berlín, Alemania (Junio 2015).
3. Napoleón-Solórzano, L. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción*. Distrito Federal, México: Fotolitográfica Argo, S.A.
4. Ramírez-López, C.A. 2011. *Enfoque Práctico para la Optimización de Portafolio de Proyectos de Exploración y Producción*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Septiembre 2011).
5. Secretaria de Hacienda y Crédito Público. 2013. *Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión*. Distrito Federal, México: DOF (30 de diciembre de 2013).
6. Vázquez-Contreras, M.X.H. 2010. *Impacto del Régimen Fiscal en los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Marzo 2010).
7. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2015. *Bases de Licitación para la Adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres – Tercera Convocatoria*. Distrito Federal, México: CNH (Licitación CNH-R01-L03/2015 20 de noviembre de 2015).
8. LR Senergy. *Mexico Round One – Tender 3 Onshore Mature Fields*. Nuevo León, México: LR Consulting – Mexico Group.

- 
9. Secretaria de Hacienda y Crédito Público. 2015. *Valores Mínimos para las Variables de Adjudicación Aplicables a la Tercera Convocatoria de la Ronda 1*. Distrito Federal, México: Comunicado de Prensa (30 de noviembre de 2015).
  10. *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos, (Traducción de Petroleum Resources Management System)*. 2007. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE/AAPG/WPC/SPEE.
  11. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. 2011. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG.
  12. Pemex-Exploración y Producción. 2015. *Las reservas de hidrocarburos de México 1 de enero de 2015*. Distrito Federal, México: PEMEX-PEP.
  13. Jahn, F., Cook, M. y Graham, M. 2008. *Hydrocarbon Exploration and Production*, segunda edición. Oxford, Reino Unido: Elsevier Science.
  14. Babusiaux, D., Barreau, S., Bauquis, P.R. et al. 2007. *Oil and Gas Exploration and Production Reserves, Costs, Contracts*, segunda edición. Paris, Francia: Editions TECHNIP.
  15. Mian, M.A. 1992. *Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer Volume I*, primera edición. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Publishing Company.

## Anexos

### A.1 Definiciones

Área Tipo 1: Área Contractual con un volumen remanente de Hidrocarburos líquidos menor a 100 millones de barriles.

Área Tipo 2: Área Contractual con un volumen remanente de Hidrocarburos líquidos mayor o igual a 100 millones de barriles.

Bases: El conjunto de disposiciones, documentos y anexos emitidos por la CNH, de conformidad con las Normatividad Aplicable, que regulan el proceso de la Licitación CNH-R01-L03/2015.

Calendario: Conjunto de actividades dentro de la Licitación y su programación en el tiempo, en términos de lo establecido en las Bases.

Compañía: Cualquier empresa productiva del Estado, sociedad, corporación, fideicomiso, sociedad por acciones, asociación no corporativa, empresa conjunta, o cualquier otra análoga de naturaleza mercantil constituida conforme a las leyes de su país de origen.

Contrato: El proyecto de Contrato de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos, incluyendo sus respectivos anexos, a ser adjudicado y suscrito por el Licitante Ganador según corresponda, por cada Área Contractual. Las referencias a “Contrato” son aplicables a los Contratos que correspondan a cada una de las Áreas Contractuales, según se incluyen en la Sección VI de las Bases y según corresponda a un Licitante Individual o Licitante Agrupado.

Convocatoria: La Convocatoria CNH-R01-C03/2015 publicada por la CNH el 12 de mayo de 2015 en el DOF.

Cuarto de Datos: Repositorio de información usado para almacenamiento y distribución de información relacionada con las 25 Áreas Contractuales objeto de la Licitación.

Licitación: Conjunto de actos, etapas, Bases, información y procedimientos para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en 25 Áreas Contractuales terrestres (Licitación CNH-R01-L03/2015).

Licitante: Un Licitante Individual o un Licitante Agrupado, según sea el caso.

Precalificación: Etapa de la Licitación en la que se analiza y evalúa la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales de cada Interesado conforme al procedimiento establecido en las Bases, a fin de emitir la constancia correspondiente.

Propuesta: La oferta presentada por el Licitante por cada una de las Áreas Contractuales, de acuerdo con lo establecido en las Bases, compuesta por la Garantía de Seriedad y la Propuesta Económica.

Propuesta Económica: La oferta presentada por los Licitantes, compuesta por el valor de la regalía adicional para el Estado y el incremento en el Programa Mínimo de Trabajo establecido para cada Área Contractual.

Proyectos de inversión: Acciones que implican erogaciones de gasto de capital destinadas a obra pública en infraestructura, así como la construcción, adquisición y modificación de inmuebles, las adquisiciones de bienes muebles asociadas a estos proyectos, y las rehabilitaciones que impliquen un aumento en la capacidad o vida útil de los activos de infraestructura e inmuebles.

---

## A.2 Lista de Figuras

Figura 1.1 – Estructura Organizacional de Jaguar E&P .....	6
Figura 2.1 – Mapa de las Áreas Contractuales (SENER, 2015).....	10
Figura 2.2 – Calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Tercera Convocatoria CNH-R01-L03/2015 (CNH, 2015) ..	12
Figura 3.1 – Ciclo de vida de un proyecto (PMBOK, 2000).....	15
Figura 3.2 – Formato de ficha técnica publicada por la CNH (Modificado de CNH, 2015) .....	29
Figura 3.3 – Información significativa incluida en la base de datos.....	30
Figura 3.4 – Histórico de producción de aceite en periodos mensuales .....	33
Figura 3.5 – Histórico de producción de aceite graficado en periodos anuales.....	33
Figura 3.6 – Pronóstico de producción de aceite de un campo.....	34
Figura 3.7 – Histórico y pronóstico de producción de aceite de un campo .....	34
Figura 4.1 – Formato de la base <i>Análisis por campo</i> en Excel.....	40
Figura 4.2 – Formato de presentación de <i>Campos Seleccionados</i> .....	43

## A.3 Lista de Tablas

Tabla 3.1 – Ejemplo de conversión de históricos de producción mensuales a anuales.....	32
Tabla 3.2 – Premisas económicas utilizadas para el cálculo de los indicadores...	35
Tabla 3.3 – Presentación de los escenarios económicos y sus indicadores correspondientes.....	37