



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS EN LA
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
ALDO HORACIO DE LA CERDA SANTOYO**

**DIRECTOR:
ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ**



México D.F., Ciudad Universitaria, 2014.



A mi padre:

Sr. Claudio De la Cerda Lemus.

Gracias papá, por tu apoyo incondicional, consejos y ejemplo de responsabilidad.

A mi madre:

Sra. Rosa Angélica Santoyo Anaya.

Gracias madre, por tu amor, tus valiosos consejos y tu esfuerzo día a día para hacer de mí un mejor hombre. Te amo

A mi abuela:

Sra. Adela Anaya Castillo.

Por ser una segunda madre, una amiga y ejemplo de vida, gracias.

A ti:

Naishla Mayte Reyes Ortiz.

*Por tu invaluable apoyo, compañía y
paciencia para concluir este proyecto,
gracias. Te amo.*

A mi sobrino:

Rafael Jaidane Orozco

*Espero ser un ejemplo para ti mi niño, te
amo.*

A mi hermano:

Ing. Claudio César De la Cerda N.

*Espero que con el transcurso del tiempo,
pueda llegar a ser una persona tan
admirable como tú, gracias por todo.*

A mis hermanos:

*Gracias por compartir experiencias,
consejos y buenos momentos a mi lado.*

A mi director de tesis:

Ing. Gaspar Franco Hernández.

*Por todos los consejos, enseñanzas y
tiempo invertido para poder concluir este
trabajo, muchas gracias.*

A la UNAM y a la FI:

*Por permitirme estudiar en la mayor casa
de estudios y hacerme sentir como en
casa.*



**“ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE
PROYECTOS EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”**

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE TABLAS	VII
ÍNDICE DE GRÁFICAS	IX
PRÓLOGO	XII

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

1.1.- Objetivo-----	1 -
1.2.- Antecedentes Históricos de la Industria Petrolera Mexicana -----	1 -
1.3.- Reservas Mundiales de Petróleo-----	7 -
1.4.- Reservas de Hidrocarburos en México -----	14 -
1.5.- Evolución de la Administración de Proyectos -----	24 -

CAPÍTULO II.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES

2.1.- ¿Qué es Administración de Proyectos?-----	31 -
2.2.- Importancia de la Administración de Proyectos-----	32 -
2.3.- Respecto a Exploración de Yacimientos -----	33 -
2.3.1.- Evaluación del Potencial-----	34 -
2.3.2.- Incorporación de Reservas-----	35 -
2.3.3.- Caracterización y Delimitación de Yacimientos-----	38 -
2.4.- Respecto a Explotación de Yacimientos -----	39 -
2.4.1.- Desarrollo Inicial -----	39 -

2.4.2.- Comportamiento Primario -----	41 -
2.4.3.- Recuperación Secundaria -----	43 -
2.4.4.- Recuperación Mejorada-----	44 -
2.4.5.- Abandono -----	46 -
2.5.- Respecto a la Administración de Proyectos-----	47 -
2.5.1.- Términos Importantes de la Administración de Proyectos. -----	47 -

CAPÍTULO III.- ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS (PMI)

3.1.- El Project Management Institute (PMI) y el PMBOK® -----	48 -
3.2.- Ciclo de Vida de un Proyecto (CVP) -----	52 -
3.2.1.- ¿Qué es un Proyecto? -----	52 -
3.2.2.- Características del (CVP)-----	55 -
3.2.3.- Fases del Proyecto -----	57 -
3.3.- Los Grupos de Procesos de la Dirección de Proyectos -----	60 -
3.3.1.- Grupo del Proceso de Inicio-----	65 -
3.3.2.- Grupo del Proceso de Planeación-----	66 -
3.3.3.- Grupo del Proceso de Ejecución-----	76 -
3.3.4.- Grupo del Proceso de Seguimiento y Control-----	78 -
3.3.5.- Grupo del Proceso de Cierre -----	81 -
3.4.- Medición del Éxito del Proyecto -----	82 -

CAPÍTULO IV.- CASO PRÁCTICO “PROYECTO EK-CHUAK”

4.1.- Elección de la Mejor Opción-----	84 -
4.2.- Inicio del Proyecto -----	89 -
4.2.1.- Desarrollo del Acta Constitutiva-----	90 -
4.3.- Planeación del Proyecto -----	92 -
4.3.1.- Creación del Enunciado del Alcance del Proyecto -----	92 -

4.3.2.- Creación de la EDT-----	94 -
4.3.3.- Desarrollo del Cronograma-----	96 -
4.3.4.- Estimar Costos y Determinar Presupuesto -----	98 -
4.3.5.- Planificación de la Calidad -----	100 -
4.3.6.- Plan de Recursos Humanos-----	103 -
4.3.7.- Plan de Comunicaciones -----	106 -
4.3.8.- Plan de Administración de Riesgos -----	108 -
4.3.9.- Plan de Adquisiciones-----	112 -
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
CONCLUSIONES-----	115 -
RECOMENDACIONES-----	116 -
 GLOSARIO -----	
BIBLIOGRAFÍA-----	127 -

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

- Figura 1.1.- Reservas Probadas de Petróleo Por Región. BP Statistical Review of World Energy.
- Figura 1.2.- Localización de las Reservas Probadas de Petróleo, Principales Países al Cierre de 2011. BP Statistical Review of World Energy.
- Figura 1.3.- Diagrama de Gantt. Microsoft Project.

CAPÍTULO II

- Figura 2.1.- Ciclo de Vida del Proyecto (CVP). Carpeta Curso Evaluación de Proyectos ITAM.
- Figura 2.2.- Principales etapas del ciclo de vida de un yacimiento. Tomada de la asignatura administración integral de yacimientos.
- Figura 2.3.- Sección Sísmica. Field geology, Frederic Henry Lahee, McGraw-Hill, 1917.
- Figura 2.4.- Clasificación de Recursos y Reservas de Hidrocarburos según lineamientos SPE. PEP.
- Figura 2.5.- Actividades principales para incorporar reservas. Apuntes Comportamiento Yacimientos Ing. Octavio Steffani. Craft Applied Petroleum Reservoir Engineering.
- Figura 2.6.- Modelo de simulación. PEP.
- Figura 2.7.- Algunos equipos de perforación. Petroleum Extension Service. UTA.
- Figura 2.8.- Etapas en la vida de un yacimiento, mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación. IOR. CNH.

CAPÍTULO III

- Figura 3.1.- Áreas del conocimiento de acuerdo al PMI. PMBOK
- Figura 3.2.- Relación entre variables de un proyecto. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.3.- Relación entre los elementos y el proyecto. PMBOK
- Figura 3.4.- Ejemplo de Proyecto de una sola fase. PMBOK.
- Figura 3.5.- Ejemplo de Proyecto de tres fases. PMBOK.
- Figura 3.6.- Relación entre grupos de procesos y áreas del conocimiento. PMBOK.
- Figura 3.7.- Grupo del Proceso de Inicio. PMBOK.
- Figura 3.8.- Grupo del Proceso de Planeación. PMBOK.
- Figura 3.9.- Importancia de definir las necesidades de los interesados. Tomada de Grupo PDCA.
- Figura 3.10.- WBS y elementos derivados de la misma. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.11.- Ejemplo WBS. PMBOK.
- Figura 3.12.- Ejemplo de matriz de asignación de responsabilidades. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.13.- Programación de actividades. Elaboración Propia en MS Power Point 2010.
- Figura 3.14.- Estimación vs. Presupuestación. Marín 2012.
- Figura 3.15.- Control de Calidad, Ciclo PDCA de Deming. Elaboración Propia en MS Power Point 2010.
- Figura 3.16.- Proceso de Administración del Riesgo. Carpeta Curso Planeación ITAM.

- Figura 3.17.- Componentes del Riesgo. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.18.- Análisis Cualitativo. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.19.- Grupo del Proceso de Ejecución. PMBOK.
- Figura 3.20.- Grupo del Proceso de Seguimiento y Control. PMBOK.
- Figura 3.21.- Control de Costos. Carpeta Curso Planeación ITAM.
- Figura 3.22.- Grupo del Proceso de Cierre. PMBOK.

CAPÍTULO IV

- Figura 4.1.- Acta Constitutiva del Proyecto EK-CHUAK. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Figura 4.2.- Declaración del Alcance del Proyecto. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Figura 4.3.- EDT del Proyecto de Explotación. Elaboración Propia en WBS Chart Pro 2010.
- Figura 4.4.- Cronograma del Proyecto EK-CHUAK. Elaboración Propia en MS Project 2010.
- Figura 4.5.- Propuesta Elaborada del Plan de Calidad del Proyecto. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Figura 4.6.- Diagrama Organizacional del Proyecto Ek-Chuak. Elaboración Propia en WBS Chart Pro 2010.

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

- Tabla 1.1.- Reservas probadas al cierre de 2011. Principales países. BP Statistical Review of World Energy.
- Tabla 1.2.- Principales Productores de Petróleo, 2011. BP Statistical Review of World Energy.
- Tabla 1.3.- Distribución de las Reservas Totales por Tipo de Fluido. PEP y las Reservas de Hidrocarburos.

CAPÍTULO IV

- Tabla 4.1.- Principales Datos y Premisas de los Proyectos A y B. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.2.- Indicadores Económicos de A y B. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.3.- Costo Total Presupuestado Para Proyecto EK-CHUAK. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.4.- Gastos de Operación Presupuestados Para Proyecto. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.5.- Matriz de Asignación de Responsabilidades del Proyecto EK-CHUAK. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.6.- Matriz de Comunicación del Proyecto. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.7.- Lista de Riesgos Identificados. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Tabla 4.8.- Análisis Cualitativo del Proyecto. Elaboración Propia en MS Excel 2010.

- Tabla 4.9.- Matriz de Adquisiciones del Proyecto Ek-Chuak. Elaboración Propia en MS Excel 2010.

ÍNDICE DE GRÁFICAS

CAPÍTULO I

- Gráfica 1.1.- Participación Por Región de las Reservas Probadas Mundiales de Petróleo 2000 y 2011. BP Statistical Review of World Energy.
- Gráfica 1.2.- Relación Reserva Probada-Producción por Región 2011. BP Statistical Review of World Energy.
- Gráfica 1.3.- Producción Mundial de Petróleo Crudo por Región, 2000-2011. BP Statistical Review of World Energy.
- Gráfica 1.4.- Comparación de la Producción de Petróleo Crudo OPEP vs Resto del Mundo. BP Statistical Review of World Energy.
- Gráfica 1.5.- Reservas Remanentes Totales en México al 1° de enero de 2012. PEP.
- Gráfica 1.6.- Composición de la Reservas Probadas de aceite crudo por tipo. PEP.
- Gráfica 1.7.- Reservas Probadas de Crudo por Región, 2003-2012. PEP.
- Gráfica 1.8.- Composición de las Reservas 2P de aceite crudo por tipo 2003-2012. PEP.
- Gráfica 1.9.- Reservas 2P de Crudo por Región. PEP.
- Gráfica 1.10.- Composición de las reservas 3P de crudo por tipo 2003-2012. PEP.
- Gráfica 1.11.- Reservas 3P de crudo por región. PEP.
- Gráfica 1.12.- Tasa de Restitución de Reservas de Hidrocarburos, 2006-2012. PEP.

CAPÍTULO II

- Gráfica 2.1.- Influencia de los mecanismos de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite. Integrated Petroleum Management. Thakur.

CAPÍTULO III

- Gráfica 3.1.- Nivel de Costo y Personal durante el CVP según PMI. PMBOK.
- Gráfica 3.2.- Impacto de la variable en función del tiempo del proyecto. PMBOK.
- Gráfica 3.3.- Interacción de los grupos de procesos en una sola fase o proyecto. PMBOK.

CAPÍTULO IV

- Gráfica 4.1.- Perfil de Inversiones de Ambos Proyectos. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Gráfica 4.2.- Perfil de Gastos de Operación de A y B. Elaboración Propia en MS Excel 2010.
- Gráfica 4.3.- Perfil de Producción de Aceite en Ambos Proyectos. Elaboración Propia en MS Excel 2010.

PRÓLOGO

La gran mayoría de las empresas buscan maximizar sus recursos mediante la óptima selección y desarrollo de sus actividades a través de una cartera de proyectos, mismos que en consecuencia se vuelven factores clave en el éxito de éstas, permitiendo la generación de un nuevo producto o servicio. Pero para lograr este éxito es necesaria la adecuada Administración de Proyectos, dicha área ha tenido una tendencia creciente de atención en los últimos años. Esta tendencia determina que las empresas estén cambiando constantemente para adecuarse a las circunstancias y que puedan alcanzar sus objetivos.

La excelencia en la Administración de Proyectos, muestra las lecciones aprendidas que pueden conducir a una ventaja competitiva propia. Dicha excelencia es impulsada por un análisis centrado en los factores críticos de éxito e indicadores clave de rendimiento del proyecto.

Alcanzar la excelencia demuestra madurez en una organización para alcanzar niveles más altos de los esperados. A medida que la importancia de la Administración de Proyectos impregna todas las facetas del negocio, el conocimiento es capturado en las mejores prácticas.

A partir de este conocimiento y con la esperanza de descubrir nuevas y mejores prácticas, las empresas están llevando a cabo la planificación estratégica.

Uno de los beneficios de llevar a cabo dicha planificación para la Administración de Proyectos, es por lo general identificar la necesidad de captar y retener las mejores prácticas.

La presente tesis se basa en la administración del conocimiento descrito en las nueve áreas del conocimiento que presenta la guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK®) del Project Management Institute (PMI), con la finalidad de aplicarlas de manera efectiva durante la Administración de Proyectos.

Además, se presenta un caso práctico ideal en el cual se ejemplifica la aplicación de esta guía en proyectos petroleros, pues la industria petrolera al igual que otras industrias, se encuentra constantemente ejecutando proyectos, mismos que deben ser planificados, organizados, coordinados, dirigidos, evaluados y controlados, pues el óptimo desarrollo de cada etapa, contribuye al logro de los objetivos y metas del proyecto.

Cabe mencionar que además de conocer las herramientas y técnicas propuestas por el PMI, el lector conocerá un poco de historia de la industria petrolera en México, tendrá un panorama general sobre las etapas de exploración y explotación de campos petroleros, así como las reservas nacionales y globales de hidrocarburos. El presente, se comenzó a elaborar a inicios del año 2013, por lo que las reservas mostradas están basadas en el libro de reservas de Petróleos Mexicanos (PEMEX) al primero de enero del 2012.

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

1.1.- Objetivo

El trabajo que a continuación se presenta, se encuentra dirigido al lector en general y tiene como objetivo, dar a conocer el análisis y aplicación de la Administración de Proyectos en la explotación de hidrocarburos, así como su utilidad, normas, procesos, herramientas y buenas prácticas para la dirección de proyectos en base a estándares y técnicas propuestas por el PMI. Se explican de igual manera, algunos factores por los que llegan a fracasar los proyectos y se emplea un caso práctico donde se ejemplifica la aplicación de la teoría aquí plasmada.

1.2.- Antecedentes Históricos de la Industria Petrolera Mexicana

En el territorio nacional, específicamente en la época prehispánica, los pobladores tenían ya conocimiento del petróleo, pues se podían apreciar algunos afloramientos naturales de éste, conocidos como “Chapopoteras”. Esta sustancia, fue empleada de diversas formas, entre las cuales podemos mencionar la reparación de embarcaciones gracias a sus propiedades impermeabilizantes, se creía que tenía cualidades medicinales, se utilizaba como parte del material de construcción, era aprovechado en ceremonias religiosas usando sus propiedades energéticas y además era utilizado con fines de higiene, al limpiar sus dentaduras con él.

Con la consumación de la independencia en el año de 1821, el subsuelo así como todos los recursos energéticos que eran propiedad del monarca de España, pasaron al dominio de la nueva nación mexicana y fue hasta que el progreso técnico permitió el control y la refinación del crudo así como la utilización de sus derivados.

La exploración petrolera inició en el mundo, en el año de 1859 con Edwin Drake, quien se hacía llamar coronel, para obtener prestigio y poder obtener socios y financiamiento para sus proyectos de perforación. Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pennsylvania, a una profundidad de 23 metros de profundidad y bombeando a razón de 25 barriles por día; sin embargo es considerado el primer pozo perforado con el propósito de hallar petróleo y su descubrimiento propició el desarrollo de la producción petrolera.

Ante la existencia de chapopoteras en México, las compañías extranjeras comenzaron a explorar en nuestro territorio. Los primeros intentos de exploración industrial de las chapopoteras mexicanas datan del año 1863.

La aparición de los primeros exploradores norteamericanos en México en busca de petróleo tenía diversas razones, pues la demanda del combustible era ya importante, sobre todo en

los países industrializados, porque México constituía la prolongación natural de los campos petroleros tejanos y porque al finalizar el siglo XIX, los Estados Unidos eran ya definitivamente un país exportador de capitales y México estuvo dispuesto recibirlos.

El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en México, fue el que hizo Adolfo Autrey, a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoteras de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Veracruz. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

En 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoteras, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Núñez, al norte del Estado de Veracruz.

La primera empresa petrolera que se estableció en México, fue la Waters Pierce Oil Company, subsidiaria de la Standard Oil, y fundada en 1887. Ésta no tenía el propósito de explotar los depósitos mexicanos, sino de importar petróleo de los Estados Unidos y refinarlo en Tampico para satisfacer la demanda local, principalmente de los ferrocarriles.

En 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoteras cerca de las estaciones de ferrocarril de Ébano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tullillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901 y para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable, en consecuencia Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en Ébano.

En ese trance estaban, cuando fue consultado el ingeniero Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos, recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoteras muy grandes. El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por otra compañía, el Campo San Cristóbal en el año de 1906. Los éxitos continuaron en el territorio mexicano. Otra Compañía de capital inglés, de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpan, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro.

Las empresas internacionales siguieron la actividad petrolera, pues en 1910 llegaron a Tampico la Standard Oil Company y la Royal Dutch Shell, ésta última perteneciente al consorcio de holandeses e ingleses.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910 y el Potrero del Llano No. 4 que se terminó en 1911.

La organización formada en 1901 por el norteamericano Edward L. Doheny inició la producción de petróleo en México. El presidente Díaz vio con simpatía estos primeros esfuerzos que prometían erradicar del país el uso del carbón, que de 1900 a 1910 representó entre el 2.2% y el 3.7%, de las importaciones totales como principal fuente de energía, tanto para los ferrocarriles como para las industrias minera y eléctrica. Su gobierno echó mano de las diversas exenciones fiscales para alentar la naciente industria petrolera.

Estas concesiones consistieron en otorgar a los petroleros el derecho de importar libre de impuestos, toda la maquinaria necesaria a la empresa y una exención sobre todos los impuestos internos por diez años.

Uno de los pozos más espectaculares, no sólo de México sino del mundo, fue el Cerro Azul No. 4, perforado en el año de 1916, localizado por Ezequiel Ordóñez. Su producción se estimó en 260 mil barriles por día.

La explotación del petróleo continuó en forma irracional, fueron actos en contra de la patria y de los valores humanos de los trabajadores. Se llegó al límite de paciencia y los obreros iniciaron un movimiento de resistencia al maltrato y a la falta de garantías de supervivencia, logrando el apoyo de las autoridades, que culminó con la nacionalización de algo que por ley pertenecía a México: el petróleo.

En 1937, tras una serie de eventos que deterioraron la relación entre trabajadores y empresas, estalla una huelga en contra de las compañías petroleras extranjeras que paralizó al país. La Junta de Conciliación y Arbitraje falló a favor de los trabajadores, pero las compañías promovieron un amparo ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación.

En 1938, al negar el amparo, la Suprema Corte de Justicia ratificó el laudo emitido por la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje a favor de los trabajadores. Tras la negativa de las compañías para cumplir el mandato judicial, la tarde del 18 de marzo, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decretó la expropiación de los bienes muebles e inmuebles de 17 compañías petroleras a favor de la Nación. El 7 de junio de ese año se creó Petróleos Mexicanos.

Con el nacimiento de Petróleos Mexicanos, la administración para el control nacional, dividió la actividad por zonas y comenzó la acción de los técnicos mexicanos. Se crearon las Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur.

En el año de 1942, PEMEX y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana firmaron el primer Contrato Colectivo de Trabajo.

En 1946, en el Distrito Federal, se inauguró la refinería "18 de Marzo", en instalaciones originalmente construidas por la compañía "El Águila".

En 1948 se descubrieron campos de aceite y gas en el noreste del país.

En 1950 se inauguró la refinería "Ing. Antonio M. Amor", en Salamanca, Guanajuato.

En 1952 geólogos mexicanos descubrieron la prolongación de la Faja de Oro.

En 1956 se inauguró la refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río", en Minatitlán, Veracruz.

En 1965 se creó el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

En 1971 el pescador campechano Rudecindo Cantarell, informó a PEMEX la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche. Ocho años después, la producción del pozo Chac marcó el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo: Cantarell.

En 1972 se descubrió en el sureste del país la región petrolífera denominada Mesozoico Chiapas-Tabasco. Su producción promedio diaria fue de 711 mil barriles.

En 1974 de importar 6 mil barriles, pasó a exportar 37 mil barriles diarios y las reservas de hidrocarburos se ubicaron en 5 mil millones 773 mil barriles.

En 1976 se inauguró la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo y se dieron los primeros hallazgos marinos, además las reservas se elevaron a 11 mil millones de barriles.

En 1977 Cantarell comenzó a mostrar su potencial y las reservas lograron posicionarse en 16 mil millones de barriles.

En 1978, el campo marino Cantarell, en la Sonda de Campeche, se confirmó como uno de los más grandes yacimientos marinos del mundo. Las reservas alcanzaron los 40 mil 194 millones de barriles.

En 1979 se inauguraron las refinerías "Héctor R. Lara Sosa", en Cadereyta, Nuevo León y "Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca. La perforación del pozo Maloob No. 1 confirmó el descubrimiento del yacimiento Ku-Maloob-Zaap, el segundo yacimiento más importante del país, después de Cantarell y vigésimo tercero a nivel mundial, en términos de reservas.

En 1981 inició operaciones el Complejo Petroquímico La Cangrejera y se lograron exportar 401 mil barriles diarios de petróleo.

En 1983 se anunciaron reservas por 72 mil 500 millones de barriles y en el año de 1986 las exportaciones de crudo se ubicaron en un millón 298 mil barriles diarios en promedio.

En 1987 entró en operación la ampliación de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo, con la Planta Primaria No. 2 de 165 mil barriles diarios, para llegar a 320 mil barriles diarios de capacidad instalada.

En 1989 PEMEX creó una empresa filial llamada Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) Comercio Internacional, S. A. de C. V, con el objetivo de establecer un marco organizacional moderno y eficiente para la realización de las actividades comerciales internacionales y derivar de éstas el mayor beneficio económico posible.

En 1990 salió a la venta la gasolina Magna Sin, que no contiene plomo y de 82 octanos con el fin de reducir contaminantes a la atmósfera.

En 1991 PEMEX participó con cinco por ciento de capital social en la petrolera española Repsol. Además consciente de la necesidad de mejorar la calidad del aire en la Ciudad de México y después de 58 años de operación, PEMEX anunció el cierre de la refinería "18 de Marzo" ubicada en la zona de Azcapotzalco.

En 1992 se expidió una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios que definió a Petróleos Mexicanos como un órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional.

En 1994, iniciaron operaciones las plantas reductoras de viscosidad y MTBE (Éter Metil Terbutílico) en Cadereyta así como la planta catalítica No. 2 de Tula.

En 1996, PEP logró una producción de crudo de 1,043 millones de barriles, "el volumen más alto en la historia de Petróleos Mexicanos". De esta cantidad 74.6% correspondía a las regiones marinas noreste y suroeste. La calidad de la producción estaba compuesta por 52% de crudo ligero y superligero y el resto de crudo pesado.

Entre 1996 y 2004, las exportaciones de crudo se elevaron de 563 a 683 millones de barriles al año. En esos años la proporción promedio de exportaciones con respecto a la producción total representó 53.7%.

En 1997, el complejo Cantarell y desde principios de la década de 1990, se posicionó como uno de los principales motores de la producción y para 1997 se consolidó como el principal productor de crudo de México.

En 1998, durante los días 21 y 22 de marzo, en Riad, Arabia Saudita, se reunieron los encargados del área energética de México, Venezuela y Arabia Saudita, donde se acordó un

aumento al precio del barril de crudo y evitar su caída en los mercados mundiales; México a pesar de no ser miembro de la OPEP, se sumó al acuerdo.

En el año 2002, ante la urgente necesidad de PEMEX de explotar los campos a más de 500 metros bajo el mar, se creó en el IMP el Programa de Investigación y Desarrollo en Exploración y Producción en Aguas Profundas. A través de éste se asimiló y desarrolló tecnología con el personal ya formado en universidades británicas, francesas, norteamericanas, brasileñas y mexicanas, así como con el conocimiento adquirido desde 1972, cuando se generó un programa de cómputo para el diseño de ductos y plataformas para profundidades de hasta 100 metros.

En 2003, concluyó la reconfiguración de las refinerías en Salamanca y Cadereyta. El presidente en curso, Vicente Fox, inauguró en Tuxpan, Veracruz, la construcción de plataformas marinas.

En 2004, por el volumen de sus reservas probadas de crudo (13 mil 401 millones de barriles) y de gas natural (15 billones de pies cúbicos), México logró ocupar respectivamente los lugares 14 y 34 en la lista de países productores; a su vez PEMEX Refinación logró conformar 77 centros de venta, 6 mil 732 estaciones de servicio y una red de ductos para distribución de crudo y productos petrolíferos de 5 mil 266 kilómetros.

En 2005, El Congreso de la Unión autorizó el nuevo régimen fiscal para PEMEX, con el propósito de liberar recursos adicionales para poder invertir en una escala mayor en la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo crudo y gas natural.

En 2007, dentro del proyecto Ku-Maloob-Zaap, entró en operación la Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga Yùum K'ak'náab, "Señor del Mar", con una capacidad de almacenamiento de 2 millones 200 mil barriles de crudo. Al cierre del primer trimestre del año, Petróleos Mexicanos exportó un volumen promedio diario de un millón 711 mil barriles de petróleo Istmo, Maya y Olmeca a clientes en el continente americano, Europa y el Lejano Oriente. El volumen colocado por PEMEX en el exterior generó un ingreso acumulado de 7 mil 288 millones de dólares al venderse a un precio promedio ponderado de 47.34 dólares por barril, 2.78 dólares menos que la cotización reportada en los primeros tres meses del año pasado.

En 2008, el ejecutivo federal entregó al Senado de la República la iniciativa de reforma para fortalecer a Petróleos Mexicanos, misma que fue llevada a debate nacional. El 28 de noviembre del mismo año, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, siete decretos que integraron la Reforma Energética.

En 2009, se anunció la construcción de una nueva refinería en Tula, Hidalgo y finalmente, en 2010, se presentaron los contratos integrales EP para mejorar el esquema de exploración y producción de sus campos maduros.

Desafortunadamente los yacimientos no son eternos, y el máximo productor de crudo en México entró en su etapa de declinación y en consecuencia la producción del país, además la explotación óptima de hidrocarburos es subjetiva, por tal motivo se llegan a tomar decisiones que no siempre son las adecuadas, aunado a esta situación, hay proyectos como Cantarell entre otros, que son complicados de diseñar, planear y ejecutar de manera perfecta. Es por eso que se requiere más inversión para explorar y descubrir nuevos yacimientos como se está haciendo en aguas profundas y que al momento de diseñar el o los proyectos se utilice una técnica o metodología como la que se explica en el presente trabajo, la cual permitirá reducir el riesgo para llevar a cabo de manera rentable y eficiente todos estos proyectos.

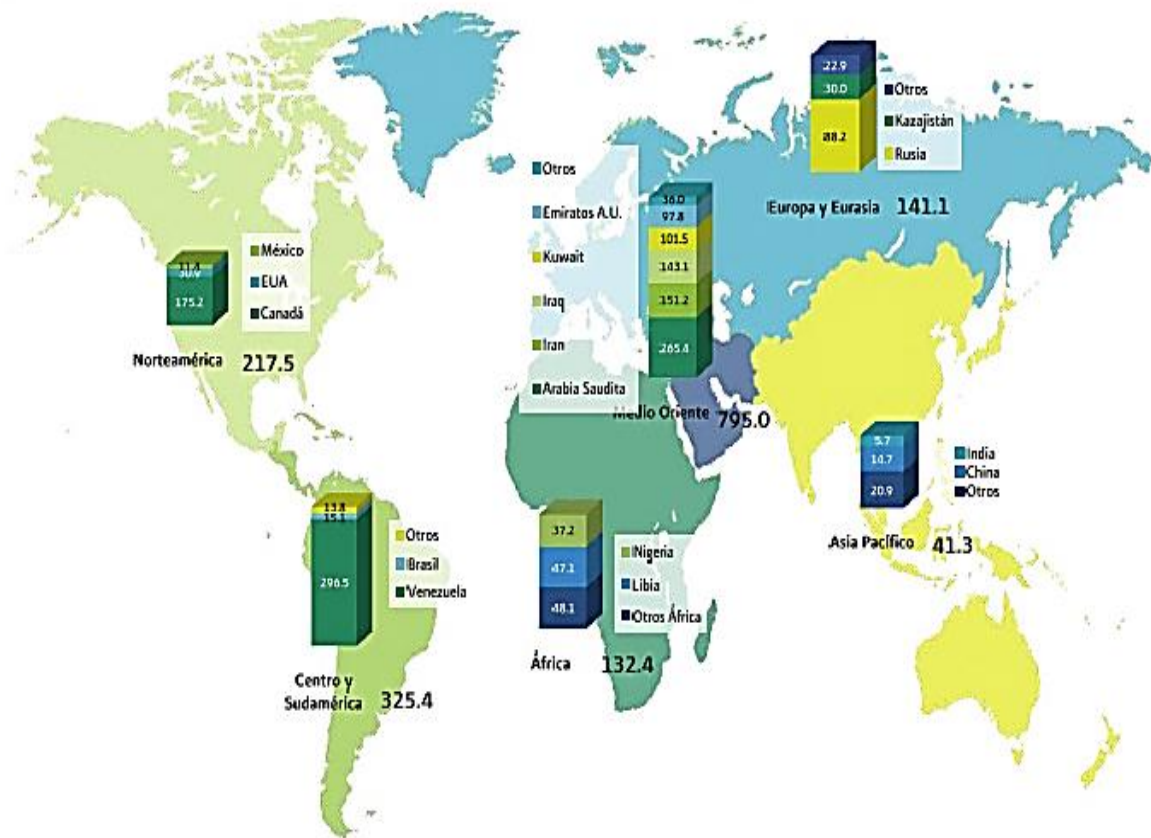
1.3.- Reservas Mundiales de Petróleo

Las reservas son uno de los pilares de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras y, por ende, de los países productores. Geográficamente las reservas de crudo se encuentran concentradas en algunas regiones específicas. El volumen de éstas es cambiante, ya que depende de los descubrimientos derivados de la actividad exploratoria, reclasificación de reservas, avances tecnológicos y ritmo de producción. La evolución de estos volúmenes incide directamente sobre la seguridad energética y geopolítica de los países. Cabe mencionar que el precio de petróleo juega un papel importante en la determinación de las reservas, ya que éste puede favorecer la viabilidad del desarrollo de proyectos de explotación e incluso es un determinante para reclasificar el tipo de reservas. Por ejemplo, éstas se reclasifican de posible a probada si el precio resulta atractivo para el inversionista.

Al cierre de 2011, las reservas probadas o reservas 1P mundiales de petróleo crudo, ascendieron a 1,652.6 miles de millones de barriles (MMMbls), 1.9% por arriba del año 2010. Los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que en su mayoría se encuentran ubicados en las regiones de Medio Oriente y África, aportaron 77.2% de dicho volumen. Los países de Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) contribuyeron 14.2% de las reservas mundiales de petróleo crudo. Esto muestra la importancia del comercio internacional de éste, ya que en conjunto, estos últimos países demandan la mayor cantidad de crudo.

Figura 1.1

Reservas Probadas de Petróleo Por Región (MMMbbls)



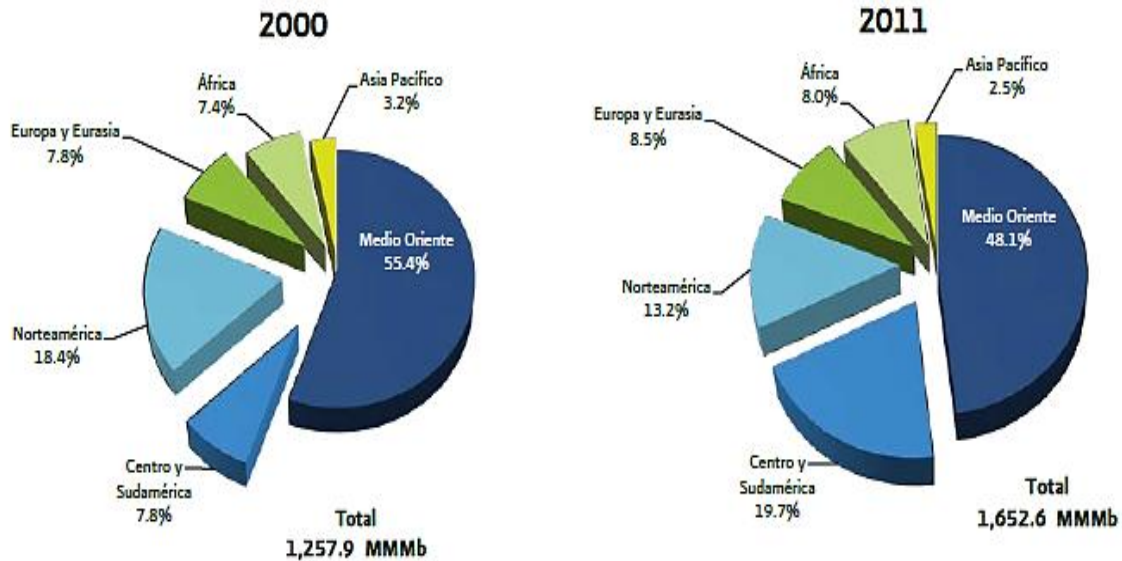
Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

La región con la mayor cantidad de reservas de petróleo crudo fue Medio Oriente, al totalizar 795.0 (MMMbbls) en 2011. Dicho volumen representó 48.1% de las reservas mundiales, dichos datos se visualizan de mejor manera en la Figura 1.1 y en la Gráfica 1.1.

Las reservas probadas de la región Centro y Sudamérica ascendieron a 325.4 (MMMbbls) en 2011. Cabe destacar que en 2009 Venezuela incorporó 38.9 (MMMbbls), principalmente del área geográfica Faja Petrolífera del Orinoco, lo que representó 18.4% de sus reservas en dicho año. Según el BP Statistical Review of World Energy 2012, Venezuela ocupa el primer lugar en reserva probadas de petróleo en el mundo, con 296.5 (MMMbbls), superando a Arabia Saudita, que contaba con 265.4 (MMMbbls).

Gráfica 1.1

Participación Por Región de las Reservas Probadas Mundiales de Petróleo 2000 & 2011 (MMMbbs)



Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

En la región Europa y Eurasia, las reservas de crudo alcanzaron 141.1 (MMMbbs) en 2011, 1.1% superior a 2010. Las reservas de la Federación Rusa representaron 62.5% del total de la región, con 88.2 (MMMbbs).

África reportó reservas por 132.4 (MMMbbs) en 2011. De esta forma, mantuvo la tendencia incremental registrada en las últimas dos décadas. Cabe señalar que desde 2002, desplazó a Norteamérica en cuanto a volumen de reservas.

Las reservas de Norteamérica presentaron una ligera disminución con relación a 2010, y aportaron 13.2% de las reservas mundiales en 2011. Cabe destacar que en los últimos cuatro años se ha registrado una mayor actividad exploratoria en Canadá y en los desarrollos de la parte estadounidense del Golfo de México.

La región Asia-Pacífico registró la menor cantidad de reservas de petróleo crudo en 2011, con 41.3 (MMMbbs). Éstas se ubicaron principalmente en China, India, Indonesia, Malasia, Vietnam y Australia.

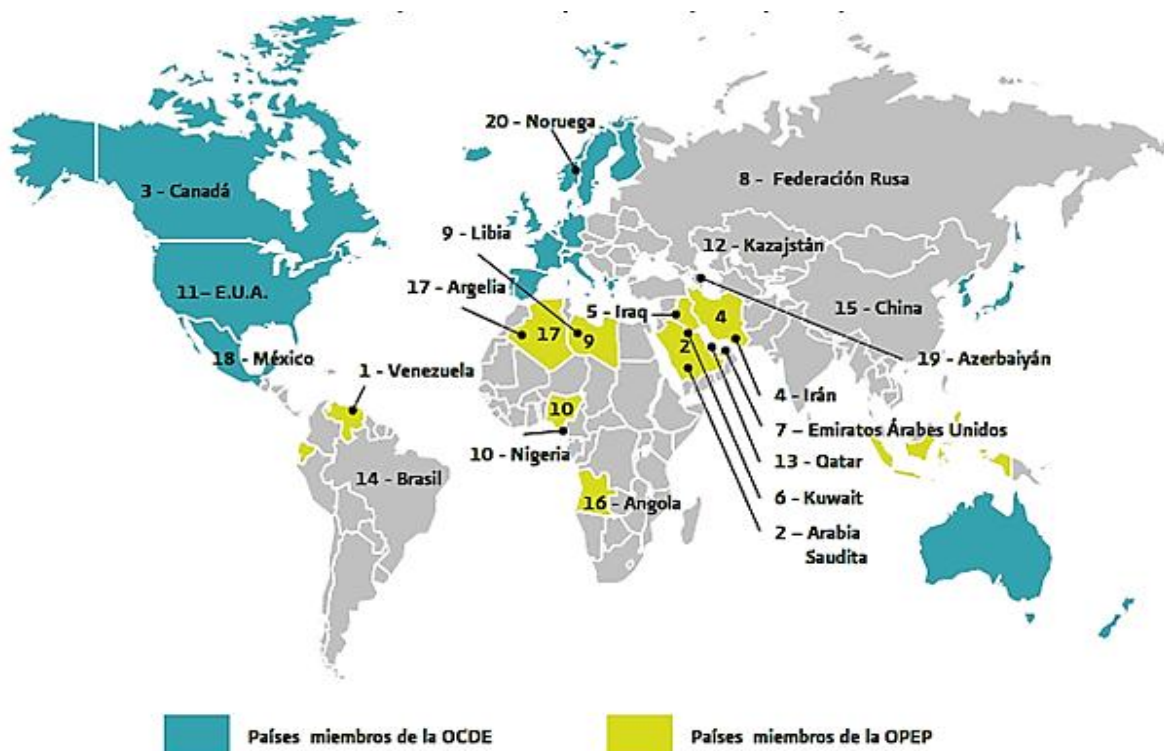
En cuanto al análisis de reservas probadas por país, Venezuela se ubicó en el primer lugar mundial, con una reserva de 296.5 (MMMbbs) la cual representa el 17.9% del total mundial. La segunda posición la ocupó Arabia Saudita, con 265.4 (MMMbbs) que representa el 16.1% de las reservas mundiales, seguidos por Canadá, Irán, Iraq, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, quedando Rusia en octavo lugar. Pese a que México disminuyó 2.5% sus reservas probadas, conservó el décimo octavo lugar.

Tabla 1.1
Reservas probadas al cierre de 2011. Principales países

Lugar	País	Miles de millones de barriles	Participación sobre el total mundial	Relación R/P (años)
1	Venezuela†	296.5	17.9%	> 100.0
2	Arabia Saudita	265.4	16.1%	65.2
3	Canadá	175.2	10.6%	> 100.0
4	Irán	151.2	9.1%	95.8
5	Iraq†	143.1	8.7%	> 100.0
6	Kuwait†	101.5	6.1%	97.0
7	United Arab Emirates	97.8	5.9%	80.7
8	Federación Rusa	88.2	5.3%	23.5
9	Libia	47.1	2.9%	> 100.0
10	Nigeria	37.2	2.3%	41.5
11	EUA	30.9	1.9%	10.8
12	Kazajistán	30.0	1.8%	44.7
13	Catar	24.7	1.5%	39.3
14	Brasil	15.1	0.9%	18.8
15	China	14.7	0.9%	9.9
16	Angola	13.5	0.8%	21.2
17	Argelia	12.2	0.7%	19.3
18	México	11.4	0.7%	10.6
19	Azerbaiyán	7.0	0.4%	20.6
20	Noruega	6.9	0.4%	9.2
Total mundial		1,652.6	100.0%	54.2
Países miembros de la OCDE		234.7	14.2%	34.7
Países miembros de la OPEP		1,196.3	72.4%	91.5

Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

Figura 1.2
Localización de las Reservas Probadas de Petróleo, Principales Países al Cierre de 2011

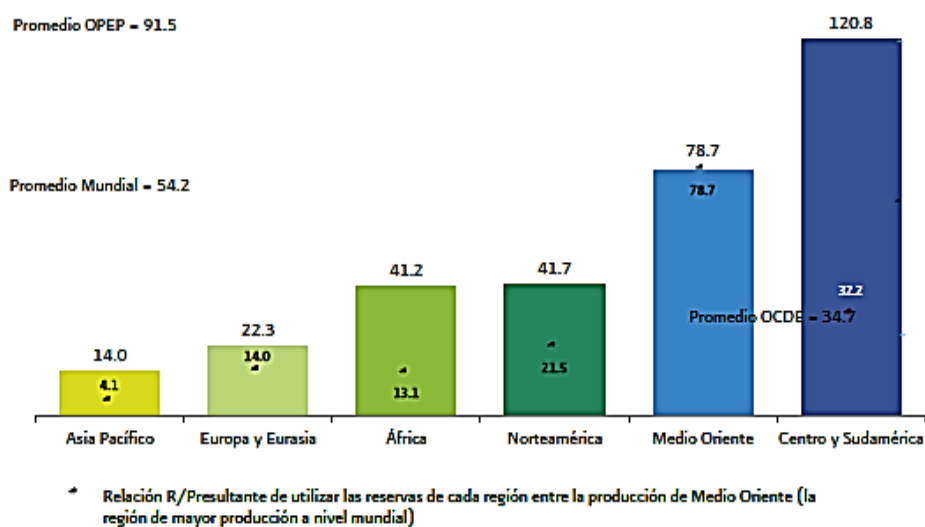


Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

Es importante mencionar que la relación Reserva-Producción (R/P), representa los años que tardarían en agotarse las reservas probadas si se mantuviese un ritmo de producción determinado. Para su cálculo, tanto la producción como las reservas deben determinarse para un mismo periodo de tiempo. En promedio, las reservas mundiales de 2011 alcanzarían para mantener el nivel de producción actual durante 54.2 años más. Por su parte, la OPEP dispondría de 91.5 años de petróleo crudo si sostuviera la producción de 2011 y no se registraran nuevos descubrimientos. En contraste, la OCDE contaría con 34.7 años de suministro bajo las mismas condiciones de producción y descubrimientos de 2011.

Gráfica 1.2

Relación Reserva Probada-Producción por Región 2011 (Años)



Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

En el análisis por región, en 2011 Centro y Sudamérica registró la mayor relación R/P, con 120.8 años, pese a la incorporación de reservas de Venezuela y al bajo nivel de producción de la región, la Gráfica 1.2 permite apreciarlo mejor. En Medio Oriente, la relación R/P se ubicó en 78.7 años, 4.2 años menos que en 2010, debido al aumento en la producción.

En África la relación R/P alcanzó 41.2 años, pero si alcanzara una producción equivalente a la de Medio Oriente, sus reservas a 2011 sólo alcanzarían para 13.1 años.

En Europa y Eurasia la relación R/P fue de 22.3 años, en Asia-Pacífico y Norteamérica la relación R/P fue de 14.0 y 41.7 años respectivamente.

La restitución de reservas es resultado de la administración de la producción, los avances tecnológicos y, en mayor medida, de la actividad exploratoria. A su vez, la actividad exploratoria depende de los niveles de inversión de las compañías.

Es por ello que las inversiones sostenidas, oportunas y suficientes, son cruciales para tener una restitución de reservas favorable.

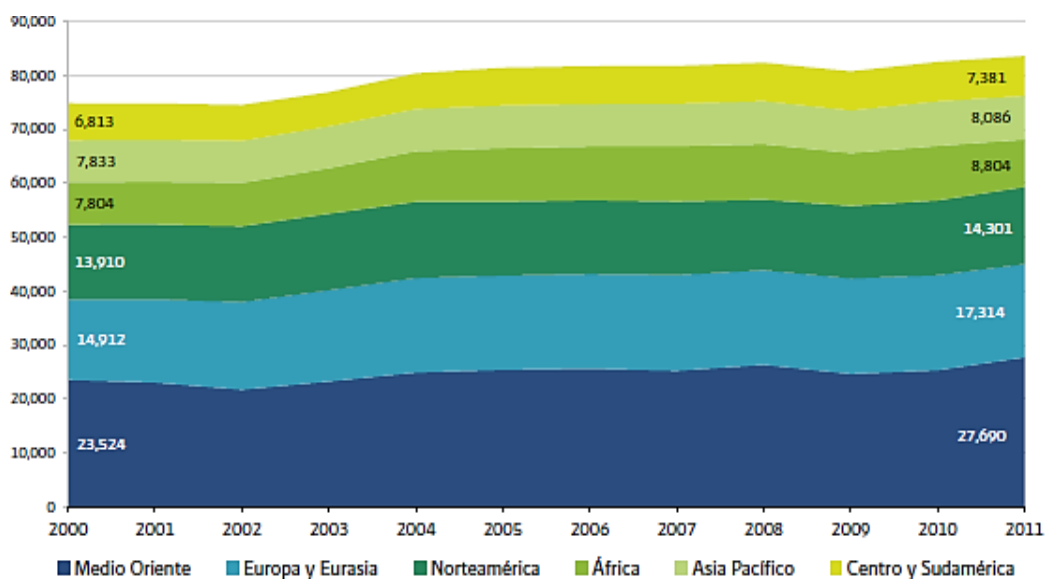
Con respecto a la producción mundial de petróleo crudo, al cierre del año 2011, fue de 83,575.7 miles de barriles diarios (Mbd).

Medio Oriente suministró 27,689.7 (Mbd), es decir, 33.1% de la producción mundial, dicha producción superó el máximo registrado en 2008, al incrementar su producción 9.4% respecto a 2010, dicha variación se puede observar de mejor manera en la Gráfica 1.3. El principal productor de esta región fue Arabia Saudita, que aportó 40.3% de la producción de la región. La región de Europa y Eurasia reportó una producción de crudo de 17,314.2 (Mbd), donde el principal productor de la región fue la Federación Rusa, con una aportación de 59.4% sobre el total regional.

La producción de crudo en Norteamérica totalizó 14,300.6 (Mbd) debido a los desarrollos de campos marinos de la parte estadounidense del Golfo de México y de las arenas bituminosas de Canadá, entre otros. EE.UU fue el principal productor de la región, con una aportación de 54.8% seguido de Canadá, con 24.6% y México, con 20.5%. Con respecto a África y Asia-Pacífico, la producción de crudo promedió 8,804.5 (Mbd) y 8,085.8 (Mbd) respectivamente.

Gráfica 1.3

Producción Mundial de Petróleo Crudo por Región, 2000-2011 (Mbd)



Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

La región Centro y Sudamérica incrementó su producción 1.2%, promediando 7,380.9 (Mbd). Esto fue resultado de aumentos en la producción de crudo proveniente de Brasil, Ecuador y Colombia, que en total sumaron 3,631.5 (Mbd) a la región, siendo el principal productor de la región Venezuela.

Tabla 1.2

Principales Productores de Petróleo, 2011 (Mbd)

Posición	País	2010	2011	Variación % 2010-2011
1	Arabia Saudita	9,955	11,161	12.1%
2	Federación Rusa	10,150	10,280	1.3%
3	Estados Unidos	7,555	7,841	3.8%
4	Irán	4,338	4,321	-0.4%
5	China	4,077	4,090	0.3%
6	Canadá	3,367	3,522	4.6%
7	Emiratos Árabes Unidos	2,867	3,322	15.9%
8	México	2,958	2,938	-0.7%
9	Kuwait	2,518	2,865	13.8%
10	Iraq	2,480	2,798	12.8%
11	Venezuela	2,775	2,720	-2.0%
12	Nigeria	2,453	2,457	0.2%
13	Brasil	2,137	2,193	2.6%
14	Noruega	2,137	2,039	-4.6%
15	Kazajstán	1,818	1,841	1.2%
Total primeros 15 países		61,585	64,388	4.6%
Total resto del mundo		20,895	19,187	-8.2%

Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

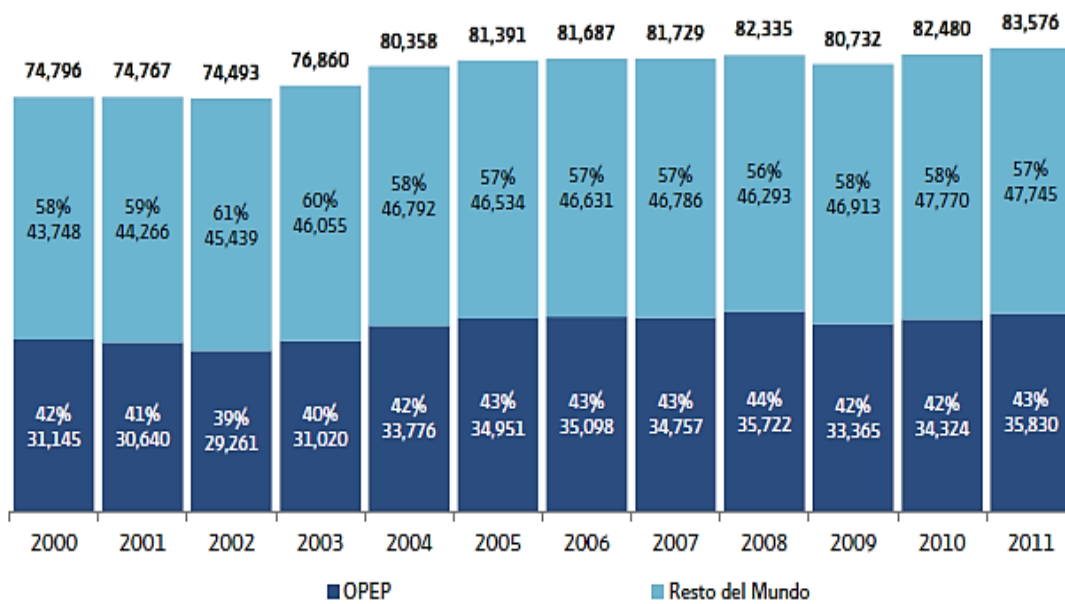
En la clasificación mundial de 2011, el principal país productor de petróleo crudo fue Arabia Saudita, con una producción de 11,160.6 (Mbd), equivalente 13.4% del total mundial. A la producción de Arabia Saudita le siguió la Federación Rusa, con 10,280.3 (Mbd) y una participación de 12.3% de la producción mundial de crudo. El tercer productor de petróleo crudo fue Estados Unidos, con una participación de 9.4% sobre el total, equivalente a 7,841.3 (Mbd). Irán, cuarto productor de crudo a nivel mundial, disminuyó su producción 0.4% con respecto a 2010.

Los movimientos en la clasificación mundial de productores de petróleo crudo fueron la caída de la Federación Rusa del 1° al 2° lugar, así como el descenso de México de la 7° a la 8° posición. Adicionalmente, Venezuela pasó de la 9° posición a la 11°.

Finalmente, es importante mencionar que la producción de los países de la OPEP genera un balance importante en el mercado petrolero mundial. Si bien los mecanismos de control de precios de esta organización no siempre generan el efecto deseado, su aportación es de suma importancia para el desarrollo de ciertas regiones del mundo, en la Gráfica 1.4 se visualiza mejor. En los últimos 30 años, la participación de la OPEP en la producción de petróleo crudo se ha mantenido por debajo de 45.0%. En la última década, registró una aportación promedio de 42.0%, con un máximo de 44.0% en 2008.

Gráfica 1.4

Comparación de la Producción de Petróleo Crudo OPEP vs Resto del Mundo (Mbd)



Fuente: BP, Statistical Review of World Energy.

1.4.- Reservas de Hidrocarburos en México

Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza anualmente las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías, considerando las variaciones ocasionadas por las estrategias de exploración y explotación documentadas en los proyectos de inversión que asociadas a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012.

A la fecha mencionada, las reservas de hidrocarburos probadas y totales mostraron una restitución de 101.1% y 107.6%, respectivamente. Esto permitió revertir la declinación de reservas de años previos. Asimismo, es importante mencionar que por primera vez se alcanzó una tasa de restitución de reservas probadas superior a 100%. Dicha situación sustenta el futuro de la industria petrolera en México.

Con el fin de garantizar la certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación, Petróleos Mexicanos utiliza las definiciones y conceptos establecidos por organizaciones internacionales para la actualización anual de las reservas de hidrocarburos del país. Para clasificar las reservas probadas, se utilizan las definiciones establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), que es el organismo regulador de los mercados de

valores y financieros en Estados Unidos. La clasificación y definición de las reservas probables y posibles se hace conforme a las definiciones emitidas por organizaciones técnicas en las que México participa: la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y el World Petroleum Council (WPC).

Petróleos Mexicanos certifica las reservas a través de compañías externas especializadas en reservas y con reconocimiento internacional como por ejemplo la Ryder Scott. Estos terceros independientes certifican la estimación realizada por PEMEX, tanto del volumen original como de la reserva de hidrocarburos asociada. Adicionalmente, las reservas estimadas por la paraestatal están sujetas a revisión y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Del año 2001 a 2011 el nivel de las reservas totales del país o también llamadas reservas 3P, siguió una trayectoria descendente, con una disminución promedio anual de 2.2%. Sin embargo, con un volumen de 43,837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) al 1° de enero de 2012, las reservas totales de hidrocarburos en México aumentaron 1.8% respecto al año previo, en la Tabla 1.3 se observa la tendencia mencionada.

Tabla 1.3

Distribución de las Reservas Totales por Tipo de Fluido (MMbpce)

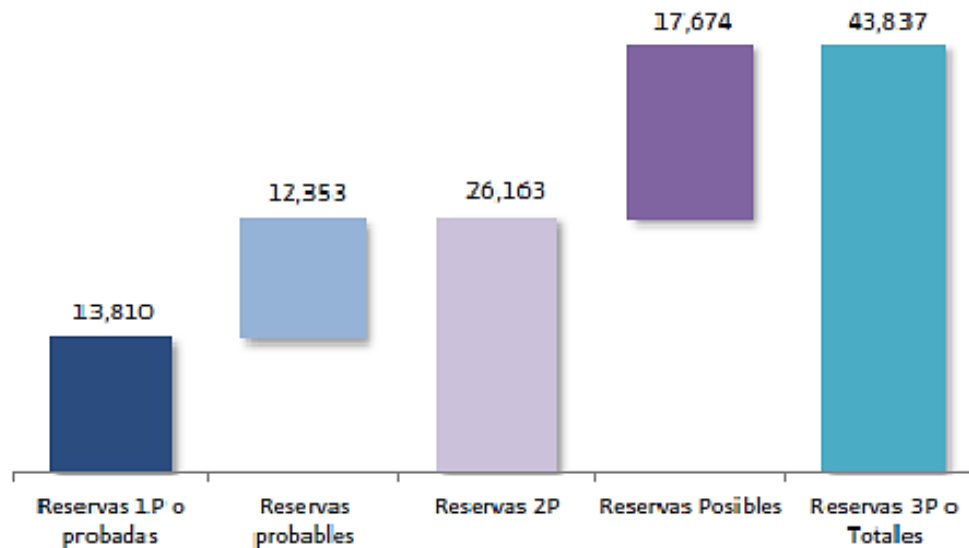
Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	56,154	52,951	50,032	48,041	46,914	46,418	45,376	44,483	43,563	43,075	43,074	43,837	-2.2
Aceite	39,918	38,286	36,266	34,389	33,312	33,093	31,909	31,212	30,930	30,497	30,560	30,613	-2.4
Condensado	1,195	1,137	884	792	835	863	941	879	562	417	294	368	-10.2
Líquidos de planta	4,379	3,790	3,500	3,437	3,413	3,479	3,418	3,575	3,491	3,563	3,573	3,953	-0.9
Gas seco equivalente	10,662	9,738	9,382	9,423	9,354	8,982	9,109	8,817	8,580	8,597	8,646	8,904	-1.6

Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Es necesario mencionar que del total de reservas 3P antes mencionado, 31.5% fueron probadas, 28.2% correspondieron a reservas probables y 40.3% a reservas posibles. Al inicio de 2012, las reservas 1P alcanzaron 13,810 millones de barriles (MMbls), las 2P 26,163 (MMbls) y las 3P 43,837 (MMbls), en la Gráfica 1.5 se pueden visualizar las categorías y cantidades de las reservas mencionadas.

Gráfica 1.5

Reservas Remanentes Totales en México al 1° de enero de 2012 (MMbpce)



Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Con respecto a las reservas 1P, y de acuerdo a la SEC, éstas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales pueden ser recuperadas de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Dichas reservas deben poder recuperarse comercialmente y bajo una certidumbre razonable en años futuros.

Un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas. En este sentido, las reservas probadas pueden ser categorizadas como desarrolladas cuando se espera que sean recuperadas de pozos existentes, infraestructura actual e inversiones moderadas. Por otro lado, las reservas probadas se determinan como no desarrolladas cuando se requiere de pozos e infraestructura adicional para su producción.

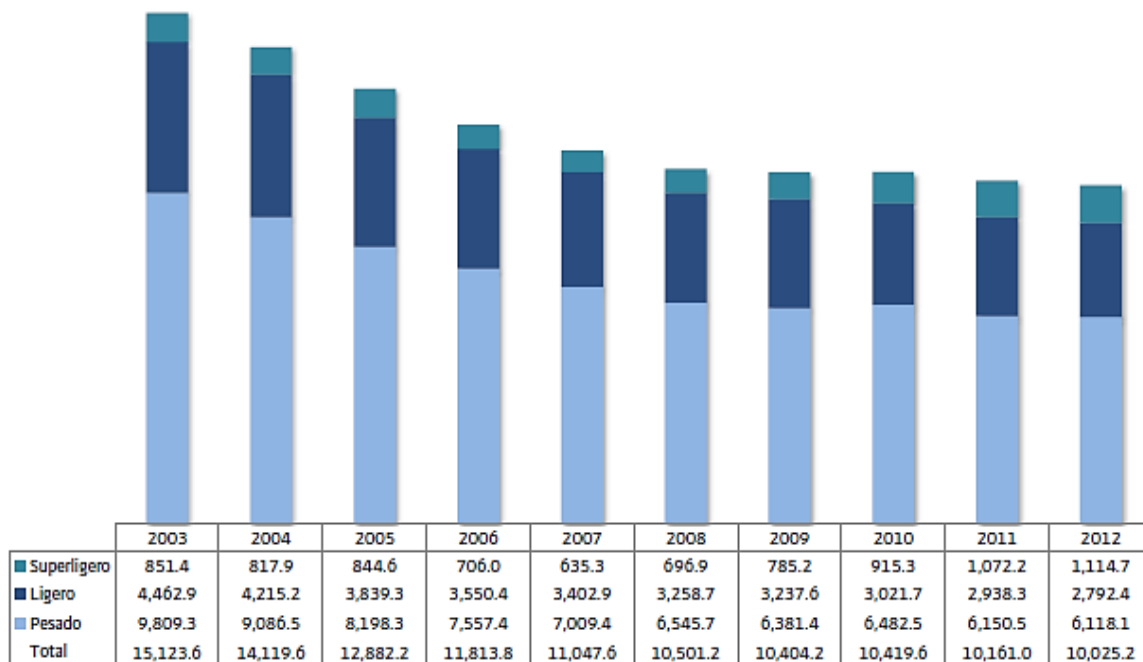
También es importante destacar que el volumen de las reservas probadas es dinámico y sus cambios se deben a desarrollos, revisiones y delimitaciones. A su vez, dichas actividades se derivan de las fases exploratorias de los proyectos, el desarrollo de campos e implementación de nuevas tecnologías. Cabe mencionar que el precio del crudo tiene un impacto directo sobre estas actividades, ya que los precios internacionales altos incentivan la actividad exploratoria, al tener un mayor ingreso por unidad de volumen comercializada.

Al 1° de enero de 2012, 66% de las reservas probadas se categorizaron como desarrolladas y el 34% restante como no desarrolladas. De las reservas desarrolladas, 72% se ubicó en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc. Respecto a las reservas no desarrolladas, 54% se concentró en los complejos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Tsimin, Ayatsil, Kayab y Xux.

Las reservas probadas de petróleo crudo ascendieron a 10,025.2 (MMbls), de los cuales 61.0% correspondió a petróleo pesado, 27.9% a ligero y 11.1% a superligero. Comparadas con las reservas del año anterior, las reservas probadas de petróleo disminuyeron 1.3%. En la Gráfica 1.6, se aprecia estos porcentajes y su variación a través de los años.

Gráfica 1.6

Composición de la Reservas Probadas de aceite crudo por tipo (MMbls)

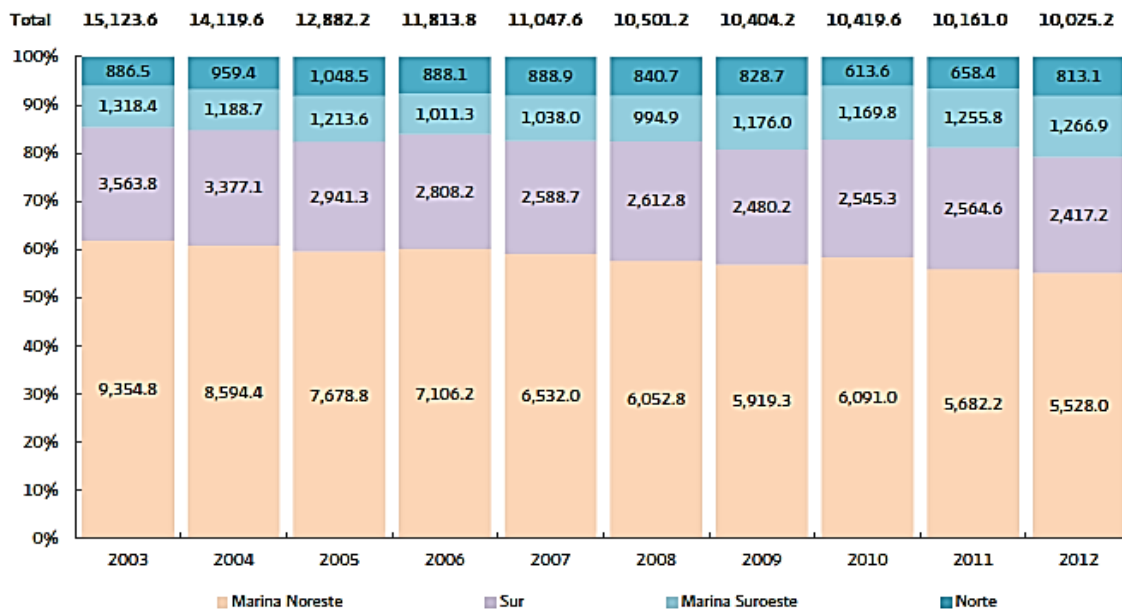


Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

A inicios de 2012, la aportación de la región Marina Noreste a las reservas probadas fue de 55.1%, 24.1% la Sur, 12.6% la región Marina Suroeste y 8.1% la Norte, con ayuda de la Gráfica 1.7 se puede apreciar de mejor manera estos porcentajes. El 67.7% de las reservas probadas de petróleo crudo yacen en campos marinos, es decir, costa afuera.

Gráfica 1.7

Reservas Probadas de Crudo por Región, 2003-2012 (MMbbls)



Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

En lo que se refiere a descubrimientos, el más importante durante 2011 fue el del pozo Sihil-8 en la región Marina Noreste, que aportó 57.1 (MMbbls). En la región Marina Suroeste los pozos Hokchi-101, Kinbe-1 y Xanab-101, ubicados en las cuencas Sureste, presentaron descubrimientos por 19.5 (MMbbls), 13 (MMbbls) y 4.7 (MMbbls), respectivamente. Los descubrimientos de la región Sur fueron de 18.6 (MMbbls) y correspondieron a los pozos Pareto-1, con 17.8 (MMbbls) y Tokal-1, con 0.8 (MMbbls). Por último, en la región Norte el pozo Gasífero-1 aportó 3.4 (MMbbls).

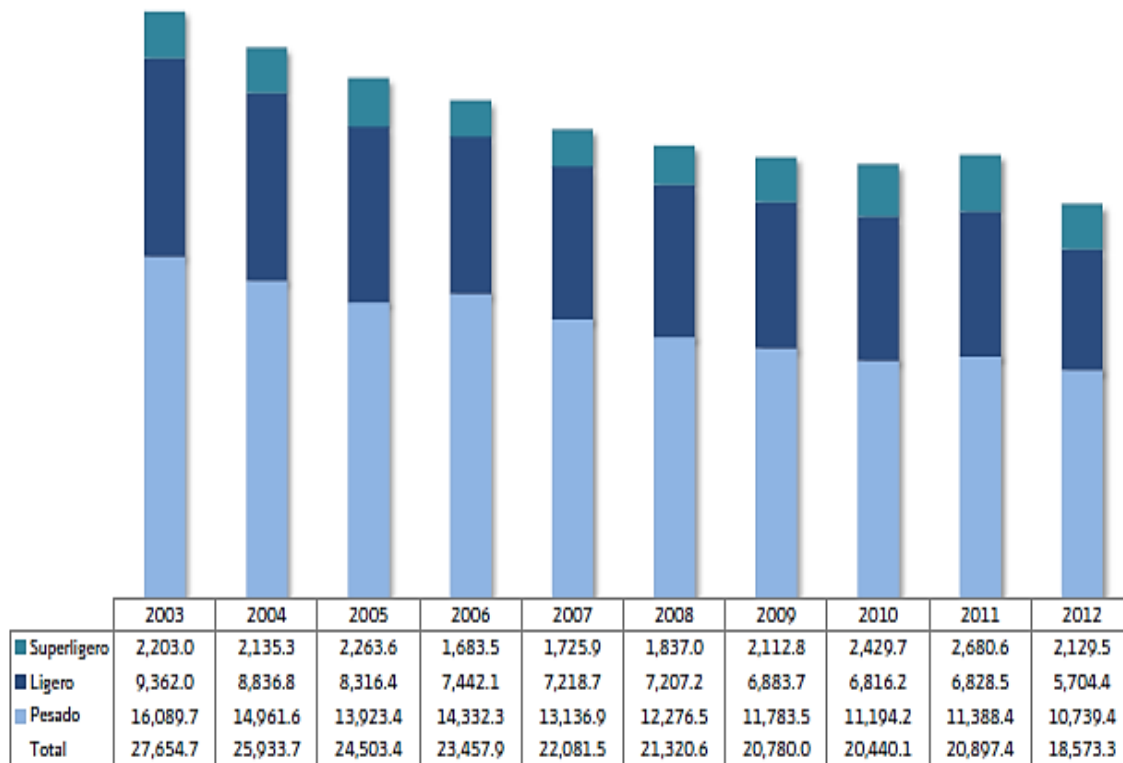
En cuanto a las reservas 2P se refiere, éstas corresponden a la suma de reservas probadas más probables. Las reservas probables son aquellas reservas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas 2P.

Al primero de enero de 2012, las reservas probables de hidrocarburos registraron un descenso debido, principalmente, a la reclasificación de reservas probables a posibles en el Activo Aceite Terciario del Golfo. Las reservas 2P de petróleo crudo se contabilizaron en 18,573.3 (MMbbls), de las cuales 8,548.1 (MMbbls) correspondieron a reservas probables.

Entre los años 2003 y 2012 las reservas probables de aceite disminuyeron 4.3% promedio anual. De igual forma, las reservas 2P de aceite decrecieron 4.2% promedio anual en el mismo periodo, la Gráfica 1.8 permite visualizar de mejor manera este decremento, así como la cantidad correspondiente a cada tipo de crudo.

Gráfica 1.8

Composición de las Reservas 2P de aceite crudo por tipo 2003-2012 (MMbbls)

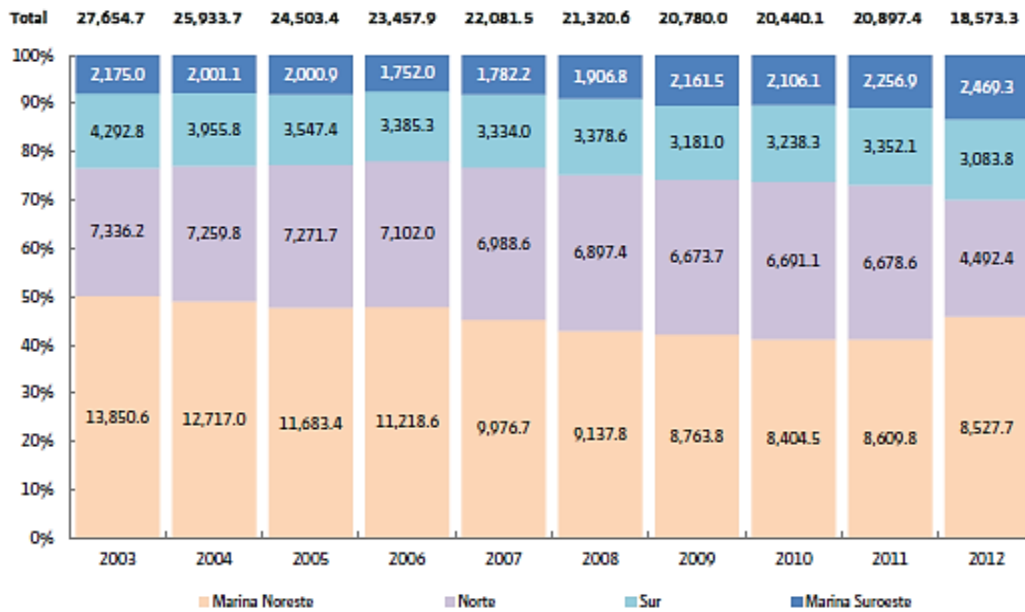


Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

En 2012, 45.9% de las reservas 2P de petróleo crudo se localizaron en la región Marina Noreste, 24.2% en la región Norte, 16.6% en la región Sur y 13.3% en la Marina Suroeste. En tanto, 43.0% de las reservas probables se ubicaron en la región Norte, 35.1% en la Marina Noreste, 14.1% Marina Suroeste y 7.8% en la Sur. La Gráfica 1.9, permite apreciar desde 2003 y hasta 2012, la aportación de crudo por región.

Gráfica 1.9

Reservas 2P de Crudo por Región (MMbbls)



Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Dentro de la región Norte, las reservas probables más importantes fueron las de Aceite Terciario del Golfo, con 3,496.8 (MMbbls). En la región Marina Noreste, correspondió a los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, que fueron de 1,417.6 (MMbbls) y 1,582.2 (MMbbls), respectivamente. En la región Marina Suroeste el activo más importante fue Litoral de Tabasco, con reservas probables de 632.4 (MMbbls). Los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la región Sur registraron reservas probables de 339.4 (MMbbls) y 246.5 (MMbbls), respectivamente.

Los descubrimientos más relevantes que se contabilizaron dentro de las reservas 2P de petróleo crudo durante 2011 fueron los de la región Marina Suroeste, que con los pozos Kinbe-1, Xanab-101 y Hokchi-101, sumaron 134.7 (MMbbls). La región Marina Noreste registró adiciones por 111.0 (MMbbls), ubicadas en el pozo Sihil-8. La región Sur contó con un volumen de 49.4 (MMbbls), proveniente de los pozos Pareto-1 y Tokal-1. Finalmente, en la región Norte el pozo Gasífero-1 aportó 6.3 (MMbbls).

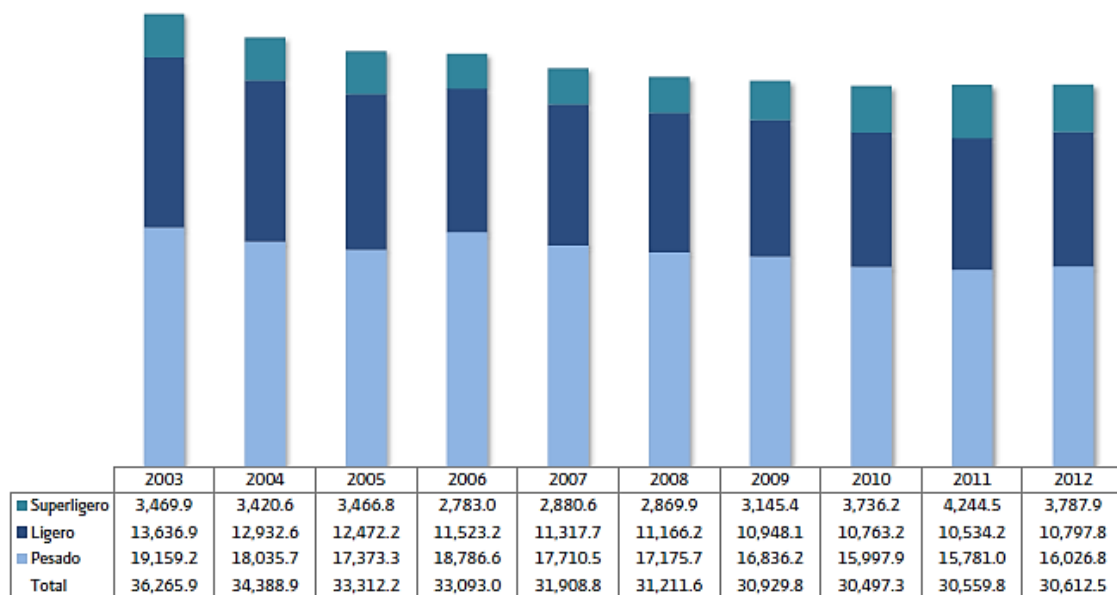
Pasemos ahora a las reservas 3P, éstas son el resultado de la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas posibles son aquellas cuya información geológica y de ingeniería sugiere que su recuperación comercial es menos factible que la de las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando se utilizan métodos probabilistas para su evaluación, existirá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores que las reservas 3P.

En el año 2012, las reservas 3P incrementaron 0.17% respecto de 2011, alcanzando 30,612.5 (MMbbls). Dicho incremento se atribuyó principalmente a la incorporación de reservas por nuevos descubrimientos, que entre 2008 y 2012 se mantuvieron por arriba de 1,000 (MMbpc). Esto contribuyó a cumplir con las metas de restitución e incorporación de reservas por actividades exploratorias.

Del volumen total de reservas 3P, 52.4% correspondió a petróleo crudo pesado, con de 16,026.8 (MMbbls). Las reservas de petróleo ligero totalizaron 10,797.8 (MMbbls) y representaron 35.3% del total. Las de crudo superligero alcanzaron 3,787.9 (MMbbls), con una aportación de 12.4%. En la Gráfica 1.10 se puede apreciar el decremento de las reservas, así como las cantidades correspondientes a cada tipo de crudo.

Gráfica 1.10

Composición de las reservas 3P de crudo por tipo 2003-2012 (MMbbls)

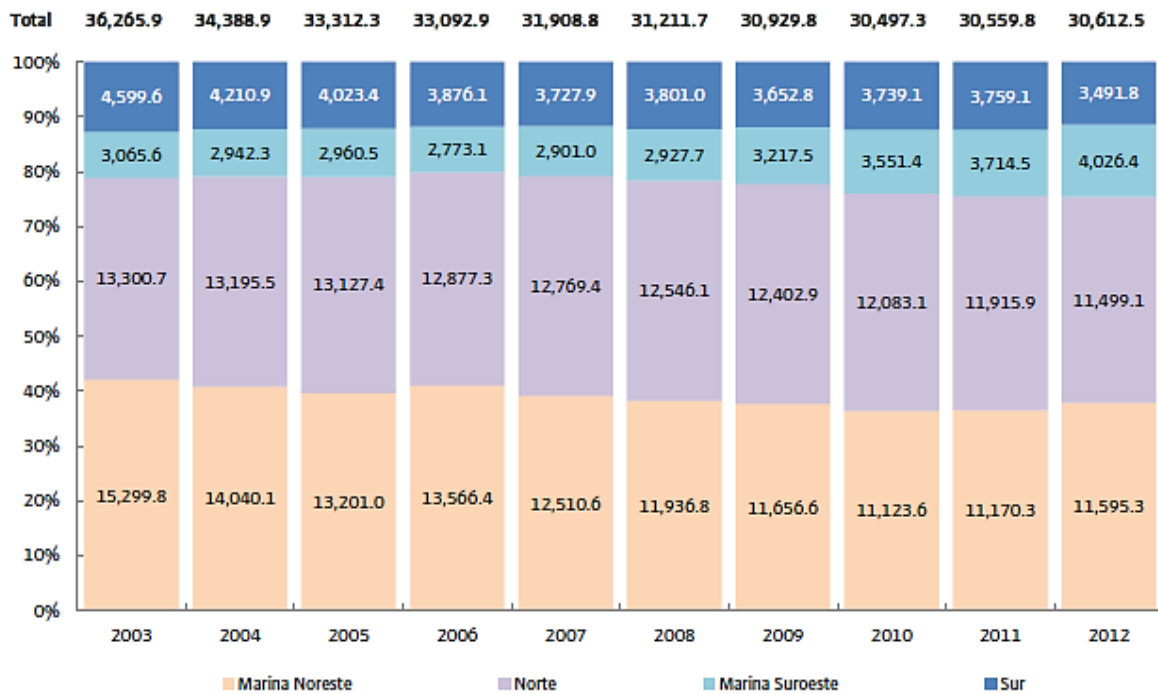


Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

El Activo Aceite Terciario del Golfo, concentró el mayor volumen de las reservas posibles en la región Norte, con 6,882.0 (MMbbls). En la región Marina Noreste, los Activos Ku Maloob-Zaap y Cantarell aportaron reservas posibles de crudo de 1,665.2 (MMbbls) y 1,402.4 (MMbbls), respectivamente. En la región Marina Suroeste, el activo Litoral de Tabasco fue el más importante, con reservas posibles de 1,399.5 (MMbbls). En la región Sur, los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo registraron reservas por 159.8 (MMbbls) y 101.3 (MMbbls), respectivamente.

Gráfica 1.11

Reservas 3P de crudo por región (MMbbls)



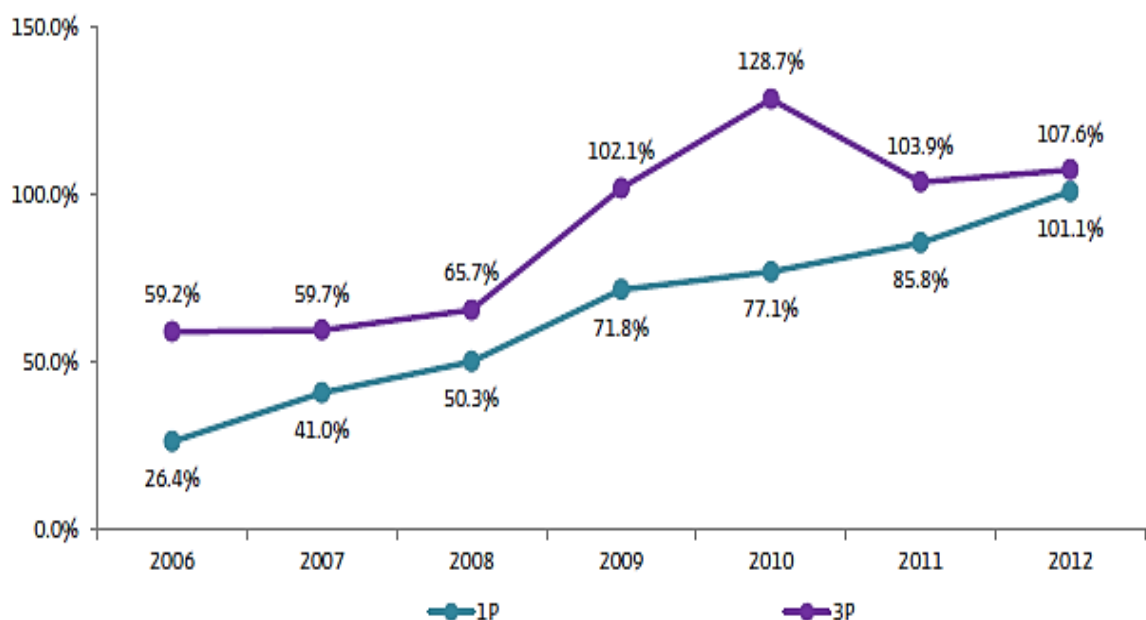
Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Al primero de enero de 2012, la tasa de restitución de reservas probadas o 1P fue de 101.1%. Esto quiere decir que el volumen de reservas permitió compensar cada barril producido un año atrás. La vida promedio (relación reserva-producción) de las reservas 1P fue de 10.2 años, calculada con una producción total (aceite y gas) de 1,357.7 (MMbpc).

La tasa de restitución de las reservas de hidrocarburos 3P por descubrimientos fue de 107.6%. La vida promedio de las reservas 3P fue equivalente a 32.3 años. La Gráfica 1.12 de este capítulo, permite visualizar de mejor manera la tasa de restitución de las reservas 1P así como de las 3P, durante un periodo de 6 años. Se puede apreciar en la misma gráfica que para el caso de las reservas 3P, se ha llegado a un pico o punto máximo de esta tasa de restitución, y que indudablemente en algún momento este pico aplicará también para el caso de las reservas 1P, circunstancia que dependerá de diversos factores, entre ellos el descubrimiento de nuevos campos que prolonguen la vida de nuestra producción así como la cantidad de las reservas petrolíferas de la nación.

Gráfica 1.12

Tasa de Restitución de Reservas de Hidrocarburos, 2006-2012



Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Se sabe que el momento del petróleo abundante y económico, pronto será sólo historia, en una evaluación de 800 campos petroleros en el mundo, mismos que corresponden al 80% de las reservas mundiales, se ha encontrado que han llegado a su punto máximo de producción y que su tasa de disminución irá en aumento. [Fatih Birol, Agencia Internacional de Energía (AIE)]

El petróleo representa casi 40% de la energía que se consume globalmente y es, por mucho, el combustible que hace posible al mundo como lo conocemos. No se podría imaginar el planeta sin combustibles fósiles ni sus derivados, y a pesar de que todavía quedan reservas de petróleo convencional, éste va a ser más difícil de encontrar y explotar, y en consecuencia, el costo de producción por cada barril irá en aumento, la causa, la misma que mencionamos anteriormente, el petróleo barato nos lo estamos acabando, y la explotación irracional de hidrocarburos está acelerando este momento.

Aunque se invierta más en exploración, cada vez será más difícil encontrar yacimientos de tamaño considerable, pues éstos han sido descubiertos casi en su totalidad, aproximadamente se descubre sólo un barril por cada cinco que se consumen a nivel

mundial. Como se mencionó, en México quedan aproximadamente 11 años de petróleo al ritmo de producción total actual, nuestras reservas son escasas y requerimos maximizar el valor de éstas para prolongar la producción de la nación. Es por esa razón que tomar medidas para tratar esta problemática y dar solución, no es una opción, es una necesidad, misma que se puede atacar utilizando las mejores prácticas a nivel internacional como la Administración de Proyectos, aplicada específicamente a proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos con el fin de llevarlos a cabo de manera más eficiente y rentable, finalizándolos exitosamente y elevando así la cantidad de reservas y la producción de las mismas.

1.5.- Evolución de la Administración de Proyectos

La Administración de Proyectos no es una práctica reciente, puesto que lleva miles de años siendo aplicada a diversos proyectos, aunque anteriormente se le conocieran de otro modo a estas prácticas. Como ejemplo podemos mencionar la construcción de la muralla china, las pirámides de Egipto, construcciones romanas entre muchos otros conjuntos de actividades más. Los objetivos así como los resultados de estos antiguos proyectos eran impresionantes pero requerían extenso recurso humano, tiempo y planificación.

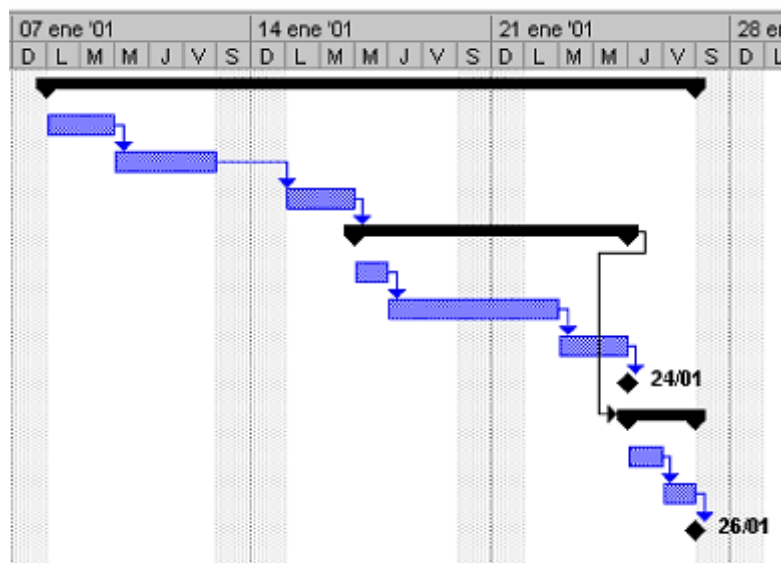
El inicio de estas prácticas, donde los individuos comenzaron a centrarse en actividades concretas, es decir a especializarse, se produce cuando los agricultores aprendieron a cosechar más alimento que el que ellos mismos necesitaron, y cambiaban su comida con otros hombres que eran capaces de pasar todo su tiempo en la fabricación de cosas útiles. Al aumentar la especialización, en lugar de hacer sus propias casas, carros, barcos, entre otras cosas, los hombres comenzaron a comprarlos de trabajadores expertos en estas artes. Con el paso del tiempo, se emprendieron proyectos demasiado grandes para un sólo artesano, hasta con la ayuda de sus hijos y aprendices. Estos proyectos requirieron el trabajo de cientos o hasta miles de hombres, organizados y dirigidos hacia un objetivo común. De esta forma surgieron los técnicos o ingenieros que combinaron la experiencia práctica con conocimientos generales y principios teóricos para construir edificios e instalaciones planificando los detalles y dirigiendo a los trabajadores, es decir, surge la Administración de Proyectos.

A finales del siglo XIX, Frederick Taylor aplicó razonamiento científico a tareas realizadas en acerías como el levantamiento y movimiento de partes, mostrando que el trabajo puede ser analizado y mejorado concentrándose en sus partes elementales. Hasta ese momento, el único modo de mejorar la productividad implicaba hacer trabajar más tiempo y más duro a los trabajadores.

Por su parte el socio de Taylor, Henry Gantt, estudió en detalle el orden de las operaciones en el trabajo. La investigación de Gantt se concentró en la construcción de barcos navales durante la Primera Guerra Mundial (1914-1918). Los diagramas de Gantt especifican la secuencia y duración de todas las tareas en un proceso. Estos mismos permanecieron sin alterarse durante casi cien años. Recién a principios de 1990 se agregaron las líneas de dependencias entre tareas. La Figura 1.3 muestra un diagrama de Gantt elaborado en Microsoft, Project.

Figura 1.3

Diagrama de Gantt



Fuente: Microsoft, Project

Durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) se perfeccionó la Administración de Proyectos. La fabricación y las cadenas de producción fueron optimizadas para producir materiales de guerra más rápido y mejor. Estos esfuerzos requirieron nuevas y mejores técnicas de la antes mencionada.

Por su parte, la Institución de Ingenieros Civiles de Gran Bretaña en 1944 reconoció la necesidad de un acercamiento sistemático para la planificación de proyectos de trabajos públicos haciendo la siguiente declaración: "A fin de realizar el trabajo eficazmente, es fundamental que el esquema de operaciones sea primero decidido por aquellos directamente responsables de la ejecución, lo que permite que el trabajo pueda ser desglosado en una serie de operaciones y determinar una secuencia ordenada para la ejecución de las mismas"

En 1957, después de que el Satélite Sputnik fue lanzado por la antigua URSS, el departamento de defensa de los Estados Unidos tenía que acelerar el proceso de desarrollo militar y se inventaron nuevas técnicas de modelado y se determinó asignar a una sola persona como responsable del proyecto en todas sus fases y único contacto para dar avances del mismo. Esta situación generó la necesidad de contar con herramientas más complejas que permitieran mejorar el control de proyectos muy complejos. El proyecto de Misiles Polaris para submarinos implicó a tantos contratistas y tanto desarrollo que era prácticamente imposible programar o rastrear el avance del proyecto.

Por su parte, también en 1957 la corporación DuPont inventó el modelo llamado Critical Path Method, (CPM). El uso principal dado al CPM era planificar y calcular el costo del trabajo de construcción en las plantas de su Compañía.

En 1958 el departamento de defensa de los Estados Unidos desarrolló el Program Evaluation and Review Technique, (PERT), para dar soporte al proyecto Polaris. El uso del PERT se intensificó teniendo en cuenta que el Pentágono, la National Aeronautics and Space Administration (NASA) y otras funciones gubernamentales en los EE.UU comenzaron a requerir el uso de la planificación de red en sus contratos con subcontratistas.

Durante 1960 las organizaciones comenzaron a ver la ventaja de organizar el trabajo a través de proyectos y de hacer uso de estas técnicas para poder crecer y afrontar los cambios. La mayoría de las compañías a diferencia de las aeroespaciales, las de defensa y las de construcción, mantuvieron un método informal para manejar sus proyectos. En la Administración de Proyectos informal, los proyectos fueron manejados en una base informal por lo cual la autoridad del administrador de proyectos fue minimizada. La mayor parte de proyectos fueron manejados por gerentes funcionales y se quedaron en una o dos líneas funcionales, y las comunicaciones formales eran innecesarias o manejadas informalmente.

Los proyectos que predominaban en ese periodo eran operaciones en espacio aéreo, defensa e industrias de la construcción. Estos proyectos eran muy grandes y los miembros del proyecto trabajaban al cien por ciento sobre el mismo. La administración de gastos y tiempo era un asunto secundario.

Desde finales de los años 60 e inicio de los años 70 las sociedades de Administración de Proyectos empezaron a promover foros profesionales para comunicar y expandir la disciplina a través de revistas, conferencias y seminarios. A mediados de los años 80 el Project Management Institute (PMI) fundado en 1969 y luego la Association for Project Management (APM) fundada en 1972, generaron programas para probar si la gente cumplía con los estándares que la administración profesional de proyectos requería.

Durante los años 70 y principios de los años 80, cada vez más compañías se alejaban de la Administración de Proyectos informal y se reestructuraban para formalizar el proceso de

ésta, principalmente porque el tamaño y la complejidad de sus actividades habían crecido demasiado. Por su parte, la NASA y el departamento de defensa de EE.UU obligaban a los subcontratistas a aceptar la Administración de Proyectos.

Las prácticas de la Administración de Proyectos comenzaron la formalización y la conceptualización del análisis de riesgos, técnicas de valoración como puntos de función y modelado formal de alcance y de objetivos. El análisis de costo-beneficio comenzó a surgir y fue adoptado por los administradores de proyectos. Muchos informes fueron escritos cubriendo fracasos de proyectos en décadas anteriores.

Durante las décadas de 1980 y 1990, muchas compañías de software ofrecieron herramientas cada vez más poderosos y fáciles para planificar y controlar costos y tiempos del proyecto. Durante la década 1990, la tecnología de la información y las industrias de telecomunicaciones provocaron el crecimiento masivo del uso de la Administración de Proyectos.

Las corporaciones comenzaron a ver las ventajas de la Administración de Proyectos, no sólo a fin de facilitar el cambio sino también mejorar la rentabilidad. La Administración de Proyectos comenzó a ser aplicada en proyectos de todos los tamaños y hasta las áreas funcionales del negocio comenzaron a reconocer el impacto de la disciplina. El costo, el tiempo y el alcance podían ser manejados en una manera controlada. El desarrollo de computadoras y de software ganó velocidad, ayudando a las compañías a adaptarse al nuevo pensamiento.

En la década de 1990, el interés en la Administración de Proyectos se elevó debido a la convergencia de varios factores. Entre ellos se destaca el desarrollo de software, puesto que facilitó el uso de las técnicas de la Administración de Proyectos. También en la misma década, las compañías se dieron cuenta que la implementación de la administración era una necesidad no una elección y no debido sólo a uno, sino a varios factores. Algunos de éstos son:

- Reducir la programación del tiempo y ser los primeros en el mercado.
- Se puede alcanzar el control si la alta dirección actúa como patrocinador del proyecto.
- Disponer de un buen sistema para el control de costos del proyecto permitía mejorar la presupuestación.
- Muy pocos proyectos eran terminados dentro del marco de los objetivos originales sin cambios al alcance, determinando la necesidad de crear metodologías para una efectiva administración de cambios.

- La administración de riesgos era necesaria, incluyendo los planes de administración de riesgo en los planes del proyecto.
- La importancia de la ingeniería concurrente y el desarrollo rápido de productos encontrando que es mejor tener recursos dedicados durante la duración de los proyectos y que el costo de la sobre administración era menor que el riesgo por la falta de administración.

Coincide que durante este periodo, las compañías comenzaron a reconocer las ventajas de la Administración de Proyectos. A continuación se enumeran algunos puntos de vista pasados y presentes respectivamente, respecto a la Administración de Proyectos:

Punto de vista pasado y obsoleto:

- Sólo los proyectos grandes necesitan de la Administración de Proyectos.
- La Administración de Proyectos va a disminuir la rentabilidad.
- La Administración de Proyectos requerirá a más personas e incrementará los gastos generales.
- La Administración de Proyectos aumentará la cantidad de cambios en el alcance.
- La Administración de Proyectos creará problemas (conflictos de poder, aumento de los problemas de calidad, etc.).
- La Administración de Proyectos entrega productos al cliente.

Punto de vista presente y vigente:

- La Administración de Proyectos permite realizar más trabajo en menos tiempo y con menos personas.
- La Administración de Proyectos aumenta la rentabilidad.
- La Administración de Proyectos proporciona un mejor control para los cambios de alcance.

- La Administración de Proyectos proporciona un medio para la solución de problemas.
- Todos los proyectos se beneficiarán de la Administración de Proyectos (no sólo los grandes proyectos).
- La Administración de Proyectos entrega soluciones.

También durante este periodo los siguientes procesos fueron integrados en una sola metodología de "Administración de Proyectos":

- Administración de Proyectos: principios básicos de planificación, programación, y control de trabajo.
- Administración de Calidad Total: proceso de asegurar que el resultado final va a cumplir con las expectativas del cliente.
- Ingeniería Concurrente: proceso de realizar trabajo en paralelo con el objetivo de comprimir el cronograma sin implicar riesgos serios al proyecto.
- Control de Cambio de Alcance: proceso de controlar la configuración del resultado final.
- Administración de Riesgo: proceso de identificar, cuantificar y responder a los riesgos de proyecto evitando impactos importantes en los objetivos del mismo.

Desde 1993 hasta la actualidad se produjeron cambios significativos tanto de aspectos cualitativos como organizativos, permitiendo que intereses más altos de las compañías pudieran alcanzarse mediante el desarrollo y utilización de modelos y procesos de Administración de Proyectos.

La introducción del término "project sponsor" aparece a finales de 1980 y en 1993 J. Rodney Turner habló del "sponsor" como "el dueño" del proyecto, es decir, la persona que pagó por el trabajo.

A continuación se enumeran algunos factores y razones que han influenciado directamente o indirectamente en el crecimiento y desarrollo de la Administración de Proyectos a partir de la década de los 90's:

- Fusiones y adquisiciones de compañías donde la Administración de Proyectos se vuelve un reto mayor (en lo que se refiere a la integración y unificación de los procesos, sistemas, personas, ubicación, etc.).
- Las corporaciones se encuentran bajo presión para alcanzar la madurez tan pronto como sea posible.
- El uso del internet como medio para reportar los avances del proyecto se vuelve una herramienta importante en corporaciones multinacionales que necesitan intercambiar información rápidamente.
- Crecimiento exponencial de la tecnología de la información.
- Altas expectativas de los clientes.
- Proyectos cada vez más complejos.

Otro factor que ha influenciado en el crecimiento de la Administración de Proyectos es la comunicación a través de internet entre proveedores (empresas de servicios, software, ingeniería, etc.) con sus clientes o usuarios permitiendo visualizar de forma gráfica el avance de los proyectos contratados.

Hoy en día muchas empresas manufactureras han introducido el concepto de la Administración de Proyectos debido a los grandes proyectos que requieren de una fuerte inversión o de una multitud de proyectos simultáneos. También las empresas que venden soluciones a sus clientes más que productos identifican como casi imposible vender soluciones completas a los clientes sin tener prácticas superiores de Administración de Proyectos.

CAPÍTULO II.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Se ha introducido al lector con ayuda del capítulo anterior a la historia de la industria petrolera mexicana, así como al volumen de reservas de hidrocarburos con las que cuenta nuestro país y la declinación de las mismas, se habló de la necesidad de aplicar mejores prácticas, pues es necesario maximizar el valor de éstas mediante la Administración de Proyectos aplicada a la industria petrolera; además, se pudo realizar un comparativo con respecto a otros países, pues se presentaron las reservas mundiales de crudo.

Se habló de la evolución de la Administración de Proyectos en el tiempo, y en este capítulo se mencionará qué es y cuál es la importancia de la misma en los proyectos, sin importar cuál sea la industria que los lleve a cabo. En consecuencia la industria petrolera también requiere de ésta tanto en sus proyectos de exploración como de explotación.

Posteriormente, se presenta con una visión general, las etapas que conforman los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos, con el fin de mostrar la extensión y complejidad de los mismos, demostrando así que es necesaria una eficiente y moderna Administración de Proyectos, solución que puede darse aplicando las herramientas y técnicas que el PMI propone.

Además, como se menciona en el objetivo, el trabajo está dirigido al lector en general, razón por la cual se incluyen algunos términos clave de cada etapa en el glosario, con el fin de adentrar más al lector en la industria petrolera y finalizando con definiciones necesarias relacionadas con la administración de estos proyectos, mismas que ayudarán a comprender mejor al avanzar al siguiente capítulo.

2.1.- ¿Qué es Administración de Proyectos?

La Administración de Proyectos es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas para realizar proyectos efectiva y eficientemente. Es una capacidad estratégica de las organizaciones, que les permite vincular los resultados de los proyectos con las metas del negocio y así ser más competitivos en sus áreas.

Entendiendo por proyecto un conjunto de actividades temporales orientadas a producir un producto, servicio o resultado único.

La naturaleza temporal de los proyectos indica que tiene un principio y final definidos, lo mismo que alcance y recursos.

Un proyecto es único en el sentido que no es operación continua, y si un conjunto de actividades diseñadas a conseguir un objetivo. Un equipo de proyecto frecuentemente

incluye a personas que normalmente no trabajan juntos, de diferentes organizaciones y hasta de diferentes zonas geográficas.

La construcción de un edificio o puente, el desarrollo de software para mejorar algún proceso de negocios, programas de auxilio ante desastres naturales, incremento de ventas en un nuevo mercado geográfico, todos son proyectos, y deben ser administrados de forma experta para cumplir en tiempo, dentro del costo, conocimiento e integración que la organización necesita.

La Administración de Proyectos siempre se ha practicado de manera informal, pero a partir del siglo pasado comenzó a surgir como un distintivo profesional. Como ejemplo podemos mencionar el PMI, el cual, con ayuda de su libro *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide)* comenzó a identificar sus elementos recurrentes en las mejores prácticas en esta área.

2.2.- Importancia de la Administración de Proyectos

La Administración de Proyectos es usada en una gran diversidad de campos, por ejemplo, en bancos, desarrollo de sistemas, lanzamientos de productos, proyectos espaciales, en telecomunicaciones, en defensa nacional, y obviamente no podía faltar la industria petrolera. Los cambios tecnológicos, la necesidad de introducir nuevos productos al mercado, las cambiantes exigencias de los consumidores de productos, entre otras cosas, incrementan la cantidad de operaciones en una organización, esto hace que los métodos de administración convencionales sean inadecuados y poco a poco vayan volviéndose obsoletos. Por esta razón, la Administración de Proyectos es importante, ya que ofrece nuevas alternativas de organización, control y seguimiento a las empresas.

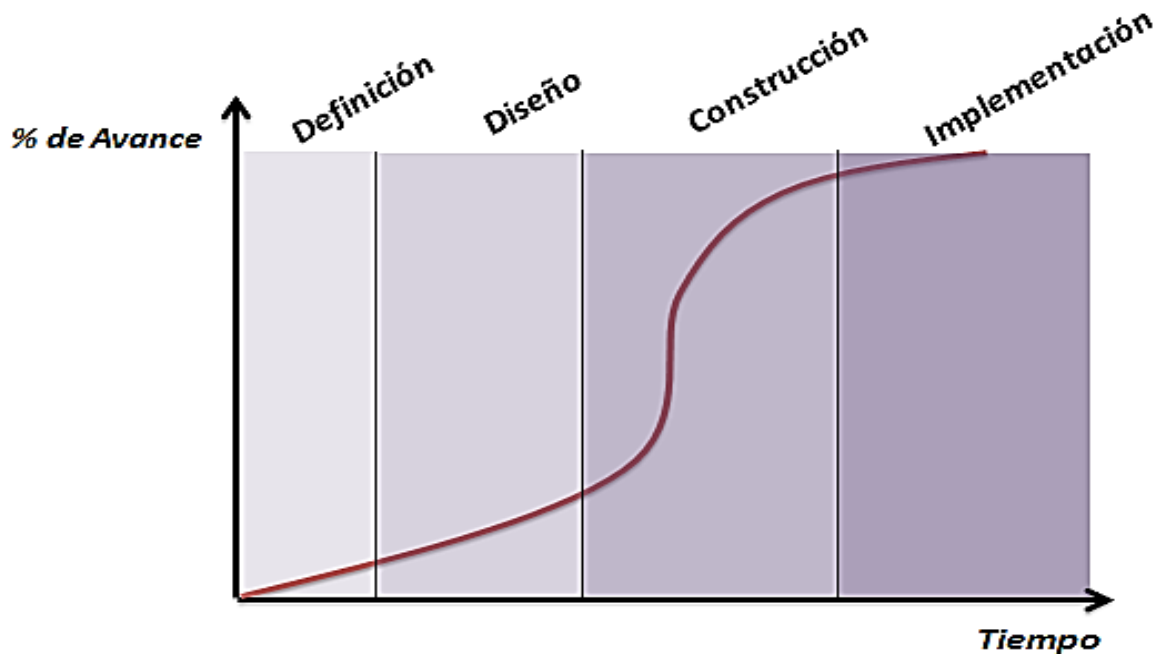
Asimismo, administrar uno o varios proyectos sirve para aprovechar de mejor manera los recursos críticos cuando están limitados en cantidad y/o tiempo de disponibilidad.

La mayoría de las organizaciones están divididas en múltiples áreas y en consecuencia es necesario administrar trabajos similares. Cada uno de estos departamentos o áreas tiene distintas actividades e iniciativas que se llevan a cabo simultáneamente y que en conjunto hacen que la compañía pueda alcanzar sus objetivos de corto, mediano y largo plazo. La Administración de Proyectos nos enseña que para alcanzar el objetivo deseado, el proyecto debe seguir un proceso específico, el cual se conoce como Ciclo de Vida del Proyecto (CVP).

La Figura 2.1, permite apreciar las etapas que conforman el Ciclo de Vida de un Proyecto, asimismo podemos observar el porcentaje de avance con respecto al tiempo.

Figura 2.1

Ciclo de Vida del Proyecto (CVP)



Fuente: Carpeta Curso Evaluación de Proyectos ITAM.

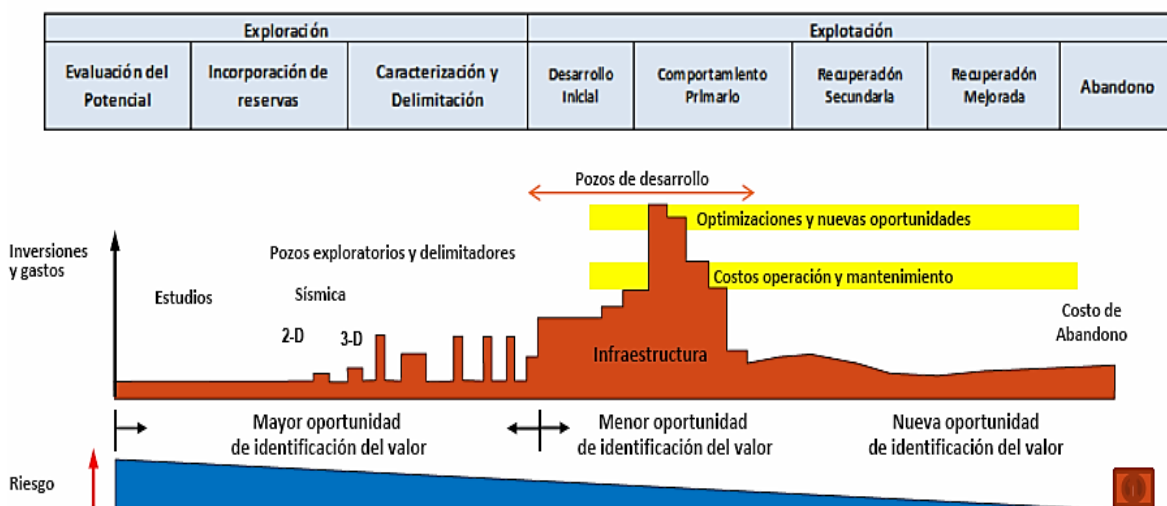
2.3.- Respecto a Exploración de Yacimientos

El objetivo de la tesis no es presentar a detalle cada etapa de los procesos de exploración y explotación, es por eso que sólo se mostrarán algunos puntos importantes y esquemas que ayuden a comprender un poco más cada una de éstas, pues cada proceso puede manejarse como un proyecto y se debe administrar con las mejores prácticas y de la manera más eficiente.

En la industria petrolera se comienza por el proceso de exploración, término utilizado para referirse a la búsqueda de petróleo y/o gas, éste a su vez está dividido en etapas, finalizadas éstas, se comienza con el proceso de explotación, que al igual que el proceso anterior también se divide en etapas. La Figura 2.2 muestra los procesos del ciclo de vida de un yacimiento con sus respectivas etapas. Posteriormente se explican las etapas de cada proceso de la manera que se menciona en el párrafo anterior con el fin de dar seguimiento al objetivo de la tesis.

Figura 2.2

Principales etapas del ciclo de vida de un yacimiento



Fuente: Tomada de la asignatura administración integral de yacimientos.

2.3.1.- Evaluación del Potencial

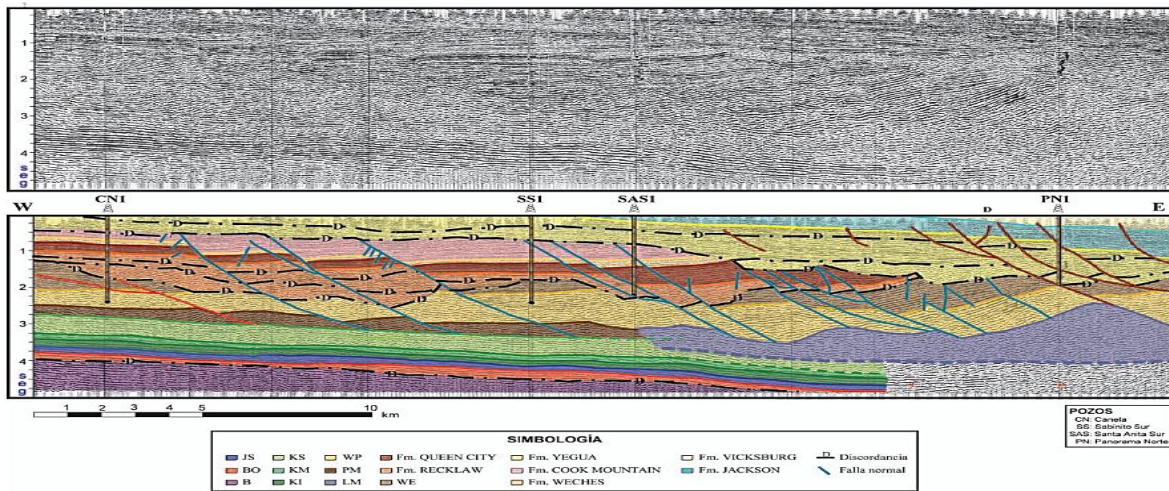
La etapa de evaluación del potencial constituye el punto de partida de las fases que componen el ciclo de vida de un yacimiento en la industria petrolera, a su vez, cada etapa tiene distintas series de actividades, esto con el fin de determinar si las formaciones tendrán acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo. Dentro de las actividades que ayudarán a determinar la presencia de éstos, se puede mencionar la exploración geológica, los métodos geofísicos, geoquímicos y/o geoestadísticos en el área de estudio.

Los métodos geológicos, tienen como objetivo conocer los ambientes de depósito y basándose principalmente en la observación directa. Generalmente este trabajo involucra el estudio e interpretación de rocas, localizar los afloramientos y graficar estos puntos en mapas. Cabe mencionar que las formaciones que contienen hidrocarburos se conforman principalmente de rocas sedimentarias, éstas a su vez, están constituidas de sedimento que al depositarse se solidifican y las generan.

Los métodos geofísicos, son básicamente la refracción sísmica, reflexión sísmica, gravimetría y magnetometría, estos métodos ayudarán a visualizar mediante otras herramientas el subsuelo, ayudando a determinar más características del afloramiento en estudio. Se muestra la Figura 2.3, donde se observa un ejemplo de sección sísmica en dos dimensiones (2D).

Figura 2.3

Sección sísmica



Fuente: Field geology, Frederic Henry Lahee, McGraw-Hill.

Los métodos geoquímicos, se enfocan en el estudio de la composición de los materiales de la Tierra y cómo cambian químicamente, establecen la presencia y distribución de hidrocarburos en el área, así como la evolución de la materia orgánica y sus etapas diagenéticas. Los métodos geoestadísticos, se realizan a través de muestreos, valores estimados y simulaciones. Ningún método es más importante que otro, éstos se complementan y mediante la integración de toda la información recopilada en esta etapa, se realiza la evaluación y jerarquización de oportunidades exploratorias para determinar su posibilidad de que exista el sistema petrolero y por lo tanto haya hidrocarburos.

2.3.2.- Incorporación de Reservas

Esta etapa es la siguiente en el ciclo de vida de un yacimiento, ésta es el proceso que realiza una empresa petrolera con la finalidad de mantener o incrementar sus niveles de reservas de hidrocarburos, a través de la exploración. En esta etapa es necesario realizar fuertes inversiones, pues son necesarios los equipos de perforación que mejor se adecuen a la zona, la perforación de pozos exploratorios y terminación de los mismos, es requerida la construcción de peras así como de los caminos que se necesiten para llegar a éstas y suministrar materiales, equipos, y herramientas. Una vez confirmada la presencia de hidrocarburos, se procede con la siguiente etapa del ciclo de vida del yacimiento, y la posterior explotación del yacimiento o campo, situación que requerirá más inversiones para perforar pozos de desarrollo en la etapa de explotación.

La Figura 2.4 muestra la clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos según los lineamientos de la SPE.

Figura 2.4

Clasificación de Recursos y Reservas de Hidrocarburos según lineamientos SPE

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto				
		No económico		Económico		
Incertidumbre	P r e s c r i b i o s	Estimación baja	C o n d i c i o n e s	Estimación baja	R e s e r v a s	P r o d u c i ó n
	R e c u p e r a b l e	Estimación central	N o r e c u p e r a b l e	Estimación central	P r o b a d a + p r o b a b l e	
		Estimación alta		Estimación alta	P r o b a d a + p r o b a b l e + p o s i b l e	

Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

Como se mencionó anteriormente, el petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el continuo desarrollo de los países. Por tal motivo, es de suma importancia que la industria petrolera tenga un estimado de las cantidades de crudo disponibles para producción además de las cantidades que espera estén disponibles en un futuro gracias a nuevas tecnologías y/o mayor exploración.

Cuando se descubre un yacimiento de hidrocarburos, es de vital importancia conocer la predicción de la producción de petróleo, que generará dicha acumulación de crudo. Tal predicción nos aportará información de la cantidad de crudo que se podrá extraer por medio de mecanismos naturales de producción y basados en un precio por barril de crudo, conocer cómo será la recuperación de la inversión a hacer para poner en marcha el yacimiento y tener conocimiento de la rentabilidad del negocio.

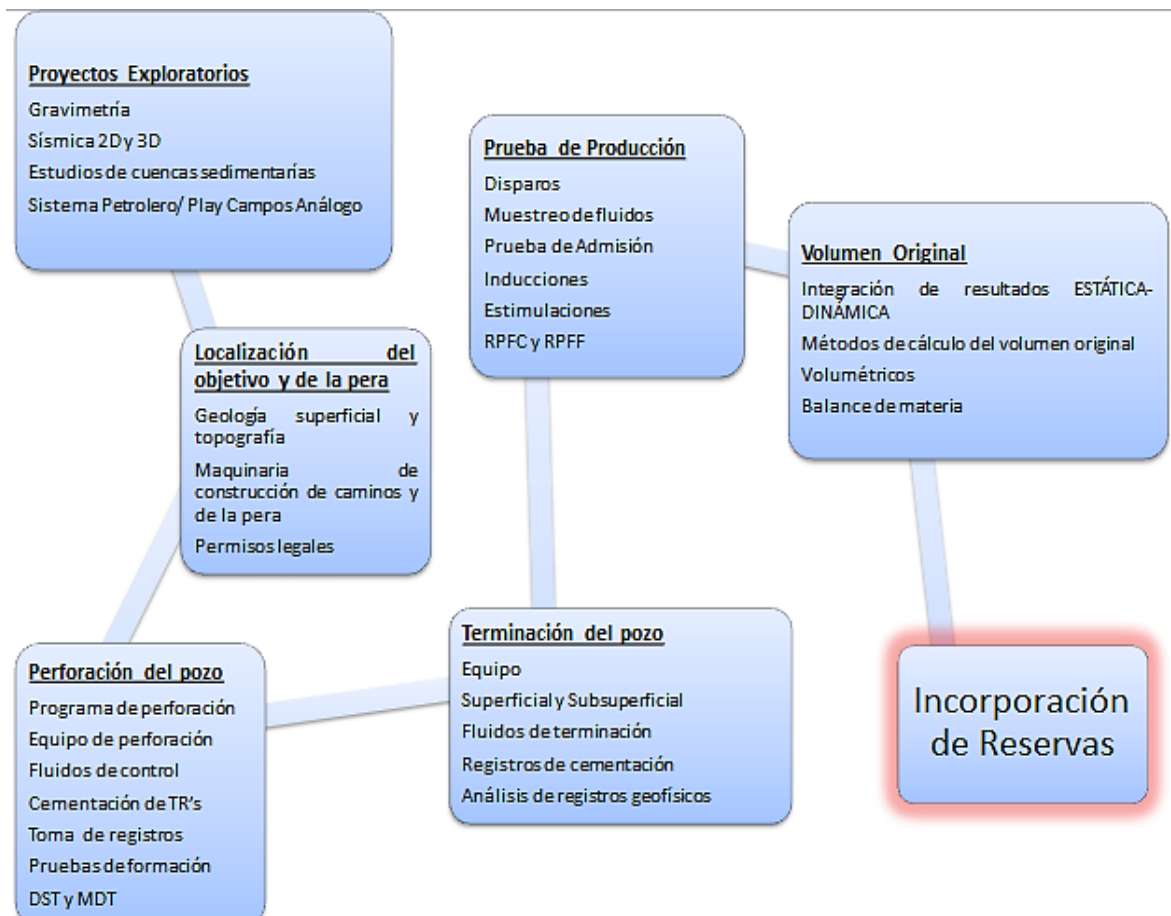
Por tanto, se requiere saber que los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. A la cantidad de

hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

El volumen original de hidrocarburos total, puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original. La Figura 2.5 muestra las principales actividades a realizar en las dos primeras etapas del proceso exploratorio.

Figura 2.5

Actividades principales para incorporar reservas



Fuente: Comportamiento de yacimientos, Ing. Octavio Steffani. Craft Applied Petroleum Reservoir Engineering

2.3.3.- Caracterización y Delimitación de Yacimientos

Es la etapa en la cual se identifican y evalúan los elementos de un yacimiento, así como los elementos que afectan la explotación; mediante herramientas como datos geofísicos, geológicos, registros de pozos, datos de laboratorio y un análisis de las variables que inciden en el comportamiento del sistema que permiten establecer los límites de un yacimiento petrolero.

Los registros geofísicos, representarán propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad, la saturación, entre otras propiedades fundamentales para comenzar con la caracterización estática de nuestro yacimiento. De igual manera y con el mismo objetivo, la toma de núcleos es de suma importancia pues ayudarán a identificar las propiedades del sistema roca-fluido ya que es obtenida directamente de las formaciones con los fluidos que contienen.

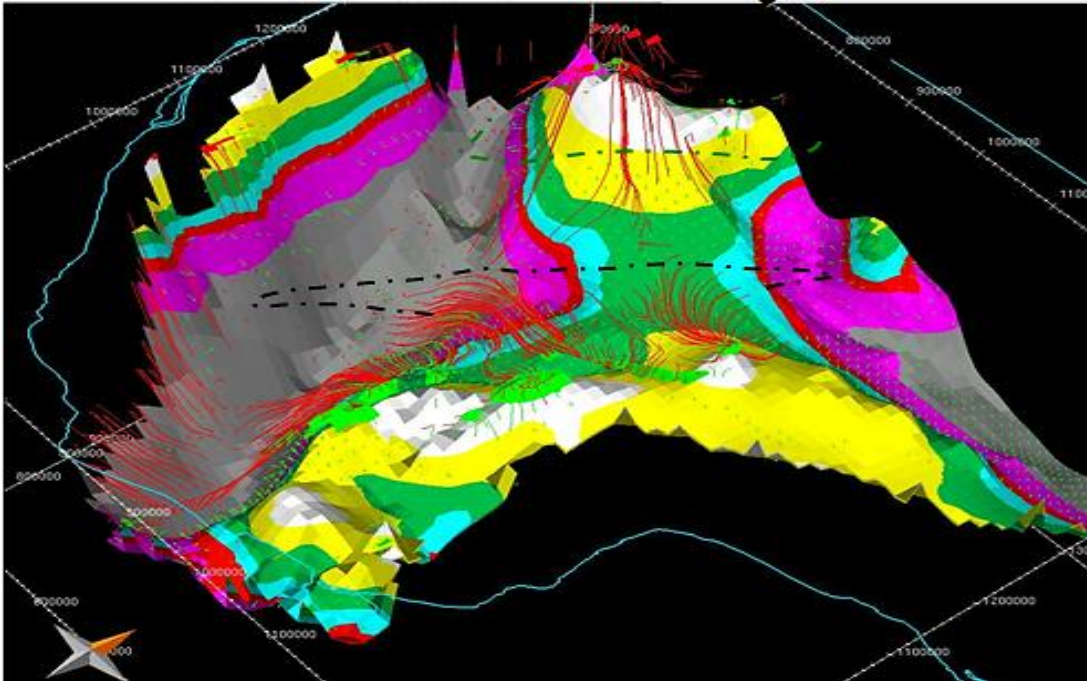
A partir de toda la información recopilada, es necesario mejorar, dando calidad y haciendo más eficientes los modelos que en etapas previas se llevaron a cabo para poder perforar los pozos de exploración, además se comienzan a diseñar otros modelos que se ocupan para realizar la caracterización del yacimiento, estos modelos son:

- Estático.
- Geológico.
- Estructural.
- Estratigráfico.
- Sedimentológico.
- Petrofísico.
- Estadístico.
- Dinámico.
- De fluidos.
- Comportamiento de la producción.

Desarrollados estos modelos, es necesario incorporarlos en un sólo modelo numérico de cálculo, que utiliza ecuaciones de transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos. Este modelo es mejor conocido como la simulación numérica del yacimiento. En la Figura 2.6 se observa el modelo de simulación en tres dimensiones (3D).

Figura 2.6

Modelo de simulación



Fuente: PEP y las reservas de hidrocarburos de México. Al primero de enero de cada año.

2.4.- Respecto a Explotación de Yacimientos

Se ha analizado de manera general y sin detalle, las etapas del proceso de exploración, cabe recordar que este proceso es un proyecto y es necesario administrarlo de manera eficiente para poder llevar con éxito la siguiente fase que es un proyecto de explotación. Una vez caracterizado el yacimiento que se vaya a explotar, se procede a la siguiente etapa, el desarrollo inicial.

2.4.1.- Desarrollo Inicial

En esta parte del ciclo de vida del yacimiento, recae nuevamente la inversión para infraestructura, en esta etapa se hará la mayor inversión, pues son requeridas todas las instalaciones para explotar el o los yacimientos, por lo tanto es de vital importancia mantener, administrar y manejar los elementos que pertenecen a ésta.

Como se mencionó en la etapa de incorporación de reservas, son requeridos los equipos de perforación, para poder llevar a cabo la perforación de pozos, pero en este caso de

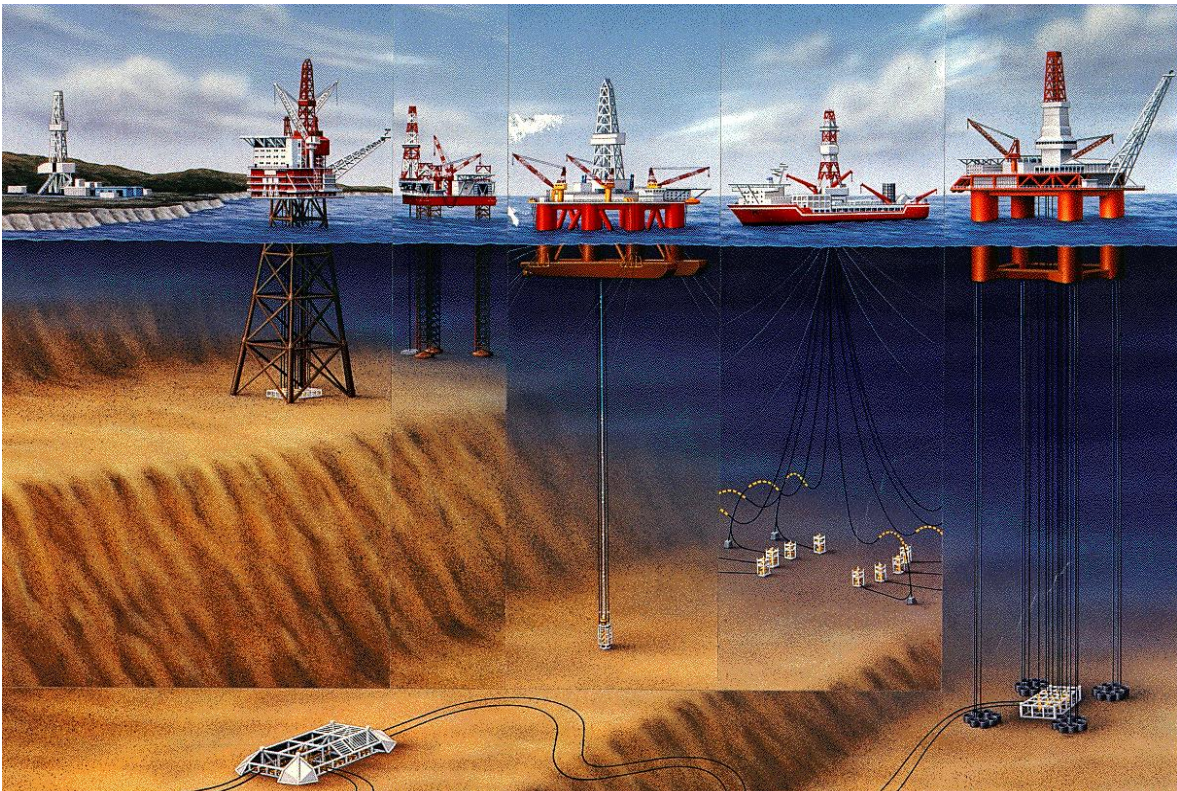
desarrollo, los equipos de perforación tanto para pozos exploratorios como de desarrollo pueden ser clasificados en:

- Equipos terrestres.
- Equipos sumergibles.
- Plataformas auto-elevables.
- Plataformas fijas en el mar.
- Equipos semi-sumergibles.
- Barcos de perforación.

Cada equipo tiene sistemas y equipos necesarios para completar las etapas de perforación de manera controlada y segura, por ejemplo los motores de potencia, la sarta de perforación, lodo de perforación, así como equipo adicional, por ejemplo la tubería de revestimiento, preventores, equipo para cementaciones y los disparos que comunicarán el yacimiento con el pozo, por mencionar algunos. Éstos últimos tienen gran importancia pues un mal diseño dañará más a la formación. En la Figura 2.7 se aprecian y distinguen algunos equipos de perforación.

Figura 2.7

Algunos equipos de perforación



Fuente: Tomada de Petroleum Extension Service, UTA.

Una vez hechos los trabajos de perforación y cementación, es necesario colocar el árbol de válvulas junto con otros accesorios, pues gracias a éstos podremos controlar la producción, la presión y otras variables. Cabe mencionar que en esta etapa de operaciones del pozo, puede instalarse un aditamento de suma importancia, éste es el sistema artificial de producción (SAP), debido a que en un futuro, el pozo puede requerir su uso si llegara a dejar de ser fluyente. Los sistemas artificiales son:

- Bombeo mecánico.
- Bombeo neumático.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo de hidráulico.
- Bombeo electrocentrífugo.

Otra inversión de gran magnitud recae en las instalaciones superficiales, pues la producción tiene que llegar a ciertos destinos y puntos, ya sea para venta o procesamiento, tanto para aceite como para gas, algunos de los equipos que se manejan en superficie son:

- Múltiple de recolección.
- Separadores.
- Recuperadores.
- Deshidratadores.
- Rectificadores.
- Estabilizadores.
- Endulzadores.
- Compresores.
- Bombas.
- Tanques de almacenamiento.

2.4.2.- Comportamiento Primario

Durante esta etapa, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de la diferencia de presión existente entre el fondo de los pozos y el yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática generada en el pozo, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie únicamente con el aporte energético del yacimiento y de los mecanismos predominantes de empuje que en éste se encuentren, por ejemplo un acuífero y/o un casquete de gas por mencionar algunos.

A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida dependiendo de los mecanismos de empuje involucrados, éstos son:

- Por expansión de la roca.
- Por gas disuelto.
- Por la capa de gas.
- Por empuje hidráulico.
- Por segregación gravitacional.

En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de la roca, la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de un casquete de gas.

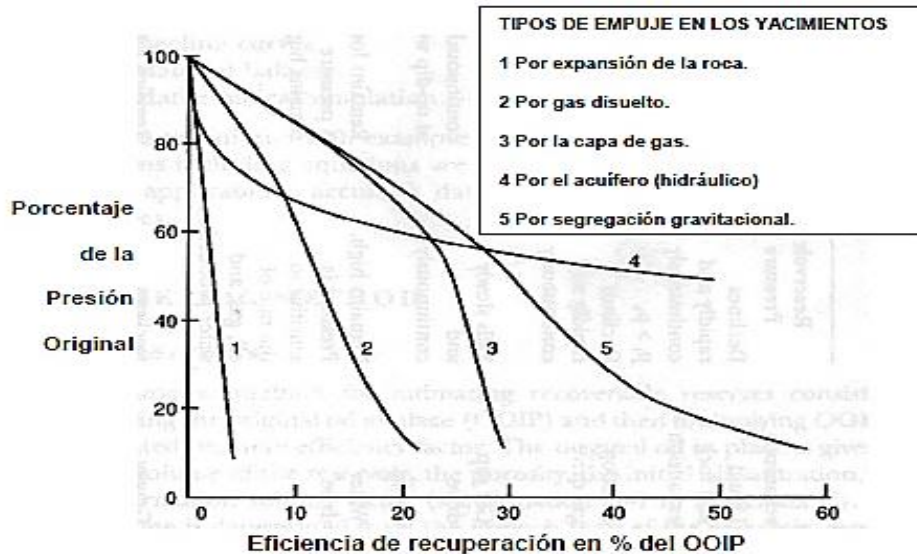
Cuando el pozo no es fluyente o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo, es decir se requiere hacer uso de los sistemas artificiales de producción antes mencionados.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite obtener información valiosa sobre el comportamiento del yacimiento gracias a pruebas de presión, registros de producción, perfiles de estimación de la producción, simulación matemática, estudios en el sistema integral de producción entre otros, mismos que son de suma importancia para la planificación de la perforación y explotación en pozos de desarrollo.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos como el gas o agua del yacimiento. El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10% a 15%, pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% o más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y un casquete de gas o un acuífero activo. La Gráfica 2.1 muestra la influencia de los mecanismos de empuje en la eficiencia de recuperación del aceite.

Gráfica 2.1

Influencia de los mecanismos primarios de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite



Fuente: Adaptada de Integrated Petroleum Management. Thakur.

Anteriormente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que la producción se volvía muy baja, en ese momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Actualmente, se pueden iniciar las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, incluso la recuperación mejorada puede ser aplicada desde antes con el objetivo de mejorar la prácticas en la explotación de yacimientos. La elección del método de explotación en un yacimiento o en una parte del mismo obedece a criterios de optimización.

2.4.3.- Recuperación Secundaria

En la historia de la industria petrolera en el mundo, se encontró que la inyección de gas natural o de agua a los yacimientos de aceite, permitía obtener mayores producciones de los mismos. Así, desde los años de 1920, se inicia en la industria la inyección de agua o gas a los yacimientos, la cual en esos tiempos era casi totalmente empírica; es decir, sin ninguna base teórica, fuera de las observaciones en los pozos y campos, de que la producción aumentaba al llevar a cabo estos procesos.

Sin embargo, rápidamente se desarrollaron modelos matemáticos primero y después complejos modelos numéricos, para entender lo que ocurría en los yacimientos al inyectarles agua o gas natural.

Adicionalmente, se efectuaron estudios utilizando núcleos en el laboratorio para el desplazamiento de aceite por agua, los cuales permitieron entender los principios físicos involucrados en estos procesos.

Se desarrollaron al mismo tiempo, diferentes formas para inyectar el agua a los yacimientos. Hasta hoy, los más comunes han sido dos:

- Inyección periférica.
- Patrones de inyección.

Dentro de la inyección de agua, además se desarrolló toda una industria alrededor de este proceso, utilizando incluso varias fuentes de abastecimiento del agua a inyectar. En general, se utilizan tres: Agua congénita producida del mismo yacimiento, agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar y agua de mar tratada químicamente para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos a los que se va a inyectar.

2.4.4.- Recuperación Mejorada

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, la industria petrolera determinó que todavía había posibilidades de aumentar el factor final de recuperación de los mismos, especialmente cuando ha habido precios altos del petróleo. Para ello, se empezaron a aplicar métodos adicionales, algunos de ellos muy sofisticados, para agregar energía a los campos. A estos procesos inicialmente se les denominó como recuperación terciaria.

Con el paso de algunos años, se decidió que el nombre correcto era recuperación mejorada, siendo así como se les designa a los procesos de inyección que se aplican a los yacimientos o campos, después de su explotación primaria y secundaria.

En la Figura 2.8, de manera simplificada, se presentan las tres etapas de explotación de los yacimientos descritas. Como se puede observar, en la parte izquierda se resaltan algunas tecnologías que se pueden aplicar a lo largo de la vida del yacimiento.

En general, el objetivo de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que tiene todavía el yacimiento, y que se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que fluya hacia los pozos. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, como muchos de los que tiene México, el problema todavía es mayor, ya que la saturación residual de aceite se encuentra preferencialmente en los bloques de matriz y la interacción matriz-fractura es algo que todavía se investiga para resolverlo, técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite remanentes que todavía existen en ese tipo de yacimientos son considerables.

Se puede mencionar que en la etapa de recuperación mejorada se emplean tecnologías y procesos diseñados para modificar las características de los fluidos en el yacimiento o las propiedades petrofísicas de la formación productora.

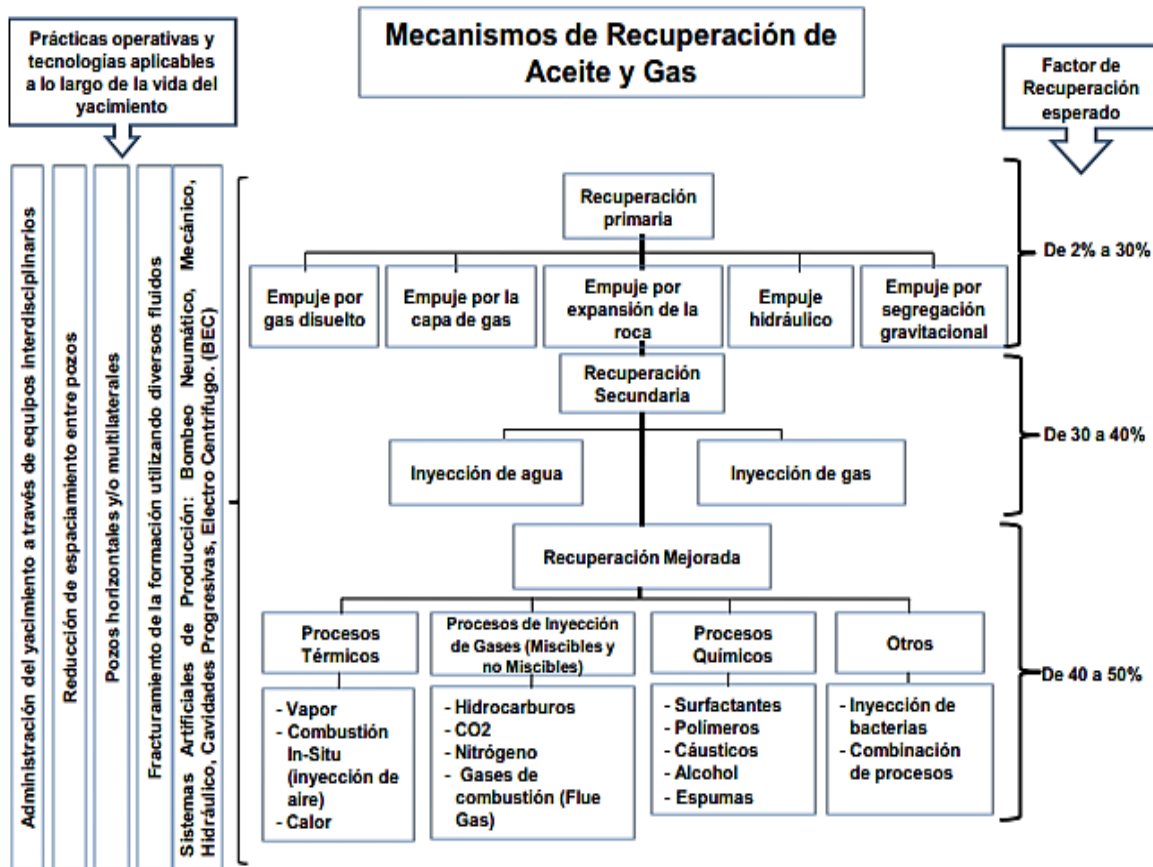
La recuperación mejorada implica la aplicación de varios tipos de procesos, los que en general se pueden dividir en:

- Procesos térmicos.
- Procesos de inyección de gases.
- Procesos químicos.

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

Figura 2.8

Etapas en la vida de un yacimiento, mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación



Fuente: IOR, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Recientemente se ha implementado el término Improved Oil Recovery (IOR), por sus siglas en inglés, es decir recuperación avanzada, ésta se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y a los métodos de Enhanced Oil Recovery (EOR), sin embargo también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno, pozos horizontales, polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

A través del tiempo se creó un paradigma operativo que prescribía que la explotación de un yacimiento iniciaba con la recuperación primaria, posteriormente ya que una fracción importante de energía del yacimiento se agotaba se recurría a la recuperación secundaria con el fin de mantener o aumentar la energía del mismo y bajo condiciones inmiscibles. Finalmente, al concluir estas etapas, se procedía con la recuperación terciaria o mejorada.

Este paradigma de etapas cronológicas debe superarse para incorporar el EOR desde etapas tempranas en la explotación de yacimientos que así lo requieran. Un claro ejemplo es el campo de Chicontepec. Si en este campo o en otro con características similares se implementan estas prácticas, y junto con una eficiente Administración de Proyectos, podremos elevar de manera significativa la producción.

2.4.5.- Abandono

Es la última etapa en el ciclo de vida del yacimiento, la cual constituye todo el conjunto de actividades y normas que corresponden al cierre y taponamiento de los pozos, y en el desmantelamiento de la infraestructura para restaurar el medio ambiente.

El abandono de pozo es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente o temporalmente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. Existen dos tipos de abandono de pozos, éstos son:

- Abandono temporal.
- Abandono permanente o definitivo.

Factores como la presión de abandono, el límite económico, el corte de agua, el índice de productividad, la relación gas aceite, entre otros, intervienen en el abandono de pozos, es decir puede que éstos no sean rentables debido a la baja producción de crudo, y los ingresos sean menores que lo que se gasta en mantenerlos. Además de no contar con expectativas de exploración en la zona.

Adicionalmente es necesario recuperar todo el material empleado en la construcción y que sea ajeno al ecosistema de las áreas intervenidas para poner a producción el yacimiento, así como restituir las condiciones geográficas y estéticas naturales y tratar de reforestar el área involucrada.

2.5.- Respecto a la Administración de Proyectos

Se ha revisado hasta ahora, el ciclo de vida de un yacimiento o campo, se vio que tanto la exploración como la explotación involucran proyectos que requieren ser administrados de manera eficiente.

Es necesario recordar que el objetivo de este trabajo es presentar una propuesta de mejores prácticas como lo es la Administración de Proyectos, así como su análisis y la aplicación de ésta en la explotación de hidrocarburos, prácticas que optimizarán e incrementarán el desempeño de los proyectos, trayendo en consecuencia una serie de beneficios durante todo el ciclo de vida de los mismos. Para poder entender de mejor manera estas prácticas, se presentan los principales términos relacionados con la Administración de Proyectos, para que de esta manera el lector esté consciente de éstos y los asimile mejor más adelante.

2.5.1.- Términos Importantes de la Administración de Proyectos.

A continuación se presentan algunos de los términos principales de la Administración de Proyectos, mismos que serán utilizados en el capítulo siguiente, en el cual se hace un análisis sobre la utilidad, normas, procesos, herramientas y técnicas de la administración, tomando como referencia los estándares del PMI.

Acta Constitutiva, Actividad, Activo, Alcance del Proyecto, Análisis de Riesgo, Árbol de Decisión, Lluvia de Ideas (Brainstorming), Calendario del Proyecto, Calidad, Ciclo de Vida de un Proyecto, Contingencia, Controlar, Criterios de Aceptación, Cronograma del Proyecto, Diagrama de Gantt, Entregable, Estimado, Gasto, Insumo, Inversión, Línea Base, Portafolio, Presupuesto, Programa, Proyecto, Riesgo, Interesados (Stakeholders), Statement of Work (SOW), Supuestos, Work Breakdown Structure (WBS).

Las definiciones de los términos mencionados en el párrafo anterior, se encuentran bien definidas en el glosario.

CAPÍTULO III.- ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS (PMI)

3.1.- El Project Management Institute (PMI) y el PMBOK®

PMI Internacional, fue fundado en 1969 y durante los años 70's, PMI se desarrolló principalmente en el campo de la ingeniería, mientras tanto el mundo de los negocios desarrollaba sus proyectos a través de especialistas de la misma empresa y formaban grupos de trabajo llamados "Task Force".

A mediados de los 80's el PMI y luego el APM (Association for Project Management) se embarcaron en programas para probar si la gente cumplía con los estándares que la administración profesional de proyectos requería.

Durante este tiempo el PMI, a través del comité de estándares y colaboradores realizó el estudio, evaluación y revisión de los estándares generalmente aceptados a nivel internacional, dando como resultado los estándares que representan el cuerpo de conocimientos de la Dirección de Proyectos, cuyo título original es "Project Management Body of Knowledge" que se convirtió en la base de su programa de estándares y de certificación.

Otras organizaciones siguieron la idea del PMI y crearon su propio cuerpo de conocimiento a finales de los 80's y principios de los 90's, como es el caso del APM que lanzó su propio programa de certificación y su propio BOK, que fue acogido en varios países de Europa (Austria, Francia, Alemania, Suiza y Holanda).

Desde su fundación en 1969, PMI ha ido creciendo de manera sostenida hasta convertirse en una de las organizaciones de profesionales más importantes a nivel mundial y hoy por hoy es la asociación más respetada alrededor del mundo en la materia de la profesión de Administración de Proyectos.

El PMBOK® es un compendio de mejores prácticas, agrupadas de cierta manera, heredadas de diversas industrias y disciplinas que conforman un modelo metodológico.

No es una metodología ni una guía que deba ser seguida al pie de la letra, el mismo documento, indica que los procesos y sus relaciones deben ser personalizados a las necesidades del proyecto y de la empresa.

Debe tomarse sólo como una guía muy completa y elaborada, de lo que normalmente un gerente de proyectos debe llevar a cabo, explicado en un buen nivel de detalle y separando procesos que normalmente se llevan a cabo de forma simultánea.

Como modelo, el PMBOK® no indica cómo se hacen las cosas, al igual que la Capability Maturity Model integration (CMMi®), pero es más explícito que éste en la definición de los procesos o prácticas a llevar a cabo, estableciendo una serie de entradas, técnicas y salidas para cada uno.

Este método está siendo muy difundido en México, principalmente por instituciones universitarias y otras organizaciones dedicadas a la capacitación y actualización profesional para la Administración de Proyectos.

Compite con otros modelos de gerencia de proyectos como el de la Association for Project Management (APM) y Prince (en Reino Unido); sin embargo, se ha posicionado a nivel mundial como estándar de gerencia de proyectos y las certificaciones otorgadas sobre este, como Certificate Associate in Project Management (CAPM®) y Project Management Professional (PMP®) son las más reconocidas por las empresas y las más buscadas por los practicantes.

Propone cinco grupos de procesos básicos y nueve áreas de conocimiento transversales a casi todos los proyectos; siendo procesos iterativos y traslapables o encadenables entre sí, descritos en términos de:

- Entradas: Documentos, planes, diseños, etc.
- Herramientas y técnicas: Mecanismos aplicados a las entradas.
- Salidas: Documentos, productos, etc.

Si bien no todos los elementos que propone PMBOK® son obligatorios en cuanto a implementar, la mayoría son aplicables; por la naturaleza de cada proyecto o posiblemente por restricciones, muchos de los procesos y entregables son descartables, con los cuidados que eso requiere, por ejemplo, que el entregable de un proceso no sea requerido como entrada de otro proceso.

El PMBOK® propone cinco grupos de procesos, dentro de estos procesos se distribuyen otros subprocesos y entregables basados en lo que se conoce como las nueve áreas de conocimiento mostradas en la Figura 3.1; los grupos de procesos son los siguientes:

- **Procesos de iniciación** - Define y autoriza el proyecto o una fase del mismo. Se trata de definir lo que conceptualmente se espera del proyecto.
- **Procesos de planificación** - Planificar el proyecto en sí, en base a objetivos y alcances; define los objetivos y planifica el curso de acción requerido para lograr los objetivos y el alcance planteado para el proyecto.
- **Procesos de ejecución** - Compuesto por aquellos procesos realizados para completar el trabajo definido en el plan a fin de cumplir con las especificaciones del mismo. El control de calidad es prácticamente tomado en cuenta desde acá.
- **Procesos de seguimiento y control** - Para efectos de supervisar y regular el progreso y desempeño del proyecto; haciendo efectivos los conceptos de aceptación y control de calidad.
- **Procesos de cierre** - Formaliza la aceptación del producto, servicio o resultado, y termina ordenadamente el proyecto.

Las nueve áreas de conocimiento que propone PMBOK® con sus respectivos procesos son los siguientes:

1. Administración de la integración:

Procesos y actividades para identificar, definir, combinar, unificar y coordinar los diversos procesos y actividades de la dirección de proyectos dentro de los grupos de procesos de dirección de proyectos.

2. Administración del alcance:

Procesos para garantizar que el proyecto incluya todo el trabajo requerido para completarla con éxito.

3. Administración del tiempo:

Procesos para administrar la finalización del proyecto a tiempo.

4. Administración de costos:

Procesos involucrados en estimar, presupuestar y controlar los costos de modo que se complete el proyecto dentro del presupuesto aprobado.

5. Administración de la calidad:

Procesos y actividades de la organización ejecutante que determinan responsabilidades, objetivos y políticas de calidad a fin de que el proyecto satisfaga las necesidades por la cuales fue emprendido.

6. Administración de los recursos humanos:

Procesos que organizan, gestionan y conducen el equipo del proyecto.

7. Administración de las comunicaciones:

Procesos para garantizar que la información del proyecto sea oportuna y entregada a quien corresponda.

8. Administración de los riesgos:

Procesos relacionados con llevar a cabo la planificación de la gestión, identificación, el análisis, la planificación de respuesta a los riesgos, así como su monitoreo y control en un proyecto.

9. Administración de las adquisiciones:

Procesos de compra o adquisición de los productos, servicios o resultados que es necesario obtener fuera del equipo del proyecto.

Figura 3.1

Áreas del conocimiento de acuerdo al PMI

Administración de la integración del proyecto	Administración del alcance del proyecto	Administración del tiempo del proyecto
Administración de los costos del proyecto	Administración de la calidad del proyecto	Administración de los recursos humanos del proyecto
Administración de las comunicaciones del proyecto	Administración de los riesgos del proyecto	Administración de las adquisiciones del proyecto

Fuente: Adaptada de PMBOK.

Actualmente, el PMBOK® es el documento de referencia obligado para cualquier persona que desee mejorar su gerencia de proyectos, certificarse o simplemente incrementar el éxito de sus proyectos; y para cualquier organización que desee implementar procesos y metodologías eficaces para lograr el éxito de sus proyectos.

3.2.- Ciclo de Vida de un Proyecto (CVP)

3.2.1.- ¿Qué es un Proyecto?

Como mencionamos en el capítulo anterior, en el apartado de términos importantes, un proyecto es un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único. La naturaleza temporal de los proyectos indica un principio y un final definidos. El final se alcanza cuando se logran los objetivos del proyecto o cuando se termina el proyecto porque sus objetivos no se cumplirán o no pueden ser cumplidos, o cuando ya no existe la necesidad que dio origen al proyecto.

Un proyecto puede generar:

- Un producto que puede ser un componente de otro elemento o un elemento final en sí mismo.

- La capacidad de realizar un servicio (por ej., una función comercial que brinda apoyo a la producción o distribución).
- Un resultado tal como un producto o un documento (por ej., un proyecto de investigación que desarrolla conocimientos que se pueden emplear para determinar si existe una tendencia o si un nuevo proceso beneficiará a la sociedad).

Entre los ejemplos de proyectos se incluye:

- Desarrollar un nuevo producto o servicio.
- Implementar un cambio en la estructura, el personal o el estilo de una organización.
- Desarrollar o adquirir un sistema de información nuevo o modificado.
- Construir un edificio o una infraestructura.
- Implementar un nuevo proceso o procedimiento de negocio.

Para lograr que un proyecto sea exitoso, es necesaria una eficiente administración y dirección de proyectos, que se define como la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades del proyecto para cumplir con los requisitos del mismo. De acuerdo con el PMI, se logra mediante la aplicación e integración adecuadas de los 42 procesos de la dirección de proyectos, agrupados lógicamente, que conforman los 5 grupos de procesos (inicio, planeación, ejecución, seguimiento y control, cierre).

El buen desarrollo de cada una de ellas contribuye al logro de los objetivos, propósitos y metas del proyecto.

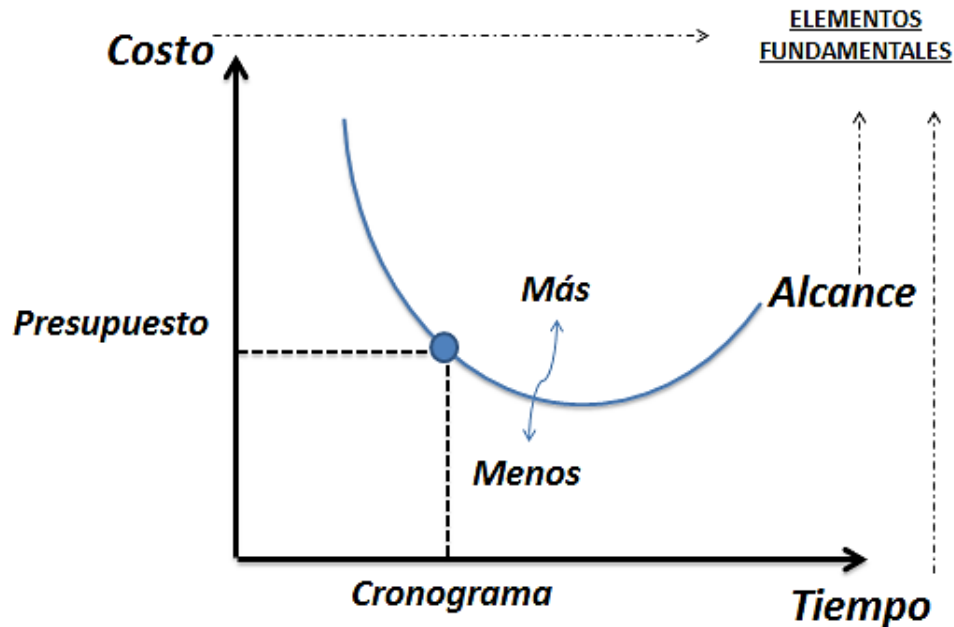
Un proyecto cumple o supera las expectativas y necesidades de los interesados siempre involucrando un equilibrio entre las demandas que compiten como:

- Alcance, tiempo, costo y calidad.
- Los interesados con diferentes necesidades y expectativas.
- Los requisitos identificados (necesidades) y los requisitos no identificados (expectativas).

La Figura 3.2 ilustra la relación entre diversas variables de un proyecto, se aprecia además la variación del presupuesto, cronograma y alcance con respecto al costo y al tiempo.

Figura 3.2

Relación entre variables de un proyecto

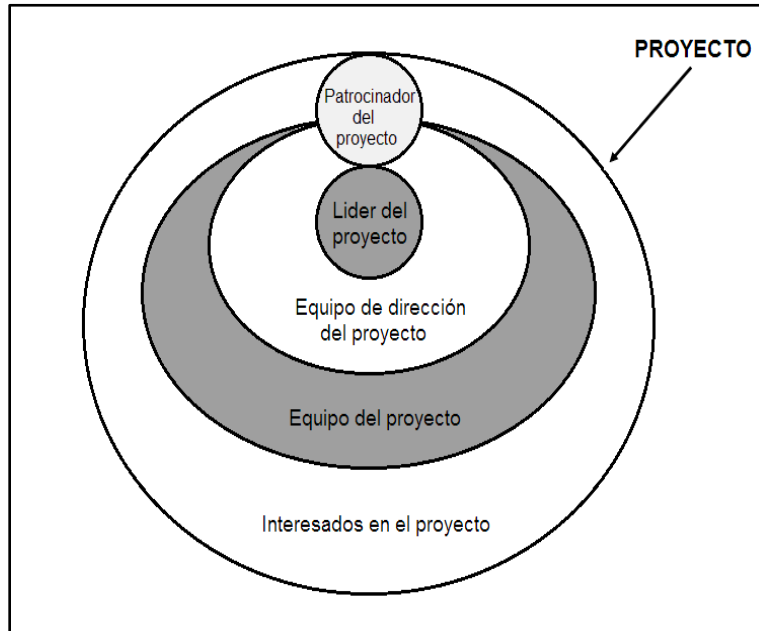


Fuente: Carpeta Curso Planeación ITAM.

La Administración de Proyectos es sin duda un concepto muy amplio cuya aplicación óptima dependerá de la experiencia del administrador de proyectos y su equipo; complejidad del proyecto; participación e intervención de los interesados del proyecto (stakeholders); administración de riesgos; disponibilidad de recursos; buen entendimiento del alcance real que se pretende con el proyecto; aplicación de procedimientos de aseguramiento y control de la calidad; seguimiento al cronograma establecido entre otros factores. La Figura 3.3 ilustra la relación entre los elementos involucrados en el proyecto con el mismo.

Figura 3.3

Relación entre los elementos y el proyecto



Fuente: Tomada de PMBOK.

3.2.2.- Características del (CVP)

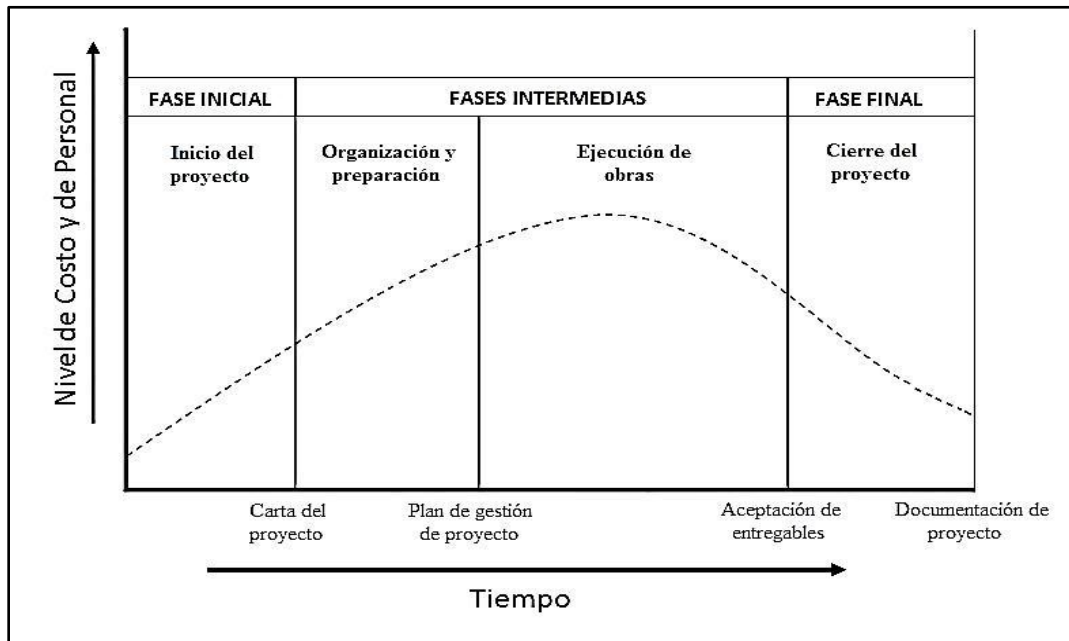
El ciclo de vida del proyecto es un conjunto de fases del mismo, generalmente secuenciales y en ocasiones superpuestas, cuyo nombre y número se determinan por las necesidades de administración y control de la organización u organizaciones que participan en el proyecto, la naturaleza propia del proyecto y su área de aplicación.

Los proyectos varían en tamaño y complejidad y sin importar cuán pequeños o grandes, o cuán sencillos o complejos sean, pueden configurarse dentro de la siguiente estructura del ciclo de vida:

- Inicio.
- Organización y preparación, (Planeación).
- Ejecución del trabajo.
- Cierre.

Gráfica 3.1

Nivel de costo y personal durante el CVP según PMI



Fuente: Tomada de PMBOK.

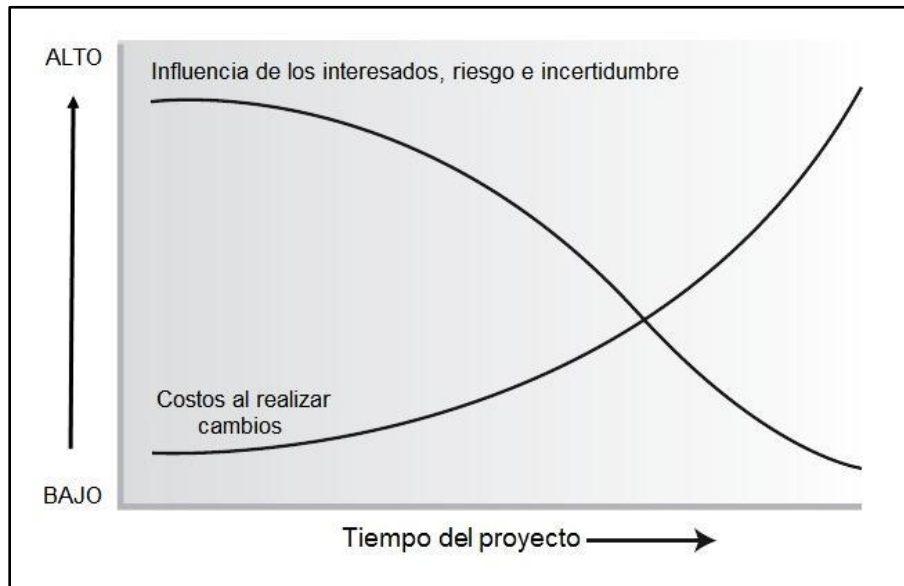
A menudo se hace referencia a esta estructura genérica del ciclo de vida durante las comunicaciones con la alta dirección u otras entidades menos familiarizadas con los detalles del proyecto. Esta perspectiva general puede proporcionar un marco de referencia común para comparar proyectos, incluso si son de naturaleza diferente.

La estructura genérica del ciclo de vida presenta por lo general las siguientes características:

- Los niveles de costo y dotación de personal son bajos al inicio del proyecto, alcanza su punto máximo según se desarrolla el trabajo y caen rápidamente cuando el proyecto se acerca al cierre. Este patrón típico está representado en el Gráfico 3.1 por la línea punteada.
- La influencia de los interesados, al igual que los riesgos y la incertidumbre, son mayores al inicio del proyecto. Estos factores disminuyen durante la vida del proyecto y se aprecia en la Gráfica 3.2.
- La capacidad de influir en las características finales del producto del proyecto, sin afectar significativamente el costo, es más alta al inicio del proyecto y va disminuyendo a medida que el proyecto avanza hacia su conclusión. El Gráfico 3.2 ilustra la idea de que el costo de los cambios y de corregir errores suele aumentar sustancialmente según el proyecto se acerca a su fin.

Gráfica 3.2

Impacto de la variable en función del tiempo del proyecto



Fuente: Tomada de PMBOK.

Dentro del contexto de la estructura genérica del ciclo de vida, un director del proyecto puede determinar la necesidad de un control más efectivo sobre ciertos entregables. En particular, los proyectos grandes y complejos pueden requerir este nivel adicional de control. En tales casos, el trabajo desarrollado para cumplir con los objetivos del proyecto puede verse beneficiado por la división formal en fases.

3.2.3.- Fases del Proyecto

Las fases del proyecto son divisiones dentro del mismo proyecto, donde es necesario ejercer un control adicional para administrar eficazmente la conclusión de un entregable mayor. Las fases del proyecto suelen completarse de manera secuencial, pero en determinadas situaciones de un proyecto pueden superponerse. Por su naturaleza de alto nivel, las fases del proyecto constituyen un elemento del ciclo de vida del proyecto. Una fase del proyecto no es un grupo de procesos de dirección de proyectos.

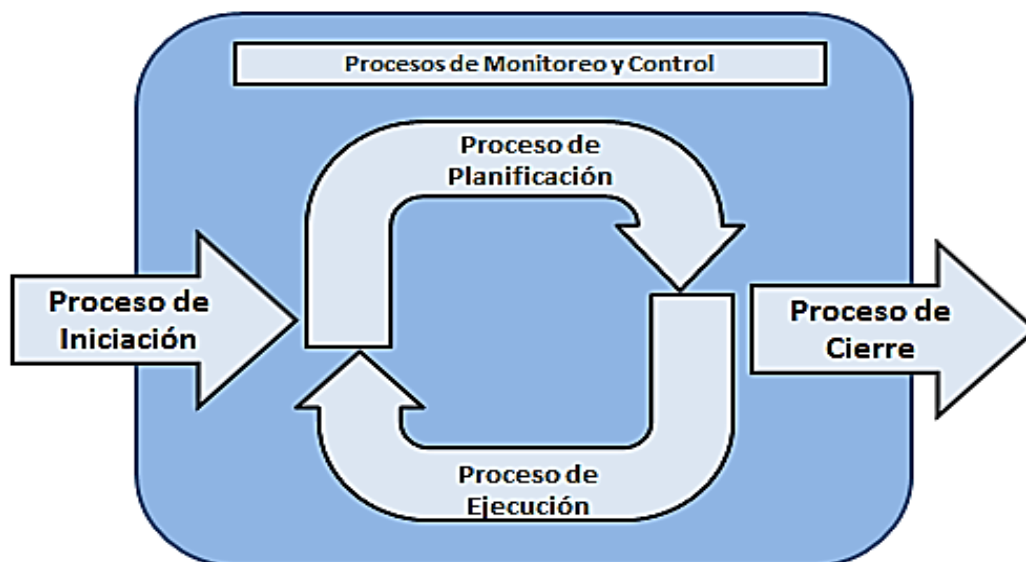
La estructuración en fases permite la división del proyecto en subconjuntos lógicos para facilitar su dirección, planificación y control. El número de fases, la necesidad de establecer fases y el grado de control aplicado dependen del tamaño, la complejidad y el impacto potencial del proyecto. Independientemente de la cantidad de fases que compongan un proyecto, todas ellas poseen características similares:

- Cuando las fases son secuenciales, el cierre de una fase termina con cierta forma de transferencia o entrega del trabajo producido como el entregable de la fase. La terminación de esta fase representa un punto natural para re-evaluar el esfuerzo en curso y, en caso de ser necesario, para cambiar o terminar el proyecto. Estos puntos se conocen como salidas de fase, hitos, puertas de fase, puntos de decisión, puertas de etapa o puntos de cancelación.
- El trabajo tiene un enfoque único que difiere del de cualquier otra fase. Esto involucra a menudo diferentes organizaciones y conjuntos de habilidades.
- Para alcanzar con éxito el objetivo o entregable principal de la fase, se requiere un grado adicional de control. La repetición de procesos a través de los cinco grupos de procesos (inicio, planeación, ejecución, seguimiento y control, cierre) proporciona ese grado adicional de control y define los límites de la fase.

Aunque muchos proyectos pueden tener fases con nombres y entregables similares, pocos son idénticos. Como se muestra en la Figura 3.4, algunos proyectos tendrán una sola fase; otros, en cambio, pueden constar de muchas. La Figura 3.5 muestra un ejemplo de proyecto de tres fases. Normalmente, las diferentes fases tienen una duración o longitud diferente.

Figura 3.4

Ejemplo de proyecto de una sola fase



Fuente: Adaptada de PMBOK.

Generalmente, una fase se concluye y se cierra formalmente con una revisión de los entregables, para determinar su finalización y aceptación. La revisión al final de una fase puede permitir alcanzar el objetivo combinado de obtener la autorización para cerrar la fase actual e iniciar la fase siguiente. La terminación de una fase representa un punto natural para re-evaluar el esfuerzo en curso y, en caso de ser necesario, para cambiar o terminar el proyecto. Deben considerarse una buena práctica la revisión de los entregables claves y el desempeño del proyecto a la fecha, para: a) determinar si el proyecto debe avanzar hacia la siguiente fase y b) detectar y corregir errores de una manera económica. La terminación formal de una fase no implica necesariamente la autorización para continuar con la siguiente fase. Por ejemplo, si el riesgo se considera demasiado grande para continuar el proyecto, o si los objetivos ya no son necesarios, una fase puede cerrarse, con la decisión de no continuar con ninguna otra.

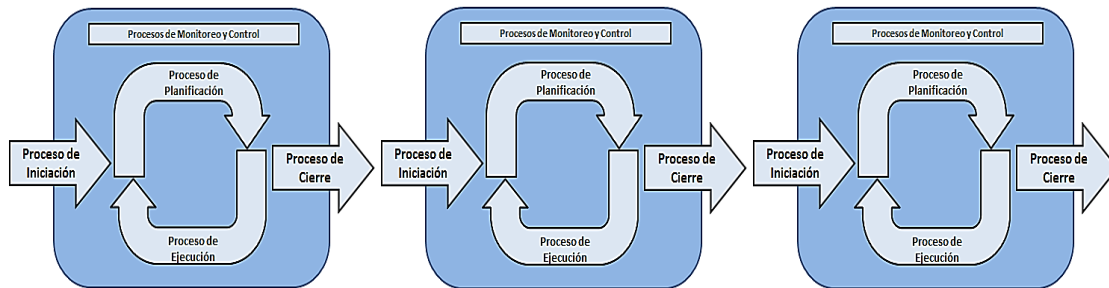
Cuando los proyectos constan de varias fases, las fases son parte de un proceso que generalmente es secuencial, diseñado para asegurar el control apropiado del proyecto y obtener el producto, servicio o resultado deseado. Sin embargo, en determinadas situaciones, un proyecto puede beneficiarse mediante la implementación de fases superpuestas o simultáneas.

Existen tres tipos básicos de relaciones entre fases:

1. Una *relación secuencial*, donde una fase sólo puede iniciarse una vez que se completa la fase anterior. La Figura 3.5 muestra un ejemplo de un proyecto compuesto únicamente por fases secuenciales. La naturaleza paso a paso de este enfoque reduce la incertidumbre, pero puede eliminar las opciones de acortar el cronograma.
2. Una *relación de superposición*, donde una fase se inicia antes de que finalice la anterior. Esto puede aplicarse algunas veces como un ejemplo de la técnica de compresión del cronograma, conocida como ejecución rápida. La superposición puede aumentar el riesgo y causar un reproceso, si la fase siguiente avanza antes de que la información precisa generada en la fase previa esté disponible.
3. Una *relación iterativa*, donde en un momento dado sólo se planifica una fase y la planificación de la siguiente se efectúa conforme avanzan el trabajo y los entregables de la fase actual.

Figura 3.5

Ejemplo de proyecto de tres fases



Fuente: Adaptada de PMBOK.

En el caso de proyectos de fases múltiples, es posible que se presente más de un tipo de relación entre fases durante el ciclo de vida del proyecto. La relación entre las fases es definida en base a aspectos tales como el nivel de control requerido, la efectividad y el grado de incertidumbre. En función de estas consideraciones, los tres tipos de relaciones pueden presentarse entre las diferentes fases de un sólo proyecto.

3.3.- Los Grupos de Procesos de la Dirección de Proyectos

Cabe recordar que la dirección de proyectos es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades del proyecto para cumplir con los requisitos del mismo. La aplicación de conocimientos requiere de la dirección eficaz de los procesos apropiados.

Un proceso es un conjunto de acciones y actividades interrelacionadas realizadas para obtener un producto, resultado o servicio predefinido. Cada proceso se caracteriza por sus entradas, por las herramientas y técnicas que puedan aplicarse y por las salidas que se obtienen.

Para que un proyecto tenga éxito, el equipo del proyecto debe:

- Seleccionar los procesos adecuados requeridos para alcanzar los objetivos del proyecto.
- Utilizar un enfoque definido que pueda adoptarse para cumplir con los requisitos.
- Cumplir con los requisitos a fin de satisfacer las necesidades y expectativas de los interesados.

- Equilibrar las demandas contrapuestas relativas al alcance, tiempo, costo, calidad, recursos y riesgo para producir el producto, servicio o resultado especificado.

Cabe mencionar que los procesos del proyecto, son ejecutados por el equipo del mismo y que generalmente se enmarcan en una de las dos categorías principales, que son: 1) Los *procesos de dirección de proyectos*, que aseguran que el proyecto avance de manera eficaz e incluyen las herramientas y técnicas involucradas en la aplicación de las habilidades y capacidades que describen las áreas del conocimiento y 2) Los *procesos orientados al producto*, que especifican y crean el producto.

El trabajo está enfocado sólo en los procesos de dirección de proyectos, aunque los otros no son menos importantes y por tanto el director no debe ignorarlos. Los procesos que se tratarán en la tesis, se aplican globalmente y a todos los tipos de industrias, aunque esto no implica que los conocimientos, habilidades y procesos descritos deban aplicarse siempre de la misma manera en todos los proyectos.

La dirección de proyectos es una tarea integradora que requiere que cada proceso del producto y del proyecto esté alineado y conectado de manera adecuada con los demás procesos, a fin de facilitar la coordinación. Una dirección de proyectos exitosa incluye dirigir activamente estas interacciones a fin de cumplir con los requisitos del patrocinador, el cliente y los demás interesados. En determinadas circunstancias, será necesario repetir varias veces un proceso o conjunto de procesos para alcanzar el resultado requerido.

Es importante recordar que los procesos de dirección de proyectos se agrupan en cinco categorías conocidas como grupos de procesos de la dirección de proyectos o grupos de procesos (Inicio, Planeación, Ejecución, Seguimiento y Control, Cierre).

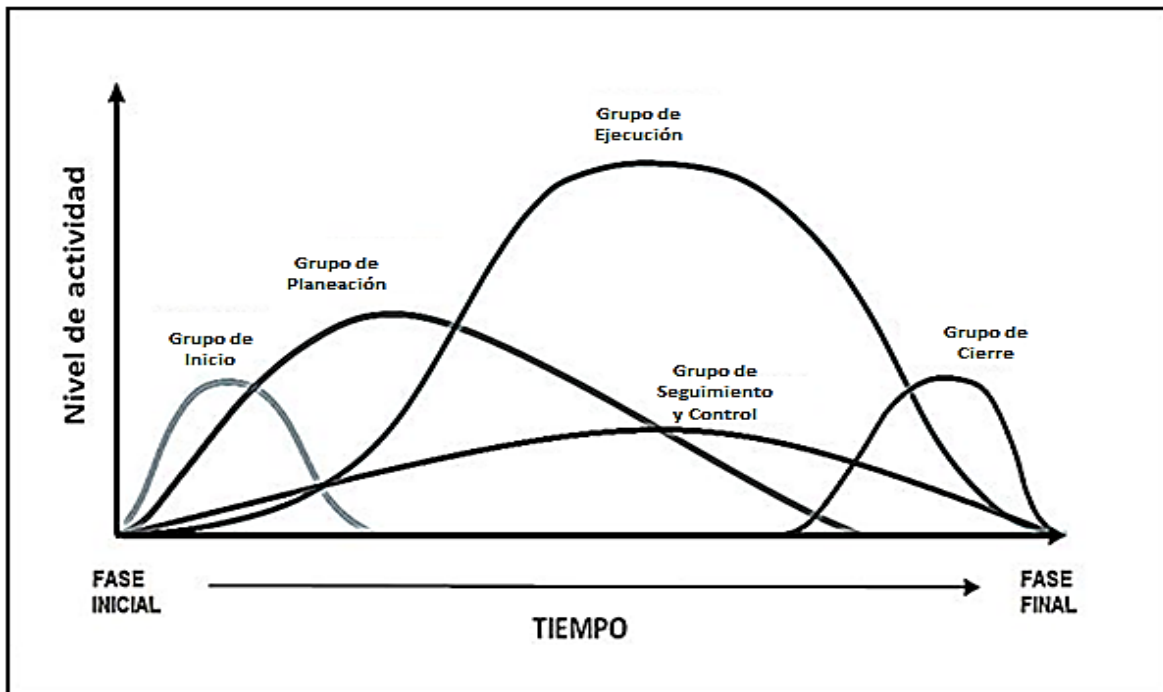
Los procesos de dirección de proyectos se presentan como elementos diferenciados con interfaces bien definidas. Sin embargo, en la práctica se superponen e interactúan en formas que aquí no se detallan totalmente. Los grupos de procesos requeridos y los procesos que los constituyen sirven de guía para aplicar conocimientos y habilidades apropiados en materia de dirección de proyectos durante el proyecto. La aplicación de los procesos de dirección de proyectos es iterativa y muchos procesos se repiten durante el proyecto.

Los grupos de procesos de la dirección de proyectos se vinculan entre sí a través de los resultados que producen. Los grupos de procesos rara vez son eventos diferenciados o únicos; son actividades superpuestas que tienen lugar a lo largo de todo el proyecto. La salida de un proceso normalmente se convierte en la entrada para otro proceso o es un entregable del proyecto. El grupo del proceso de planificación suministra al grupo del proceso de ejecución el plan para la dirección del proyecto y los documentos del proyecto y, conforme el proyecto avanza, a menudo exige actualizar el plan para la dirección del proyecto y dichos documentos.

La Gráfica 3.3 ilustra la manera en que interactúan los grupos de procesos y muestra el nivel de superposición en distintas etapas. Cuando el proyecto está dividido en fases, los grupos de procesos interactúan dentro de cada fase.

Gráfica 3.3

Interacción de los grupos de procesos en una fase o proyecto PMBOK



Fuente: Tomada de PMBOK.

Cuando un proyecto se divide en fases, los grupos de procesos se activan según resulte apropiado a fin de conducir eficazmente el proyecto hacia su cierre de una manera controlada. En proyectos de fases múltiples, los procesos se repiten dentro de cada fase hasta que se cumplan los criterios para concluir la fase.

Los cinco grupos de procesos son necesarios en todo proyecto, además cuentan con dependencias bien definidas y normalmente se les ejecuta en la misma secuencia en cada proyecto. Son independientes de las áreas de aplicación y del enfoque de las industrias. Los grupos de procesos individuales y los procesos individuales que los constituyen a menudo se repiten antes de concluir el proyecto. Los procesos constitutivos pueden presentar interacciones dentro de un grupo de procesos y entre grupos de procesos. Estas interacciones, cuya naturaleza varía de un proyecto a otro, pueden realizarse o no en un orden determinado.

Un grupo de procesos incluye los procesos constitutivos de la dirección de proyectos que están vinculados por las entradas y salidas respectivas, de este modo el resultado de un proceso se convierte en la entrada de otro, recordemos que los grupos de procesos no son fases del proyecto. Cuando proyectos complejos o de gran tamaño son separados en sub-proyectos o fases diferenciadas, como por ejemplo estudio de viabilidad, desarrollo conceptual, diseño, prototipo, construcción, prueba, etc., por lo general, todos los grupos de procesos se repetirán en cada fase o sub-proyecto.

La Figura 3.6 refleja la relación entre los 42 procesos de dirección de proyectos con los 5 grupos de procesos de dirección de proyectos y las 9 áreas de conocimiento de la dirección de proyectos. Los procesos de la dirección de proyectos se muestran en el grupo de procesos en el cual ocurre la mayor parte de la actividad. Por ejemplo, cuando un proceso que normalmente ocurre en el grupo del proceso de planificación se actualiza en el grupo del proceso de ejecución, no se considera como un proceso nuevo.

Figura 3.6
Relación entre grupos de procesos y áreas del conocimiento. PMBOK

ÁREA DEL CONOCIMIENTO	GRUPOS DE PROCESOS DE ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS				
	INICIO	PLANEACIÓN	Ejecución	SEGUIMIENTO & CONTROL	CIERRE
1. Admon. De la Integración	1.1 Desarrollo del Acta Constitutiva	1.2 Desarrollo del Plan de administración	1.3 Dirigir y administrar la ejecución del proyecto	1.4 Seguir y controlar el trabajo del proyecto 1.5 Realizar el control integrado de cambios	1.6 Cerrar proyecto o fase
2. Admon. Del Alcance		2.1 Colectar Requerimientos 2.2 Definir el Alcance 2.3 Crear la Estructura de Desglose de Trabajo WBS		2.4 Verificar Alcance 2.5 Controlar Alcance	
3. Admon. Del Tiempo		3.1 Definir actividades 3.2 Secuenciar actividades 3.3 Estimar recursos de actividades 3.4 Estimar duración de actividades 3.5 Desarrollar cronograma		3.6 Controlar cronograma	

4. Admon. Del Costo		4.1 Estimar costos 4.2 Determinar presupuesto		4.3 Controlar costos	
5. Admon. De la Calidad		5.1 Plan de la calidad	5.2 Ejecutar aseguramiento de calidad	5.3 Ejecutar control de calidad	
6. Admon del Rec. Humano		6.1 Desarrollar plan de recursos humanos	6.2 Adquirir equipo del proyecto 6.3 Desarrollar equipo 6.4 Administrar equipo		
7. Admon. De la Comunicación	7.1 Identificar a los interesados "stakeholders"	7.2 Plan de comunicaciones	7.3 Distribuir información 7.4 Administrar expectativas de los interesados	7.5 Informar del rendimiento	
8. Admon. Del Riesgo		8.1 Administrar el plan de riesgo 8.2 Identificar riesgo 8.3 Ejecutar análisis cualitativo de riesgo 8.4 Ejecutar análisis cuantitativo de riesgo 8.5 Respuestas al plan de riesgo		8.6 Seguir y controlar el riesgo	
9. Admon. De las Adquisiciones		9.1 Plan de adquisiciones	9.2 Conducir adquisiciones	9.3 Administrar adquisiciones	9.4 Cerrar adquisiciones

Fuente: Adaptada de PMBOK.

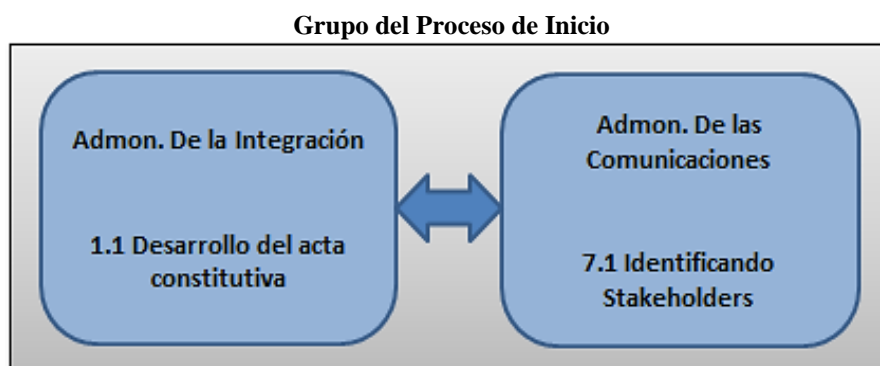
3.3.1.- Grupo del Proceso de Inicio

El grupo del proceso de iniciación está compuesto por aquellos procesos realizados para definir un nuevo proyecto o una nueva fase de un proyecto ya existente, mediante la obtención de la autorización para comenzar dicho proyecto o fase. Dentro de los procesos de iniciación, se define el alcance inicial y se comprometen los recursos financieros iniciales. Se identifican los interesados internos y externos que van a interactuar y ejercer alguna influencia sobre el resultado global del proyecto. Si aún no ha sido nombrado, se seleccionará el director del proyecto. Esta información se plasma en el acta de constitución del proyecto y registro de interesados. Cuando el acta recibe aprobación, el proyecto se considera autorizado.

Activar los procesos de iniciación al comienzo de cada proyecto o fase ayudará a mantener el proyecto centrado en la necesidad de negocio al que el proyecto se comprometió, en esta etapa se revisan y verifican los criterios de éxito y objetivos y se toman decisiones sobre la necesidad de continuar, posponer o suspender el proyecto.

Los objetivos del mismo se describen con claridad, y entre ellos, las razones por las que un proyecto específico resulta la mejor alternativa para cumplir los requisitos. La documentación que respalda esta decisión también puede contener la declaración inicial del alcance del proyecto, los entregables, la duración del proyecto y una proyección de los recursos para el análisis de inversión de la organización. En la Figura 3.7 se observa el grupo de inicio junto con las áreas de conocimiento que lo integran.

Figura 3.7



Fuente: Adaptada de PMBOK.

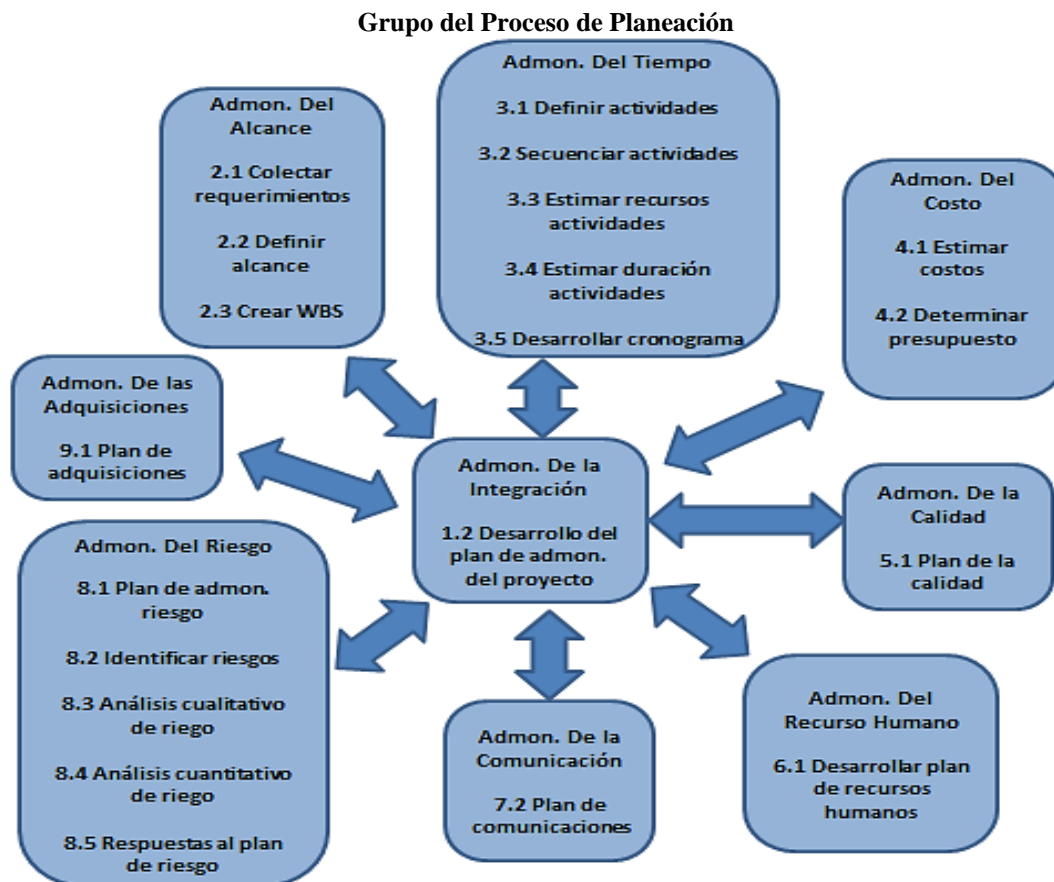
Desarrollar el Acta Constitutiva del proyecto, es un proceso que consiste en crear un documento que autoriza formalmente un proyecto o una fase, y en documentar los requisitos iniciales que satisfacen las necesidades y expectativas de los interesados. En proyectos de fases múltiples, este proceso se utiliza para validar o refinar las decisiones tomadas durante la repetición anterior del proceso desarrollar el acta de constitución del proyecto.

Identificando a los Stakeholders, es el proceso que identifica a todas las personas u organizaciones que reciben el impacto del proyecto además de documentar información relevante relativa a sus intereses, participación e impacto en el éxito del proyecto.

3.3.2.- Grupo del Proceso de Planeación

El grupo del proceso de planeación mostrado en la Figura 3.8, está compuesto por aquellos procesos realizados para establecer el alcance total del esfuerzo, definir y refinar los objetivos, y desarrollar la línea de acción requerida para alcanzar dichos objetivos. Los procesos de planificación desarrollan el plan para la dirección del proyecto y los documentos del mismo que se utilizarán para llevarlo a cabo. A medida que se recopilan o se comprenden más características o información sobre el proyecto, puede ser necesaria una mayor planificación ya que los cambios importantes que ocurren a lo largo del ciclo de vida del proyecto generan la necesidad de reconsiderar uno o más de los procesos de planificación y posiblemente, algunos de los procesos de iniciación, pues hay que recordar que estos procesos son repetitivos y continuos.

Figura 3.8



Fuente: Adaptada de PMBOK.

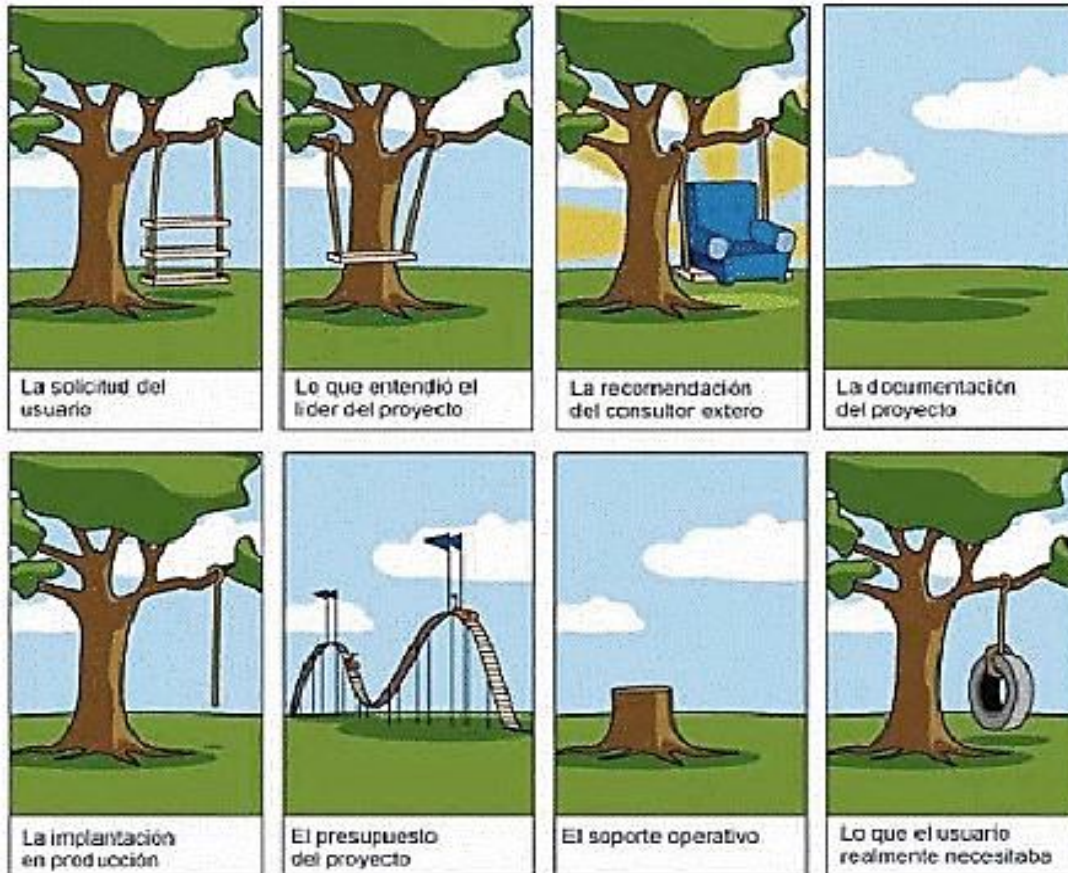
El plan para la dirección del proyecto y los documentos del proyecto desarrollados como salidas del grupo de procesos de planificación, explorarán todos los aspectos del alcance, tiempo, costos, calidad, comunicación, riesgos y adquisiciones. Cabe mencionar que durante el proyecto llegan a surgir actualizaciones que tienen un impacto considerable en la dirección del proyecto y en sus documentos pero que al trabajarlas de manera adecuada aportan mayor precisión en torno al cronograma, costos y requisitos de recursos a fin de cumplir con el alcance definido del proyecto.

Desarrollar el Plan para la Dirección del Proyecto es el proceso que consiste en documentar las acciones necesarias para definir, preparar, integrar y coordinar todos los planes subsidiarios. El plan para la dirección del proyecto se convierte en la fuente primaria de información para determinar la manera en que se planificará, ejecutará, supervisará y controlará, y cerrará el proyecto.

Recopilar Requisitos es el proceso que consiste en definir y documentar las necesidades de los interesados tal como lo ejemplifica la Figura 3.9, a fin de cumplir con los objetivos del proyecto.

Figura 3.9

Importancia de definir las necesidades de los interesados



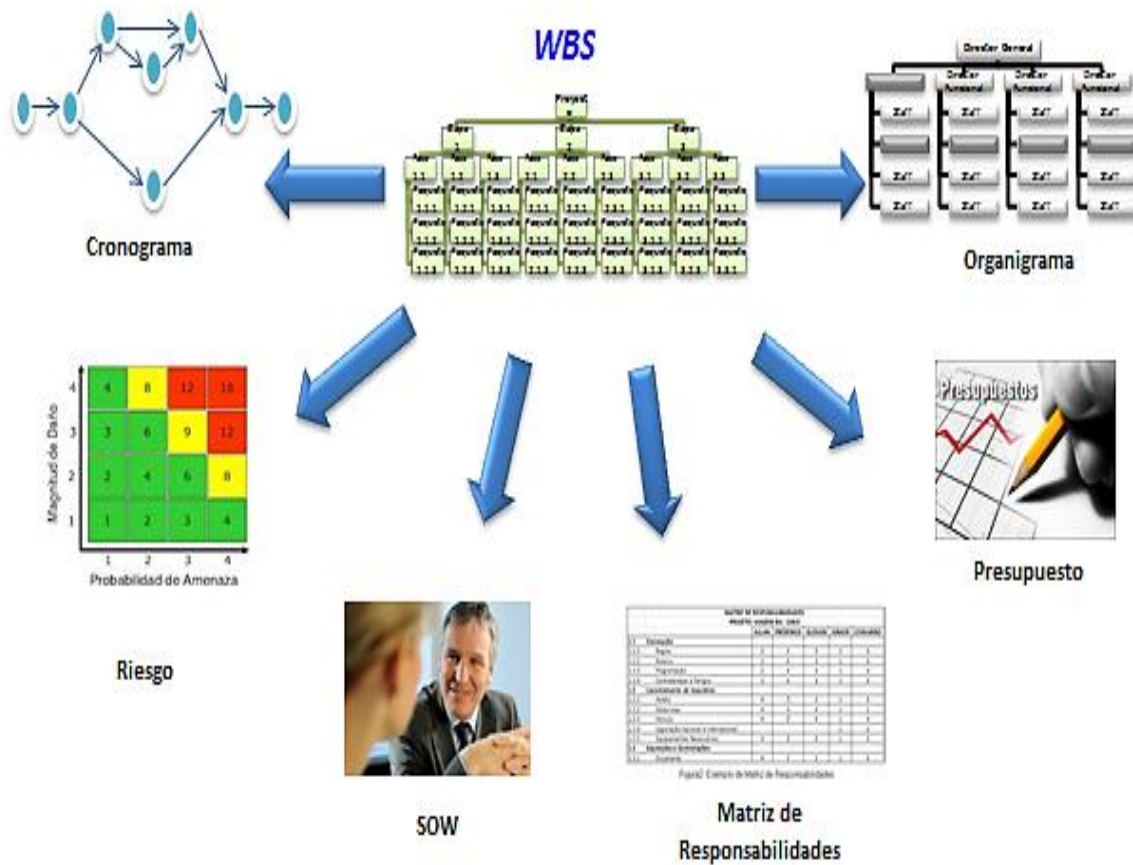
Fuente: Tomada de Grupo PDCA.

Definir el Alcance es el proceso que consiste en desarrollar una descripción detallada del proyecto y del producto.

Crear la Estructura de Desglose del Trabajo EDT o WBS, es el proceso que consiste en subdividir los entregables y el trabajo del proyecto en componentes más pequeños y más fáciles de dirigir. Tal y como lo muestra la Figura 3.10, el WBS es la base de la planeación de un proyecto, pues se emplea para validar y definir o construir los siguientes elementos de planeación.

Figura 3.10

WBS y elementos derivados de la misma.



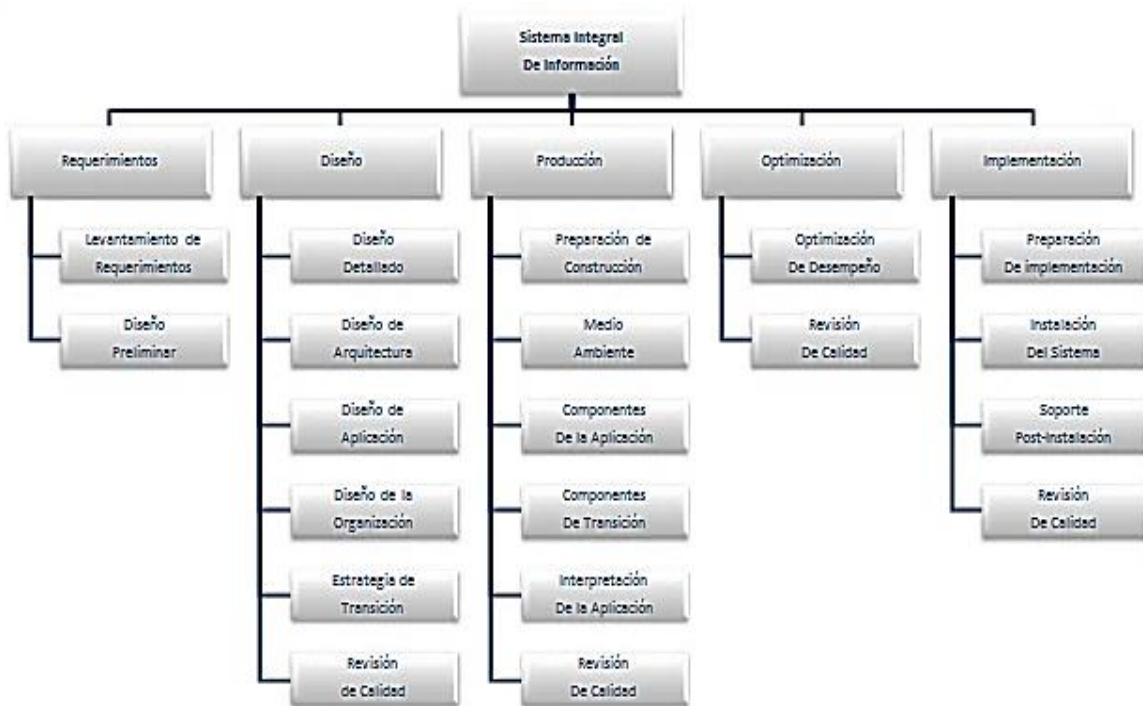
Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

En otras palabras el WBS, es la planeación del trabajo a realizar y como mencionamos en el párrafo anterior, es la descomposición gradual del proyecto en componentes, que define el alcance total del proyecto, mediante la subdivisión en partes llamadas paquetes de trabajo.

La Figura 3.11 ejemplifica una EDT, ésta incluye todo el trabajo que será realizado como resultado de la ejecución del proyecto, el nivel de descomposición de ésta dependerá del tamaño y complejidad del proyecto y el nivel de detalle que se desea para desarrollar el plan y la administración del mismo, además provee una visión clara de los objetivos y entregables y nos ayudará a asignar recursos y facilitar la acumulación y elaboración de reportes de avance y estado del proyecto.

Figura 3.11

Ejemplo de WBS



Fuente: Tomada de PMBOK.

Es necesario saber quién hace qué y quién decide qué, por tanto es obligado asignar roles y responsabilidades, para esto nos ayudamos de la matriz de responsabilidades, ésta es una herramienta que nos permite asociar la WBS con la organización del proyecto, asegurando que todo elemento del proyecto cuente con un responsable directo. La Figura 3.12 ejemplifica una matriz de este tipo.

Figura 3.12

Ejemplo de matriz de asignación de responsabilidades

		Martín Robledo (UR)	Luis Juárez	Arturo Castro	Eduardo del Razo	Karen Rojas	Sebastián Toledo	Erica Aguirre	Juan Carlos Nazar	Graciela Figueroa	
1.1	Elaborar Plan del Proyecto	1									
1.2	Definir Requerimientos	1		3							
2.1	Diseño Preliminar	2	1	3							
2.2	Definir Plataformas Software		1								
2.3	Establecer Interfaz	2	1	3							
2.4	Diseñar Codificación	3	2		1						
3.1	Definir Documentación			3		1					
3.2	Codificación General	3	2		1						
3.3	Mantenimiento del Producto						1				
4.1	Desarrollo de Pruebas	3			2	2		1			
4.2	Elaborar Manual de Usuario			3		2			1		
5.1	Implementación Piloto	2		3							1
5.2	Implementación General	2		3							1

1.- Responsabilidad Directa
2.- Supervisión
3.- Aprobación Final

Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

Definir las Actividades es el proceso que consiste en identificar las acciones específicas a ser realizadas para elaborar los entregables del proyecto para posteriormente **Secuenciar las Actividades**, que es el proceso que consiste en identificar y documentar las relaciones entre las actividades del proyecto. Cabe mencionar que las actividades son el insumo básico, tanto para la programación como para la presupuestación, y éstas son la unidad mínima de un plan de trabajo.

El siguiente proceso del grupo de la planeación es la **Estimación de Recursos de las Actividades**, que consiste en estimar el tipo y las cantidades de materiales, personas, equipos o suministros requeridos para ejecutar cada actividad y así poder continuar con la **Estimación de la Duración de las Actividades**, que consiste en establecer aproximadamente la cantidad de períodos de trabajo necesarios para finalizar cada actividad con los recursos estimados.

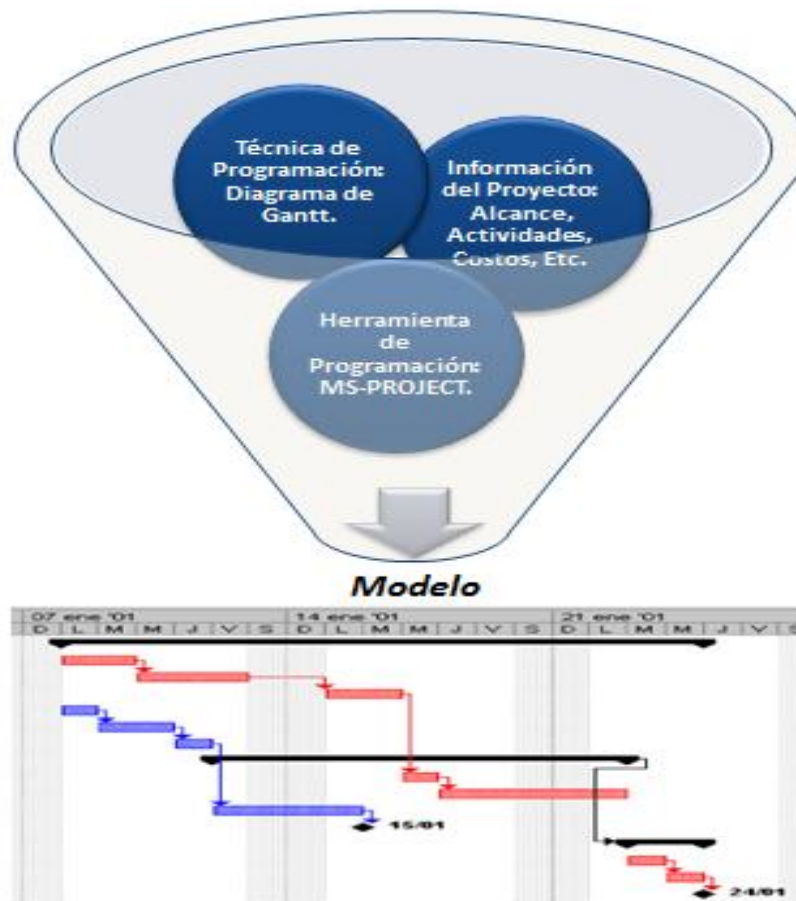
La planeación de los recursos de un proyecto, afecta al cronograma y al presupuesto, algunos ejemplos de recursos son la mano de obra, infraestructura, materiales, tiempo, etc.

El siguiente proceso es la programación de actividades o **Desarrollo del Cronograma**, que consiste en analizar el orden de las actividades, su duración, los requisitos de recursos y las restricciones del cronograma para crear el cronograma del proyecto.

Existen diversos elementos de un programa, los más importantes son la duración de cada actividad, la lógica de desarrollo del proyecto, los hitos y las restricciones de tiempo, además hay una variedad de métodos de programación como el diagrama de Gantt, método de la ruta crítica (CPM) o técnica de evaluación y revisión de programas (PERT), así como herramientas de programación como el MS-PROJECT, Planner, ProjectLibre, Primavera, entre muchos más. La Figura 3.13 muestra un ejemplo de programación de actividades con ayuda de MS-PROJECT.

Figura 3.13

Programación de actividades



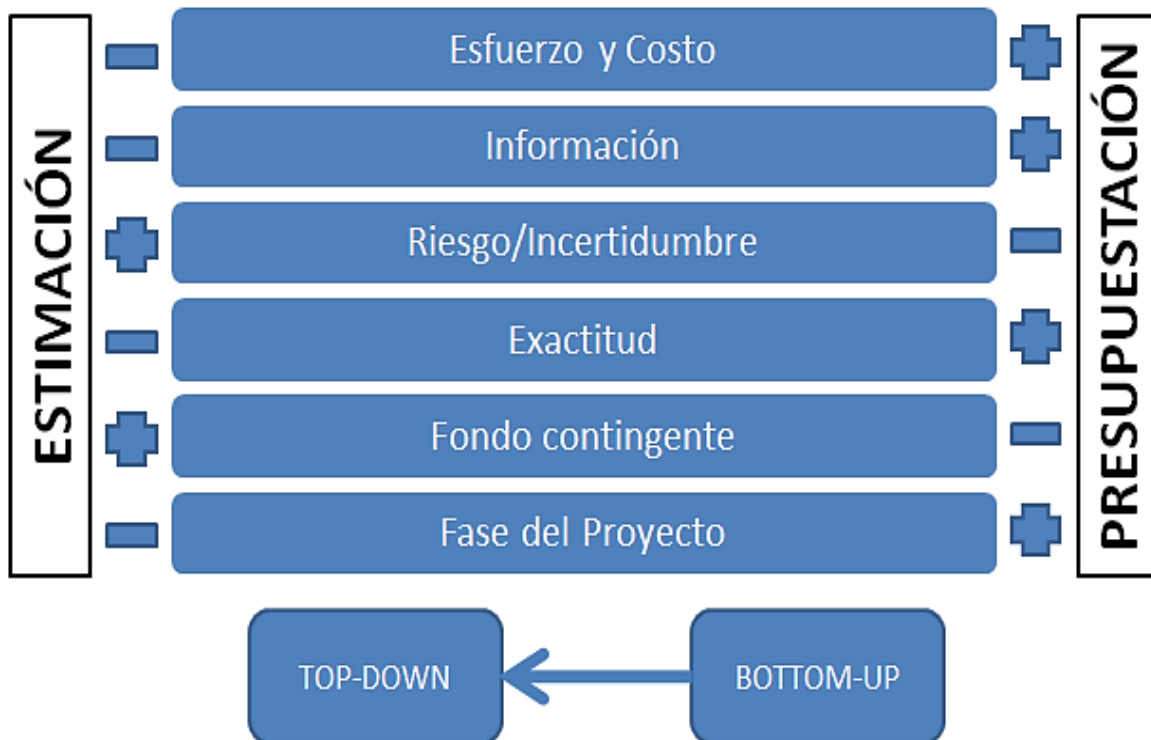
Fuente: Elaboración Propia en MS Power Point.

Estimar Costos es el proceso que consiste en desarrollar una aproximación de los recursos monetarios necesarios para completar las actividades del proyecto, a diferencia del presupuesto es menos exacto.

Determinar el Presupuesto es el proceso que consiste en sumar los costos estimados de actividades individuales o paquetes de trabajo para establecer una línea base de costos autorizados. La Figura 3.14 muestra la diferencia que hay entre hacer una estimación y una presupuestación con respecto a distintas variables.

Figura 3.14

Estimación vs. Presupuestación



Fuente: Marín 2012.

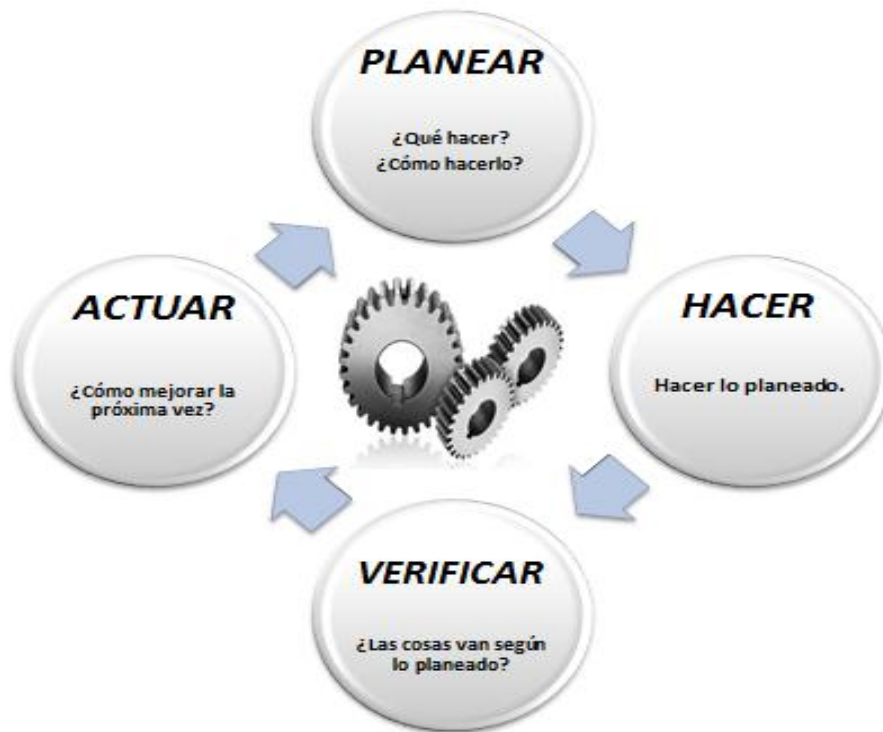
Planificar la Calidad es el proceso por el cual se identifican los requisitos de calidad y/o normas para el proyecto y el producto, y se documenta la manera en que el proyecto demostrará el cumplimiento con los mismos.

La administración de la calidad implica identificar los estándares de calidad relevantes para el proyecto (especificaciones) y determinar cómo satisfacerlos, se refiere en gran parte a la definición de métricas y la creación de políticas y procedimientos.

El objetivo del plan de calidad es definir los estándares y políticas a seguir en el proyecto con respecto a su administración, productos o entregables, y niveles de servicio. En la Figura 3.15, se aprecia el ciclo de control de calidad de Edwards Deming para la mejora continua de la misma.

Figura 3.15

Control de Calidad, Ciclo PDCA de Deming



Fuente: Elaboración Propia en MS Power Point.

Desarrollar el Plan de Recursos Humanos, es el proceso por el cual se identifican y documentan los roles dentro de un proyecto, las responsabilidades, las habilidades requeridas y las relaciones de comunicación, y se crea el plan para la dirección de personal.

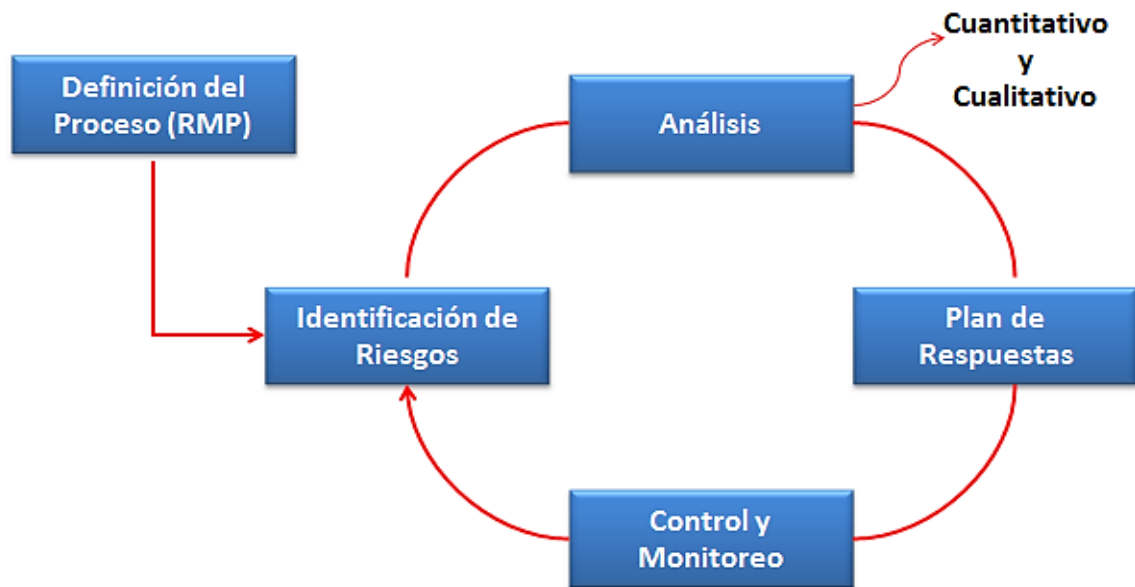
Planificar las Comunicaciones es el proceso para determinar las necesidades de información de los interesados en el proyecto y para definir cómo abordar las comunicaciones.

El objetivo de crear un plan de comunicación es el de proveer una plataforma de comunicaciones para la alta gerencia, los miembros del equipo del proyecto, y otros empleados que quieran interrelación con el proyecto, conocer qué información se está generando y cómo se comparte esta información con los diferentes involucrados. Una buena comunicación es un elemento clave del éxito en cualquier proyecto.

Planificar la Administración de Riesgos es el proceso por el cual se define cómo realizar las actividades de administración de riesgos para un proyecto, pues se deben tratar de prevenir los problemas antes de que ocurran. La Figura 3.16 muestra el ciclo de administración del riesgo. Los procesos de identificación, análisis y plan de respuesta de riesgos se explican más adelante.

Figura 3.16

Proceso de Administración del Riesgo

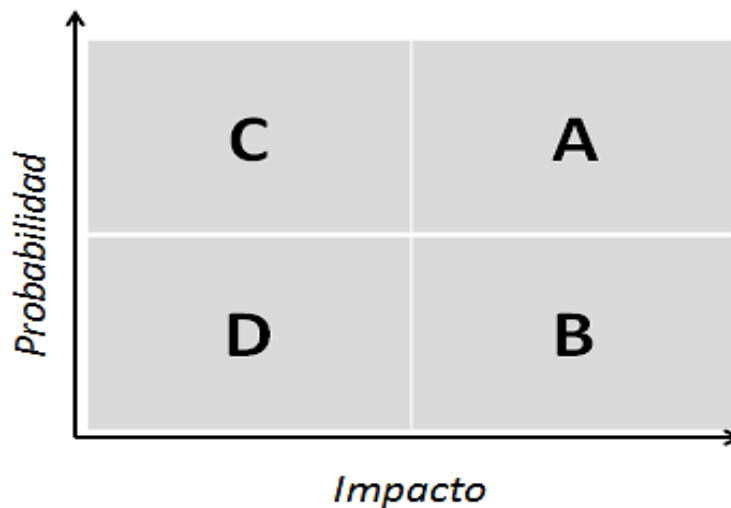


Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

Identificar Riesgos es el proceso por el cual se determinan los riesgos que pueden afectar el proyecto y se documentan sus características. La mejor manera de identificar los riesgos no es única, existen diversas maneras, como por ejemplo la lluvia de idea o brainstorming, usando la WBS, fuente y consecuencia entre muchos más. El objetivo es hacer una lista larga de riesgos sin hacer valoraciones cuantitativas aún.

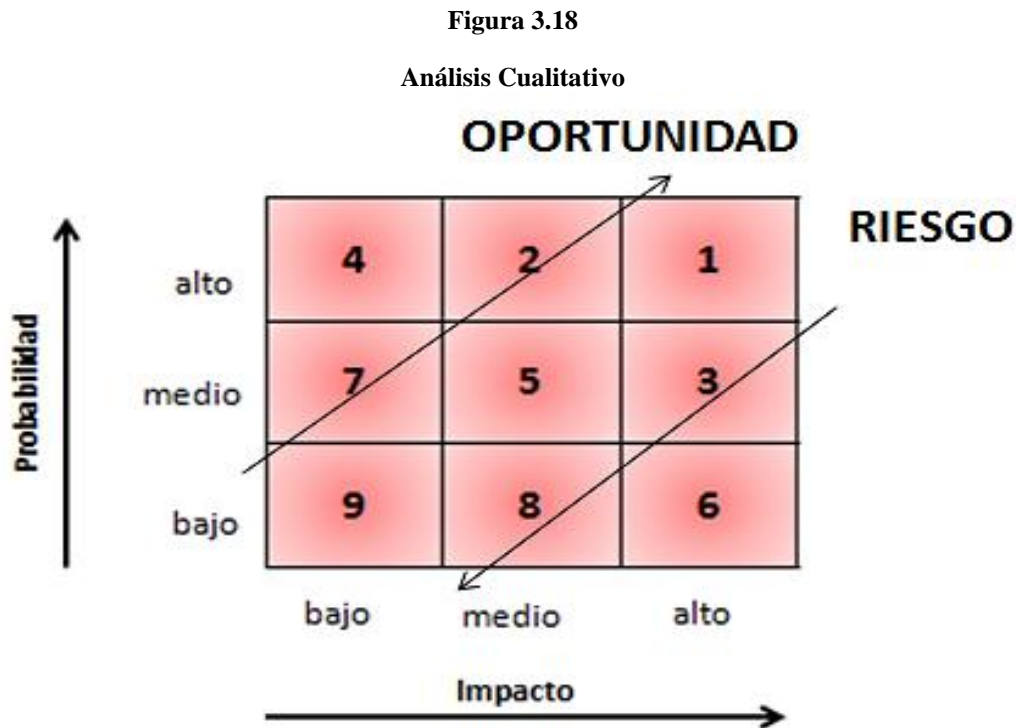
Figura 3.17

Componentes del Riesgo



Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

Realizar Análisis Cualitativo de Riesgos es el proceso que consiste en priorizar los riesgos para realizar otros análisis o acciones posteriores, evaluando y combinando la probabilidad de ocurrencia y el impacto de dichos riesgos como se muestra en la Figura 3.17 y en la Figura 3.18



Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

Realizar Análisis Cuantitativo de Riesgos es el proceso que consiste en analizar numéricamente el efecto de los riesgos identificados sobre los objetivos generales del proyecto. El análisis cuantitativo es más complejo y depende de la cantidad y calidad de la información disponible.

Planificar la Respuesta a los Riesgos es el proceso por el cual se desarrollan opciones y acciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos del proyecto, por ejemplo:

- Eliminarlos.
- Mitigarlos.
- Aceptarlos.
- Potenciarlos.

Planificar las Adquisiciones es el proceso que consiste en documentar las decisiones de compra para el proyecto, especificar el enfoque e identificar posibles vendedores.

3.3.3.- Grupo del Proceso de Ejecución

El grupo del proceso de ejecución está compuesto por aquellos procesos realizados para completar el trabajo definido en el plan para la dirección del proyecto a fin de cumplir con las especificaciones del mismo. Este grupo de procesos implica coordinar personas y recursos, así como integrar y realizar las actividades del proyecto de conformidad con el plan para la dirección del proyecto. La Figura 3.19 muestra el grupo de procesos del proceso de ejecución.

Figura 3.19
Grupo del Proceso de Ejecución



Fuente: Adaptada de PMBOK.

Durante la ejecución del proyecto, los resultados pueden requerir que se actualice la planificación y que se vuelva a establecer la línea base. Esto puede incluir cambios en la duración prevista de las actividades, cambios en la disponibilidad y productividad de recursos, así como en los riesgos no anticipados.

Tales variaciones pueden afectar el plan para la dirección del proyecto o los documentos del proyecto, y pueden requerir un análisis detallado y el desarrollo de respuestas de dirección de proyectos apropiadas. Los resultados del análisis pueden generar la solicitud de cambios que, en caso de ser aprobados, podrían modificar el plan para la dirección del proyecto u otros documentos del proyecto, y requerir posiblemente el establecimiento de una nueva línea base. Gran parte del presupuesto del proyecto se utilizará en la realización de los procesos del grupo de procesos de ejecución. Los siguientes procesos de dirección de proyectos forman parte de este grupo.

El primer proceso de este grupo es, **Dirigir y Administrar la Ejecución del Proyecto**, este proceso consiste en ejecutar el trabajo definido en el plan para la dirección del proyecto para cumplir con los objetivos del mismo. Al igual que todos los procesos anteriores y como se mencionó anteriormente, se requieren de ciertos entregables o entradas previas para poder producir sus propios entregables o salidas.

Realizar Aseguramiento de Calidad es el proceso que consiste en auditar los requisitos de calidad y los resultados obtenidos a partir de medidas de control de calidad, a fin de garantizar que se utilicen definiciones operacionales y normas de calidad adecuadas.

Adquirir el Equipo del Proyecto es el proceso para confirmar los recursos humanos disponibles y a formar el equipo necesario para completar las asignaciones del proyecto.

Desarrollar el Equipo del Proyecto es el proceso que consiste en mejorar las competencias, la interacción de los miembros del equipo y el ambiente general del equipo para lograr un mejor desempeño en el proyecto.

Dirigir el Equipo del Proyecto es el proceso que consiste en dar seguimiento al desempeño de los miembros del equipo, proporcionar retroalimentación, resolver problemas y gestionar cambios a fin de optimizar el desempeño del proyecto.

Distribuir la Información es el proceso para poner la información relevante a la disposición de los interesados en el proyecto de acuerdo al plan establecido.

Administrar las Expectativas de los Interesados es el proceso que consiste en comunicarse y trabajar en conjunto con los interesados para satisfacer sus necesidades y abordar los problemas conforme se presentan.

Como último proceso de este grupo tenemos el **Efectuar las Adquisiciones**, que es el proceso que consiste en obtener respuestas de los vendedores, seleccionar un vendedor y adjudicar un contrato.

3.3.4.- Grupo del Proceso de Seguimiento y Control

El grupo del proceso de seguimiento y control está compuesto por aquellos procesos requeridos para supervisar, analizar y regular el progreso y el desempeño del proyecto, para identificar áreas en las que el plan requiera cambios y para iniciar los cambios correspondientes. El beneficio clave de este grupo de procesos radica en que el desempeño del proyecto se observa y se mide de manera sistemática y regular, a fin de identificar variaciones respecto del plan para la dirección del proyecto. El grupo de procesos de seguimiento y control también incluye:

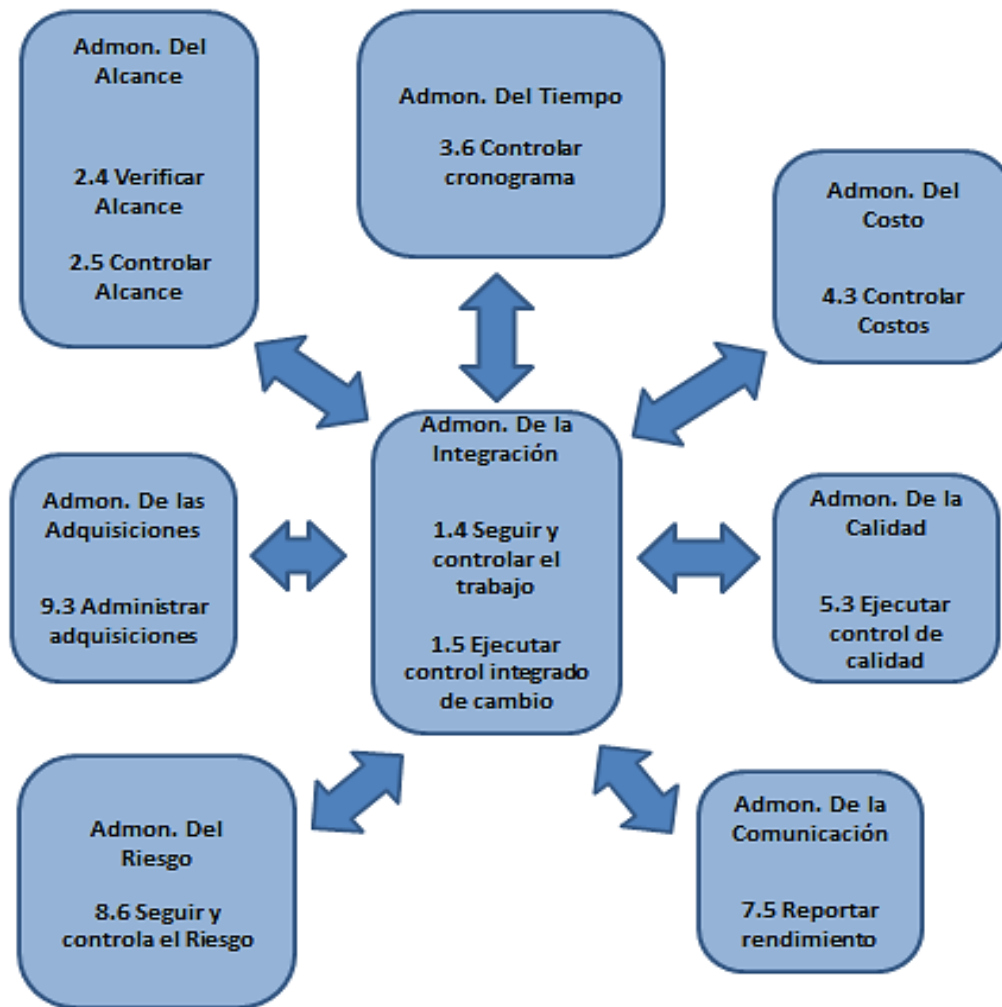
- Controlar cambios y recomendar acciones preventivas para anticipar posibles problemas.
- Dar seguimiento a las actividades del proyecto, comparándolas con el plan para la dirección del proyecto y la línea base desempeño de ejecución del proyecto.
- Influir en los factores que podrían eludir el control integrado de cambios, de modo que únicamente se implementen cambios aprobados.

Este seguimiento continuo proporciona al equipo del proyecto conocimientos sobre la salud del proyecto y permite identificar las áreas que requieren más atención. Además de dar seguimiento y controlar el trabajo que se está realizando dentro de un grupo de proceso, este grupo de proceso da seguimiento y controla la totalidad del esfuerzo del proyecto. En proyectos de fases múltiples, el grupo de proceso de seguimiento y control coordina las fases del proyecto a fin de implementar acciones correctivas o preventivas, de modo que el proyecto cumpla con el plan para la dirección del proyecto.

Esta revisión puede dar lugar a actualizaciones recomendadas y aprobadas al plan para la dirección del proyecto. Por ejemplo, el incumplimiento de una fecha de finalización de una actividad puede requerir ajustes al plan de personal vigente, la implementación de horas extra, o que se realicen concesiones entre los objetivos de presupuesto y cronograma. En la Figura 3.20, se puede apreciar el grupo del proceso de seguimiento y control, así como observar la relación con las áreas del conocimiento.

Figura 3.20

Grupo del Proceso de Seguimiento y Control



Fuente: Adaptada de PMBOK.

De acuerdo con el PMI, la mejor manera de garantizar el cumplimiento de un proyecto una vez que inició, es controlando, por tanto, los procesos de control nos permiten asegurar el cumplimiento de los objetivos del proyecto.

Dar Seguimiento y Controlar el Trabajo del Proyecto es el proceso que consiste en revisar, analizar y regular el avance a fin de cumplir con los objetivos de desempeño definidos en el plan para la dirección del proyecto. Dar Seguimiento implica realizar informes de estado, mediciones del avance y proyecciones. Los informes de desempeño suministran información sobre el desempeño del proyecto en lo relativo al alcance, cronograma, costos, recursos, calidad y riesgos, que puede utilizarse como entrada para otros procesos.

Realizar Control Integrado de Cambios es el proceso que consiste en revisar todas las solicitudes de cambios, aprobar los cambios y gestionar los cambios a los entregables, a los activos de los procesos de la organización, a los documentos del proyecto y al plan para la dirección del proyecto.

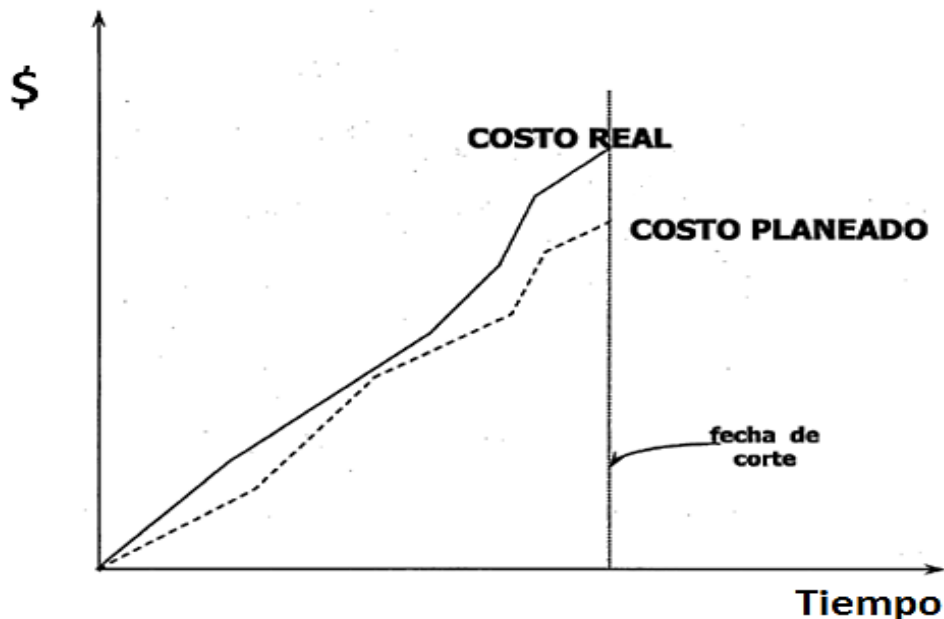
Verificar el Alcance es el proceso que consiste en formalizar la aceptación de los entregables del proyecto que se han completado para posteriormente **Controlar el Alcance** que será el proceso por el que se dará seguimiento al estado del alcance del proyecto y del producto, y se administrarán cambios a la línea base del alcance.

Controlar el Cronograma es el proceso por el que se da seguimiento a la situación del proyecto para actualizar el avance del mismo y gestionar cambios a la línea base del cronograma. Es necesario revisar el avance del programa revisando dentro de éste las fechas reales de inicio y fin, la duración, porcentaje de avance real, duración restante. También es necesario revisar y controlar los pronósticos de terminación, evolución de la ruta crítica así como la variación en los perfiles y los límites de recursos.

Controlar Costos es el proceso por el que se da seguimiento a la situación del proyecto para actualizar el presupuesto del mismo y gestionar cambios a la línea base de costo. Se debe controlar y revisar los costos reales contra el presupuesto, revisar el pronóstico de costo total, entre otros puntos. La Figura 3.21 permite observar la variación entre costo real y costo planeado.

Figura 3.21

Control de costos



Fuente: Tomada de carpeta curso planeación ITAM.

Como se mencionó, la calidad es de suma importancia y por supuesto, **Realizar Control de Calidad** es sumamente importante, éste es el proceso por el que se da seguimiento y se registran los resultados de la ejecución de actividades de control de calidad, a fin de evaluar el desempeño y recomendar cambios necesarios.

Informar el Desempeño es el proceso consecutivo y en éste se da la recopilación y distribución de información sobre el desempeño, incluidos informes de estado, mediciones del avance y proyecciones.

Dar Seguimiento y Controlar los Riesgos es el proceso por el cual se implementan planes de respuesta a los riesgos, se da seguimiento a los riesgos identificados, se da seguimiento a los riesgos residuales, se identifican nuevos riesgos y se evalúa la efectividad del proceso contra riesgos a través del proyecto.

El siguiente y último proceso de este grupo, es la **Administración de las Adquisiciones**, éste proceso consiste en administrar las relaciones de adquisiciones, supervisar el desempeño del contrato y efectuar cambios y correcciones según sea necesario.

3.3.5.- Grupo del Proceso de Cierre

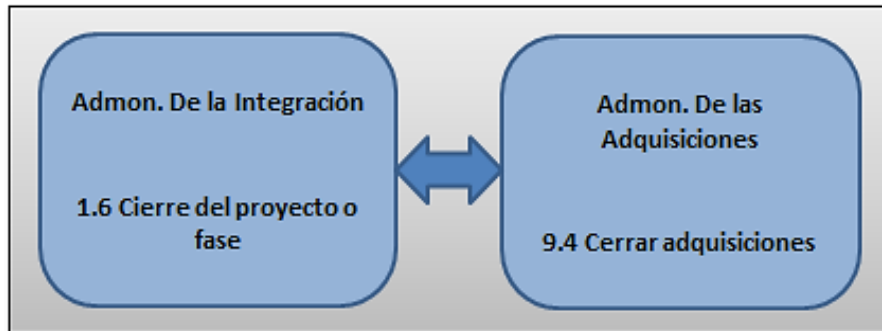
El grupo del proceso de cierre está compuesto por aquellos procesos realizados para finalizar todas las actividades a través de todos los grupos de procesos de la dirección de proyectos, a fin de completar formalmente el proyecto, una fase del mismo u otras obligaciones contractuales. Este grupo de procesos, una vez completado, verifica que los procesos definidos se hayan completado dentro de todos los grupos de procesos a fin de cerrar el proyecto o una fase del mismo, según corresponda, y establece formalmente que el proyecto o fase del mismo ha finalizado. En el cierre del proyecto o fase, puede ocurrir lo siguiente:

- Obtener la aceptación del cliente o del patrocinador,
- Realizar una revisión tras el cierre del proyecto o la finalización de una fase,
- Registrar los impactos de la adaptación a un proceso,
- Documentar las lecciones aprendidas,
- Aplicar actualizaciones apropiadas a los activos de los procesos de la organización,

- Archivar todos los documentos relevantes del proyecto en el sistema de información para la dirección de proyectos para ser utilizados como datos históricos y
- Cerrar las adquisiciones.

Figura 3.22

Grupo del Proceso de Cierre



Fuente: Adaptada de PMBOK.

Como lo muestra la Figura 3.22, el grupo del proceso de cierre sólo contiene dos procesos, pero no por eso menos importante, el primer proceso es **Cerrar el Proyecto o Fase**, este proceso consiste en finalizar todas las actividades a través de todos los grupos de procesos de dirección de proyectos para completar formalmente el proyecto o una fase del mismo. Por último tenemos el proceso de **Cerrar las Adquisiciones**, que es el proceso de finalización de cada adquisición del proyecto.

3.4.- Medición del Éxito del Proyecto

Un proyecto es exitoso cuando alcanza sus objetivos dentro del tiempo permitido y del presupuesto autorizado, cumpliendo con las necesidades de los patrocinadores y el cliente. Los involucrados del proyecto, deberán estar de acuerdo en que los resultados del proyecto son significativos y proporcionan un valor específico.

Cabe mencionar que el éxito del proyecto no se logra únicamente si se desarrolla el producto o servicio; puede llegar a darse el caso en que el proyecto sea suspendido o cancelado oportunamente, siendo esta situación exitosa, ya que libera los recursos para otras actividades o proyectos.

La planeación, la comunicación el seguimiento y control, son vitales para una Administración de Proyectos satisfactoria. Evitan que ocurran problemas o reducen al mínimo su impacto sobre el logro del o los objetivos de un proyecto cuando éstos se presentan.

Si un proyecto es terminado con éxito, la planeación y la ejecución deben tener una correcta formulación. Una mala planificación llevará a errores, que crearán desviaciones de los costos, tiempo y calidad.

La aplicación de las áreas del conocimiento junto con los procesos que conforman los grupos de procesos, llevan a una mejora del proyecto, una mejora en la toma de decisiones, evaluación del desempeño e incremento del conocimiento para futuros proyectos, es decir, que cada proyecto desarrollado se convierte en experiencia para aprender cómo desarrollar el próximo proyecto de manera más eficiente, eficaz y rentable.

Tomarse el tiempo para desarrollar un plan diseñado antes de iniciar el proyecto es vital para el logro satisfactorio de cualquier proyecto. Un proyecto debe tener sus objetivos bien definidos, un resultado o producto esperado, determinado en función del alcance, programa y costo aceptado por el cliente.

Un punto importante es involucrar al cliente como socio en el resultado exitoso del proyecto por medio de su participación activa. Lograr la satisfacción del cliente requiere una comunicación continua con él para mantenerlo informado y determinar si las expectativas han cambiado. El no hacerlo, puede terminar en el fracaso del proyecto.

La clave para el control eficaz del proyecto es medir el avance real y compararlo con el avance planeado de manera regular y oportuna, y aplicar acciones correctivas de inmediato, en caso necesario.

Una vez concluido el proyecto, se debe evaluar su desempeño para saber que podría mejorarse si se llegara a realizar un proyecto similar en el futuro. De aquí deben aprenderse lecciones así como obtener retroalimentación del cliente y del equipo de proyecto.

CAPÍTULO IV.- CASO PRÁCTICO “PROYECTO EK-CHUAK”

En el capítulo anterior, se mencionó que las empresas tienen necesidad de brindar mejores resultados a sus clientes, necesidad que motiva a la búsqueda permanente de nuevos estándares, metodologías y modelos de organización que favorezcan el éxito de los proyectos.

La Administración de Proyectos bajo el marco de dirección de proyectos del PMI, explicado en el capítulo anterior, ha demostrado cumplir con estos requisitos, además de que es reconocida y utilizada ampliamente a nivel mundial. En el presente capítulo se desarrolla la Administración de Proyectos según las mejores prácticas del PMBOK®, haciendo énfasis en los grupos de procesos de inicio y planeación.

Cabe mencionar que el proyecto que se presenta a continuación, así como los datos, precios y características son únicamente un caso ideal y supuesto, con el objetivo de mostrar y ejemplificar los beneficios de las mejores prácticas de la dirección de proyectos, y que sean implementadas a futuro en proyectos petroleros reales, y con las adecuaciones correspondientes.

4.1.- Elección de la Mejor Opción

Antes de comenzar con la ejecución, planeación y dirección del proyecto, fue necesario realizar una evaluación económica entre dos proyectos A y B, para determinar la mejor opción a ejecutar y en la que se debe invertir primero.

La evaluación sirve para priorizar proyectos, así como determinar la rentabilidad basándonos en indicadores económicos tales como el Valor Presente Neto (VPN), el índice de utilidad, la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación beneficio costo (RBC), el Periodo de Recuperación (PR) de la inversión, evaluar el momento óptimo de la inversión, entre otros. Además este mecanismo y el gasto que necesariamente conlleva, representa en sí mismo una buena inversión que le permite a las compañías, así como a la propia Federación, asignar con eficiencia sus recursos en los mejores proyectos.

Es evidente la importancia de comparar siempre los beneficios y los costos que toda decisión implica para quien la realiza, ya sea que se trate de un agente económico privado, que utiliza sus propios recursos, o de una entidad pública que utiliza los recursos de la comunidad, por lo que se deben analizar los beneficios y costos para la sociedad en su conjunto.

A continuación se presentan los proyectos A y B respectivamente y sus características, así como la evaluación de cada una, demostrando el porqué de la mejor opción. Partimos del hecho de que se han realizado los estudios correspondientes de exploración para cada caso, es decir todas y cada una de las etapas de este proceso, para después poder priorizar y decidir en qué proyecto de explotación conviene invertir y comenzar con el desarrollo del campo.

Proyecto A:

El proyecto A, pretende desarrollar el campo en el mar, específicamente en el Golfo de México, con el uso de 2 octápodos, mismos que tardan 1 año y medio en construirse. En cada octápodo se perforarán 6 pozos, éstos se encargarán de obtener una producción inicial de 3500 barriles por día y cada pozo tarda en perforarse 70 días. Los pozos se irán perforando de uno en uno hasta completar los 6 en cada estructura.

Cada pozo tendrá una relación gas aceite (RGA) de 70 metros cúbicos por cada metro cúbico de aceite producido, además la producción será enviada a través de un oleogasoducto de 10 kilómetros por cada octápodo.

Cabe mencionar que los pozos se dejarán instalados con el sistema artificial de Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA), éste separa, rectifica, comprime e inyecta gas natural húmedo en los pozos, permitiendo el manejo de la producción de aceite y gas. Estos pozos serán intervenidos cada 5 años para revisión y mantenimiento del equipo (BNA), corregir fallas en el estado mecánico de los pozos, restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, limpieza de pozos, mantenimiento preventivo o correctivo en aparejos de producción y empacadores así como mantenimiento a conexiones superficiales; acciones que se verán reflejadas en la pérdida de dinero y paro de la producción por 15 días.

El pronóstico de producción fue hecho a 20 años, con una declinación anual exponencial del 10%, y el gas mostró un factor de encogimiento del 3%.

Los oleogasoductos serán construidos un año después que comenzó la construcción de los octápodos, y serán finalizados en un año y medio.

El pago de los octápodos está dividido en dos anualidades del 50% cada una y los ductos se pagan semestralmente. Los precios, consideraciones, premisas, inversión, gastos de operación, así como indicadores de rentabilidad están establecidos y bien señalados en la evaluación.

El proyecto tiene como objetivo asegurar el suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de crudo y gas que demandan los consumidores con ayuda de pozos de

producción, así como obtener la mayor producción en el menor tiempo posible, obteniendo la mejor ganancia posible con el menor riesgo.

Proyecto B:

El proyecto B, pretende desarrollar el campo en el mar, también en el Golfo de México, con el uso de 2 tetrápodos, mismos que tardan 1 año en construirse para que inmediatamente comience la perforación de pozos. En cada tetrápodo se perforarán 6 pozos igual que en el proyecto A, pero éstos se encargarán de obtener una producción inicial de 4000 barriles por día y cada pozo tardará 60 días en ser perforado. Los pozos se irán perforando de uno en uno hasta completar los 6 en cada estructura.

Cada pozo tendrá una relación gas aceite (RGA) de 70 metros cúbicos por cada metro cúbico de aceite producido, la producción también será enviada por un oleoducto de la misma distancia, es decir los 10 kilómetros por cada tetrápodo.

En este proyecto, el sistema artificial de producción elegido es el Bombeo Electrocentrífugo (BEC), situación en la cual es necesario adquirir cable para éste, los pozos serán intervenidos cada 3 años para revisión y mantenimiento del equipo (BEC), corregir fallas en el estado mecánico de los pozos, mantenimiento en aparejos de producción y empacadores, limpieza de pozos, mantenimiento a conexiones superficiales así como restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, ocasionando un cierre de los pozos durante 30 días, lo cual se verá reflejado en nuestros ingresos y producción.

El horizonte de producción y evaluación fue hecho a 20 años, con una declinación anual exponencial del 12%, el cable para el suministro de energía al sistema artificial (BEC) es instalado un año después que inicia la construcción de los tetrápodos y queda instalado en tan sólo 6 meses.

El pago de las estructuras está dividido en dos anualidades del 50% cada una. Los precios, consideraciones, premisas, inversión, gastos de operación, así como indicadores de rentabilidad están establecidos y bien señalados en la evaluación.

El objetivo de este proyecto, también es asegurar el suministro de crudo y gas, con calidad y con precios competitivos que demandan los consumidores, así como obtener la mayor producción en el menor tiempo y junto con ésta los mejores beneficios y ganancias para la empresa con el menor riesgo posible.

La Tabla 4.1, indica las premisas de precios, tipo de cambio y datos de importancia para ambos proyectos:

Tabla 4.1

Principales Datos y Premisas de los Proyectos A y B

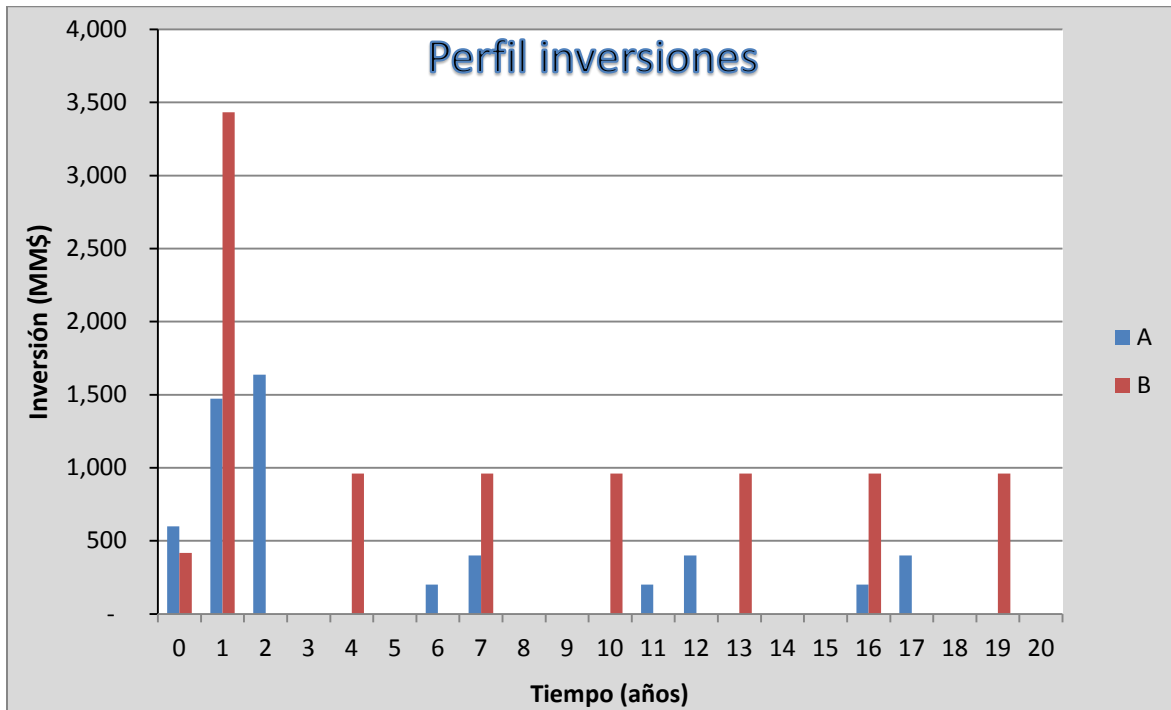
	PROYECTO A	PROYECTO B
Precio crudo (dls/bll)	90	90
Precio gas (dls/mpc)	2.2	2.2
Precio pozo (MM\$)	200	250
Qo (Mbd)	3.5	4
RGA (M3/M3)	70	70
Declinación Mensual %	0.83	1
Quema de gas %	3	5
Paridad (\$/dls)	13.5	13.5
Tasa descuento %	12	12

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

La Gráfica 4.1 ilustra que la inversión es mucho más grande en el proyecto B tanto al inicio como durante el ciclo de vida del proyecto, al seguir observando los demás indicadores, se podrá elegir la mejor opción pues un sólo indicador no es suficiente para tomar decisiones.

Gráfica 4.1

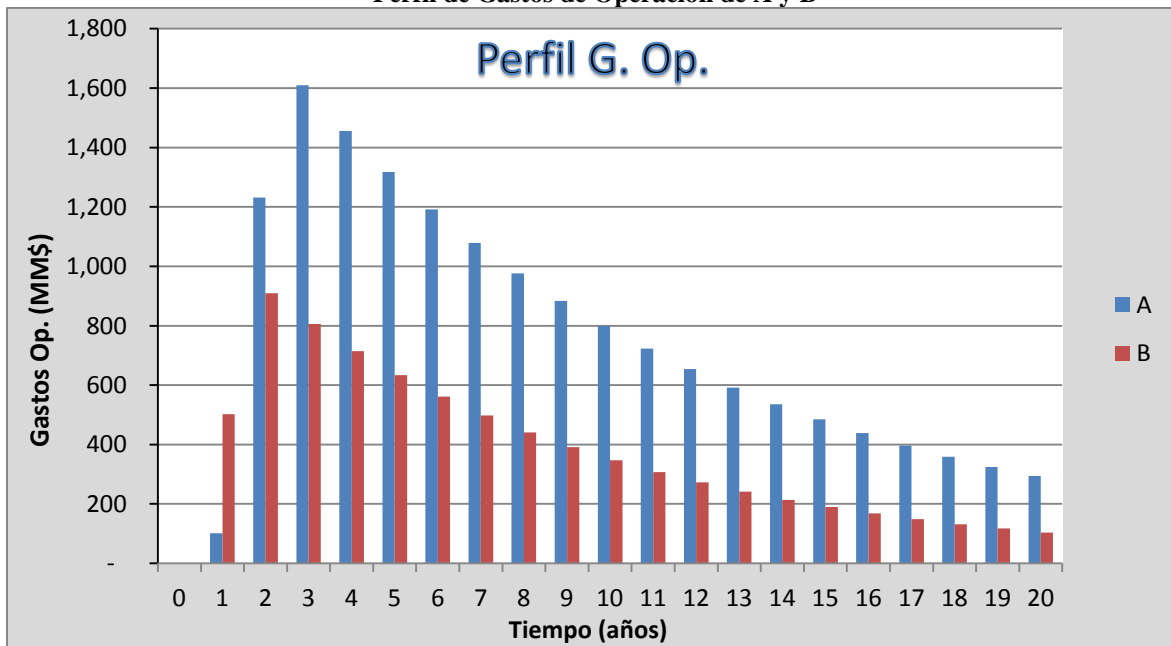
Perfil de Inversiones de Ambos Proyectos



Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Gráfica 4.2

Perfil de Gastos de Operación de A y B

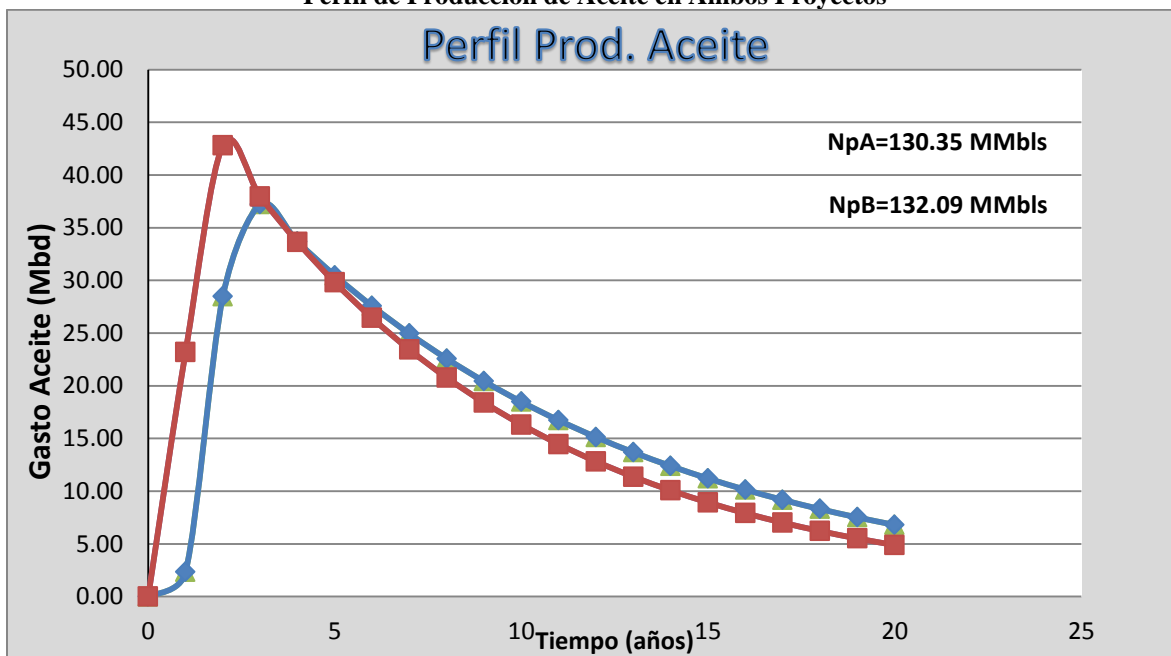


Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

En la Gráfica 4.2 se observa que los gastos de operación son mucho más bajos en la alternativa B, no sólo al inicio sino durante toda la vida del proyecto, esto ayuda a compensar las grandes inversiones que se muestran en la Gráfica 4.1.

Gráfica 4.3

Perfil de Producción de Aceite en Ambos Proyectos



Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Como se ilustra en la Gráfica 4.3, la producción se obtiene en menor tiempo en el proyecto B, además de que el volumen producido es mayor hasta el tercer año cuando las producciones se igualan y el proyecto A comienza a producir ligeramente más crudo. El comportamiento para la producción de gas es similar.

Tabla 4.2

Indicadores Económicos de A y B

INDICADORES ECONÓMICOS ANTES DE IMPUESTOS				
PROYECTO A			PROYECTO B	
VPN MM\$	63,667.3		VPN MM\$	72,422.4
VPI MM\$	3,753.5		VPI MM\$	5,323.7
VPN/VPI	16.96		VPN/VPI	13.60
TIR	356%		TIR	1701%
RBC	17.96		RBC	14.60
PR	2		PR	1

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Ambos proyectos son bastante rentables, en los dos se logró obtener un VPN positivo y de excelente valor, el índice de utilidad también refleja un valor nada despreciable o que haga que se descarte o posponga el proyecto, se tiene un margen bastante amplio antes de que el VPN se haga cero, pues la TIR es excelente en ambos casos, el periodo de recuperación de la inversión si bien en B es de un año, los dos años que tarda en A están dentro de un margen aceptable. La Tabla 4.2 muestra los principales indicadores económicos.

Pero qué proyecto elegir, al observar el objetivo de los proyectos, se observa que piden lograr la máxima recuperación de hidrocarburos en el menor tiempo posible y obteniendo la mayor ganancia. Atendiendo a todas las gráficas y a los indicadores de rentabilidad, finalmente se optó por el proyecto B, pues como se mencionó, satisface los objetivos establecidos para el proyecto.

Es así como nace el proyecto de explotación Ek-Chuak, ahora es necesario desarrollarlo y ejecutarlo como parte de la administración integral del ciclo de vida de proyectos implementando las técnicas y estándares mencionados por el PMI, comenzando por el inicio y llegando hasta el cierre del mismo con el fin de elevar la probabilidad de éxito.

4.2.- Inicio del Proyecto

Como se mencionó en el capítulo previo, de acuerdo al ciclo de vida del proyecto presentado en el PMBOK®, es en esta etapa en la que se presentará la documentación inicial del proyecto Ek-Chuak.

4.2.1.- Desarrollo del Acta Constitutiva

Figura 4.1
Acta Constitutiva del Proyecto EK-CHUAK

INFORMACIONES ADMINISTRATIVAS DEL PROYECTO			
Nombre del Proyecto	Proyecto EK-CHUAK	No. Proyecto	1
Patrocinador (Sponsor)	Gobierno Federal	Área del Negocio	Explotación
Director de Proyecto	Aldo De la Cerda S.	Director de Programa	Martín Villa González.
Gasto de Operación	7,697.9 (MM\$)	Inversión Total	9,610 (MM\$)
Fecha de Inicio	01/01/2014	Fecha de Término esperada	31/12/2034
INFORMACIONES GENERALES DEL PROYECTO			
<p>Descripción:</p> <p>El proyecto de explotación Ek-Chuak, se llevará a cabo en México, será desarrollado y operado conforme la cadena de valor para proyectos petroleros durante el periodo 2014-2034, con el fin de producir el aceite y gas de los yacimientos del campo. Este campo petrolero se encuentra localizado en el mar, en aguas del Golfo de México y con un tirante de agua somero donde se han localizado reservas de aceite y gas. Éstas pretenden ser extraídas con ayuda de doce pozos perforados, terminados con sistema artificial de producción tipo bombeo electrocentrífugo y listos para producción, éstos se desarrollarán con dos plataformas tipo tetrápodo, mismas que deben ser construidas e instaladas; también deben construirse e instalarse dos oleogasoductos para envío de producción durante el periodo 2017-2034, periodo que abarca únicamente la operación del proyecto, en este tiempo se llevará a cabo la intervención y mantenimiento de pozos cada tres años. Llegada esta fecha se abandonará el campo y finalizará el proyecto. Durante el periodo 2015-2017 se llevará a cabo el desarrollo de pozos así como de toda la infraestructura necesaria para poner a producir los pozos.</p>			
<p>Alcance preliminar / Entregables más importantes:</p> <p>El proyecto de explotación Ek-Chuak, considera la construcción e instalación de infraestructura para el desarrollo del campo y su puesta en producción mediante 12 pozos perforados y terminados con sistema BEC. Así como la intervención y mantenimiento de éstos durante la operación del campo. Los entregables más importantes son:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- Construcción de dos tetrápodos para perforación. -- Construcción de dos oleogasoductos de diez km cada uno, por estructura. -- Perforación de pozos. -- Instalación de sistemas artificiales de producción. -- Intervención de sistemas artificiales de producción cada tres años. -- Terminación y producción de doce pozos marinos someros -- Envío de producción a punto de entrega. -- Producción inicial acordada en cada uno de ellos. 			
<p>Objetivos del Proyecto:</p> <p>El proyecto de explotación EK-CHUAK, tiene como objetivo asegurar el suministro de crudo y gas, con calidad y precios competitivos que demandan los consumidores, así como obtener la producción acordada 4 (Mbd) en el menor tiempo posible, motivo por el cual fue seleccionada esta alternativa. Pretende extraer 132.09 (MMbbls) de aceite crudo así como 49.323 (MMMpc), equivalente a 142.37 (MMbpce), para conseguirlo se requerirá una inversión total de 9,610 (MM) de pesos así como 7,697.9 (MM) de pesos para gastos de operación durante todo el horizonte de explotación (20 años).</p>			
<p>Limitaciones, Asunciones, Factores Críticos de Éxito</p> <p>Se asume que los doce pozos son de desarrollo y cada uno tendrá un costo de 250 (MM\$), todo el crudo y gas producido será vendido, sus precios de venta son 90 (dls/bbl) y 2.2 (dls/mpc) respectivamente, el gasto inicial será de 4 (mbd), RGA de 70 (M3/M3) y una quema de gas del 5% respecto al producido además de una declinación mensual de 1%. La construcción de las estructuras debe ser en el tiempo acordado, así como la perforación de pozos, la intervención de los sistemas artificiales de producción no debe exceder los días establecidos, el no cumplir o exceder estos tiempos puede afectar el éxito del proyecto.</p>			

<p>Exclusiones</p> <p>El proyecto excluye los procesos de recuperación mejorada para incrementar la energía del campo, éste se limita a los procesos artificiales de producción, en específico el BEC. Si bien se pueden implementar, se necesitaría otro proyecto para ponerlo en marcha.</p>	
<p>Supuestos</p> <p>El proyecto supone que los tiempos de perforación por cada pozo se llevarán a cabo con éxito, y en las fechas establecidas, así como la construcción en tiempo de las estructuras y los ductos; el tiempo de duración de las intervenciones para mantenimiento de los sistemas artificiales de producción, de no ser así el impacto sobre el éxito del proyecto podría ser grave.</p>	
<p>Restricciones</p> <p>Es necesario apearse estrictamente al presupuesto asignado, así como a las fechas de inicio y término del proyecto. Cabe mencionar que dependiendo que tan complejo sea el proyecto, la información para la estimación de costos, puede llegar a variar debido a la alta fluctuación de precios en el mercado de hidrocarburos, llegando a ocasionar cambios repentinos y sustanciales en los costos de insumos, renta de equipos de perforación, embarcaciones, transporte, etc, llegando a limitar o incluso impedir la realización del proyecto.</p>	
<p>Stakeholders Claves</p> <ul style="list-style-type: none"> - SHCP. - SENER. - CNH. - Director de proyecto. - Director de programa. - Gerente del proyecto. - Gerente Técnico del proyecto. 	
<p>Presupuesto Asignado</p> <p>El presupuesto asignado es de : 17,307.9 MM\$</p>	
<p>APROBACIONES DEL INICIO DEL PROYECTO</p>	
Patrocinador (Sponsor):	Gobierno Federal. Fecha: 08-nov-13
Director de Proyecto:	Aldo De la Cerda S. Fecha: 08-nov-13
Director de Programa:	Martín Villa González. Fecha: 08-nov-13

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

La Figura 4.1, muestra el acta constitutiva del proyecto Ek-Chuak, ésta es el documento mediante el cual se formaliza la iniciación del proyecto antes seleccionado, además de que sirve como entrada para procesos posteriores; ahora es necesario comenzar con la planeación del mismo.

4.3.- Planeación del Proyecto

La planeación es el segundo grupo del proceso del modelo del PMI, en esta etapa, se realizan los procesos correspondientes para establecer el alcance total del esfuerzo, definir y refinar los objetivos, y desarrollar la línea de acción requerida para alcanzar dichos objetivos. Los procesos de planificación desarrollarán el plan para la dirección del proyecto y los documentos del proyecto que se utilizarán para llevarlo a cabo.

4.3.1.- Creación del Enunciado del Alcance del Proyecto

A partir del acta constitutiva del proyecto y de la descripción del producto o servicio, se realiza el Enunciado del Alcance del Proyecto. Éste es un documento donde se determina qué es lo que hay que hacer, es decir, especifica el conjunto de tareas que deben realizarse para entregar un producto, servicio o resultado con las funciones y características especificadas. Por otra parte, el enunciado del alcance del proyecto debe especificar qué cosas no se harán, debe determinar los límites del proyecto y permitir que los interesados logren un entendimiento común respecto al alcance del proyecto.

El grado y nivel de detalle con que la declaración del alcance del proyecto define el trabajo que se realizará y el que se excluirá, pueden determinar el grado de control que el equipo del proyecto podrá ejercer sobre el alcance global del proyecto. La declaración detallada del alcance del proyecto incluye, ya sea directamente o por referencia a otros documentos, lo siguiente:

- Descripción del alcance del producto.
- Los criterios de aceptación del producto.
- Los entregables del proyecto.
- Las exclusiones del proyecto.
- Las restricciones del proyecto.
- Los supuestos del proyecto.

A continuación, la Figura 4.2, muestra el enunciado o declaración del alcance del proyecto de explotación Ek-Chuak, tomando como referencia los puntos mencionados en el PMI, del mismo modo en que se hizo con el acta constitutiva.

**Figura 4.2
Declaración del Alcance del Proyecto**

INFORMACIONES ADMINISTRATIVAS DEL PROYECTO			
Nombre del Proyecto	EK-CHUAK	No. Proyecto	1
Patrocinador (Sponsor)	Gobierno Federal	Área del Negocio	Explotación
Director de Proyecto	Aldo De la Cerda S.	Director de Programa	Martín Villa González.
ENUNCIADO DEL ALCANCE DEL PROYECTO			
<p>Descripción del Alcance del Proyecto</p> <p>El proyecto pretende explotar los yacimientos de aceite y gas del campo Ek-Chuak, mediante la perforación y terminación de doce pozos de desarrollo con sistema artificial de producción tipo BEC, mismos que requieren la construcción de dos estructuras de perforación para llevarlos a cabo y poner en producción el campo. Se requiere la construcción de dos oleogasoductos para el envío de producción. Además se requiere de la intervención y mantenimiento a pozos durante la operación del campo. El proyecto pretende ser explotado durante el periodo 2014-2034, comenzando el primero de enero de 2014. Del 2015 al 2017 se llevará a cabo el desarrollo del campo para ponerlo en producción, y del 2017 al 2034 se llevará a cabo su operación, periodo en el que se realizarán las actividades de intervención y mantenimiento. Al llegar al último año se abandonará el mismo bajo las condiciones establecidas en el acta de calidad del proyecto. Cabe mencionar que el alcance mostrado en este ejemplo incluye las actividades necesarias para poner en producción el campo, debido a su carácter didáctico e ideal. Éstas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- Construcción de dos tetrápodos para perforación. -- Construcción de dos oleogasoductos de diez km cada uno y por estructura. -- Perforación de doce pozos marinos someros de desarrollo. -- Terminación de pozos de desarrollo. -- Instalación de sistemas artificiales de producción. -- Administrar calidad, tiempo, comunicación, adquisiciones. -- Monitoreo permanente de actividades. -- Recibir producción del último pozo perforado. 			
<p>Criterios de aceptación del Proyecto</p> <p>Los entregables del proyecto deben cumplir con ciertos criterios de aceptación, en primera instancia, el proyecto no debe modificar el alcance, de hacerlo no se cumplirían los objetivos del mismo, el tiempo de perforación y terminación de los pozos debe estar lo mas apegado a el cronograma establecido, los costos deben satisfacer el alcance planteado, para lograr desarrollar el proyecto de manera eficiente, con calidad y con la probabilidad de riesgo más baja posible. Los pozos de desarrollo deben ser entregados bajo altos estándares de calidad, atendiendo siempre la seguridad y la protección hacia el medio ambiente.</p>			
<p>Exclusiones</p> <p>El proyecto excluye los procesos de recuperación mejorada para incrementar la energía del campo, éste se limita a los procesos artificiales de producción, en específico el BEC. Si bien se pueden implementar, se necesitaría otro proyecto para ponerlo en marcha.</p>			
<p>Supuestos</p> <p>El proyecto supone que los tiempos de perforación por cada pozo se llevarán a cabo con éxito, y en las fechas establecidas, así como la construcción en tiempo de las estructuras y los ductos; el tiempo de duración de las intervenciones para mantenimiento de los sistemas artificiales de producción, de no ser así el impacto sobre el éxito del proyecto podría ser grave.</p>			
<p>Restricciones</p> <p>Es necesario apegarse estrictamente al presupuesto asignado, así como a las fechas de inicio y término del proyecto. Cabe mencionar que dependiendo que tan complejo sea el proyecto, la información para la estimación de costos, puede llegar a variar debido a la alta fluctuación de precios en el mercado de hidrocarburos, llegando a ocasionar cambios repentinos y sustanciales en los costos de insumos, renta de equipos de perforación, embarcaciones, transporte, etc, llegando a limitar o incluso impedir la realización del proyecto.</p>			

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

4.3.2.- Creación de la EDT

Para el PMI, la EDT (Estructura de Desglose del Trabajo) es una herramienta de planificación que permite subdividir el alcance del proyecto y los productos entregables en componentes más pequeños y fáciles de manejar. Es una descomposición conceptual de los elementos de trabajo que constituyen y determinan el proyecto y por lo tanto también especifica el alcance del mismo. El primer elemento de la EDT es el "proyecto", los niveles siguientes son el resultado de dividir el mismo en componentes que se puedan administrar.

La EDT organiza y define el alcance total del proyecto y subdivide el proyecto en piezas de trabajo administrables, y con cada nivel descendiente se aumenta la definición del trabajo del proyecto. El trabajo planificado representado por los componentes en el nivel más bajo de la EDT es llamado paquete de trabajo. Los paquetes de trabajo se utilizan para armar el cronograma, para hacer la estimación de costos y para monitorear y controlar el proyecto.

La WBS siguiente, representada por la Figura 4.3, describe gráficamente el alcance del proyecto Ek-Chuak, es decir las actividades necesarias y sólo las necesarias para cumplir con los objetivos, cabe mencionar que el nivel de detalle puede ser tan extenso como se desee, pero el propósito es sólo ejemplificar la metodología.

Figura 4.3
EDT del Proyecto de Explotación



Fuente: Elaboración Propia en WBS Chart Pro 2010.

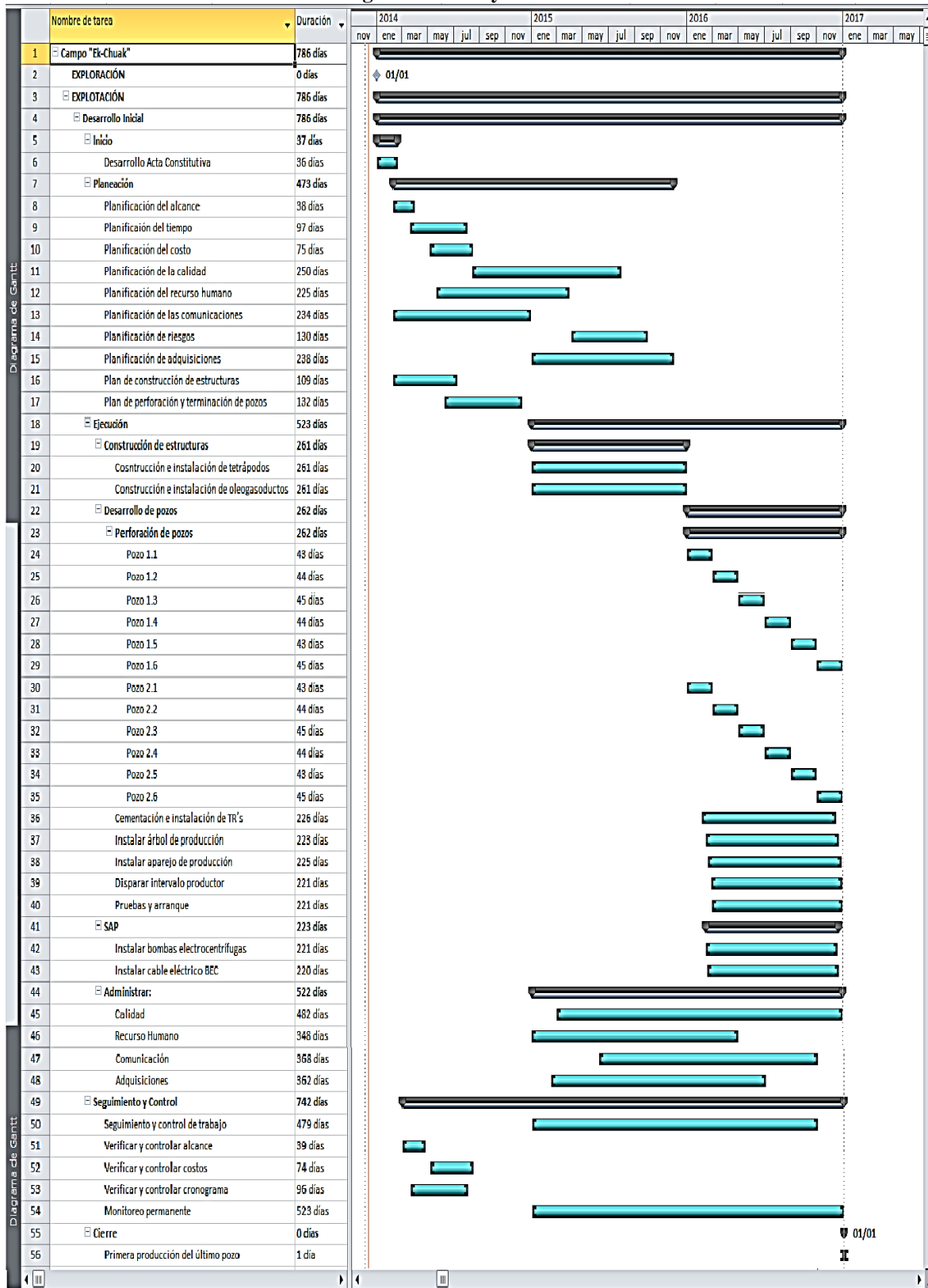
4.3.3.- Desarrollo del Cronograma

Se ha desarrollado la estructura de desglose de trabajo, señalando organizadamente todas las actividades que se llevarán a cabo durante el proyecto, ahora es necesario planificar la duración de cada una de éstas, pues es de suma importancia para poder llevar un control y verificar si están cumpliendo en tiempo todas y cada una de estas actividades, conocer el tiempo del que se dispone, entre otros factores cruciales.

La administración del tiempo del proyecto, incluye los procesos requeridos para asegurar que el proyecto se cumpla en el tiempo establecido. Es necesario identificar las actividades, estimar su duración y determinar la secuencia entre las mismas así como su interrelación para finalmente desarrollar el cronograma.

El cronograma debe servir como línea base, para en un futuro poder comparar con respecto a ésta el avance que se lleve del proyecto. A continuación se presenta el cronograma del proyecto Ek-Chuak, basado en los paquetes de trabajo mostrados en la EDT anterior e ilustrado por la Figura 4.4.

Figura 4.4
Cronograma del Proyecto Ek-Chuak



Fuente: Elaboración Propia en MS Project 2010.

4.3.4.- Estimar Costos y Determinar Presupuesto

La administración de los costos del proyecto incluye los procesos involucrados en planificar, estimar, presupuestar y controlar los costos de modo que se complete el proyecto dentro del presupuesto aprobado.

Estimar los costos es el proceso que consiste en desarrollar una aproximación de los recursos monetarios necesarios para completar las actividades del proyecto y éstos se dividen en varias fases que se detallan en el capítulo dos. Determinar el presupuesto es un proceso similar, pero éste consiste en sumar los costos presupuestados de actividades individuales o paquetes de trabajo para establecer una línea base de costo autorizada.

El presupuesto debe estar basado en la toda la información disponible, incluyendo la duración, tecnología, lugar, fechas, tipo de contrato, especificaciones, riesgo, y en su caso, si se cuenta con la experiencia en proyectos similares para tener un punto de comparación entre presupuestos.

De acuerdo al PMBOK®, para la estimación de costos de proyectos, deben utilizarse herramientas y técnicas como:

- Juicio de expertos.
- Estimación análoga.
- Estimación paramétrica.
- Estimación ascendente.
- Estimación por tres valores.
- Análisis de reserva.
- Costo de la calidad.
- Software de estimación de costos.
- Análisis de propuestas para licitaciones.

Para el periodo 2014-2034, el proyecto requiere 9,610 millones de pesos, para inversión tanto estratégica como operacional, la Tabla 4.3 muestra el costo total presupuestado del proyecto Ek-Chuak, es decir la suma de la inversión más el gasto de operación.

Adicionalmente, se muestra la Tabla 4.4, que muestra el gasto de operación requerido durante el horizonte del proyecto, éste será de 7,697.9 millones de pesos.

Tabla 4.3

Costo Total Presupuestado Para Proyecto Ek-Chuak

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Costo total del proyecto (MM\$)	416.7	3935.8	909.5	806.1	1674.5	633.4	561.4	1457.6	441.1	391.0	1306.5	307.2	272.3	1201.3	213.9	189.6	1128.1	149.0	132.1	1077.0	103.7
TOTAL (MM\$)	17307.9																				

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Tabla 4.4

Gastos de Operación Presupuestados Para Proyecto

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Gasto de operación por actividad (MM\$)	0	502.5	909.5	806.1	714.5	633.4	561.4	497.6	441.1	391.0	346.5	307.2	272.3	241.3	213.9	189.6	168.1	149.0	132.1	117.0	103.7
TOTAL (MM\$)	7697.9																				

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Se ha presentado el presupuesto aprobado para el proyecto, mismo que fue elaborado con apoyo de los resultados obtenidos en la evaluación económica del proyecto y el cual queda establecido en el acta constitutiva. Para el presupuesto fue tomado todo el horizonte de evaluación o duración del proyecto.

Cabe mencionar que dependiendo que tan complejo sea el proyecto, la información para la estimación de costos, puede llegar a variar debido a la alta fluctuación de precios en el mercado de hidrocarburos, llegando a ocasionar cambios repentinos y sustanciales en los costos de insumos, renta de equipos de perforación, embarcaciones, transporte, entre muchos más.

4.3.5.- Planificación de la Calidad

Administrar la calidad del proyecto incluye los procesos y actividades de la organización ejecutante que determinan responsabilidades, objetivos y políticas de calidad a fin de que el proyecto satisfaga las necesidades por la cuales fue emprendido. En específico, planificar la calidad, es el proceso por el cual se identifican los requisitos de calidad y/o normas para el proyecto y el producto, documentando la manera en que el proyecto demostrará el cumplimiento con los mismos, posteriormente hay que llevar a cabo el aseguramiento y control de la misma.

La administración de la calidad según el PMI, pretende ser compatible con el de la Organización Internacional de Normalización (ISO). También es compatible con enfoques propietarios sobre la gestión de calidad, tales como los recomendados por Deming, Juran, Crosby y otros. La administración de la calidad debe tomar en cuenta:

- La satisfacción del cliente.
- La prevención antes que la inspección.
- La mejora continua.
- La responsabilidad de la dirección.

Existen herramientas y técnicas que permiten determinar y evaluar la calidad, entre éstas podemos mencionar a un grupo conocido como las siete herramientas de la calidad básica, éstas son:

- Diagrama de causa y efecto.
- Diagrama de control.
- Diagramas de flujo.
- Histograma.
- Diagrama de Pareto.
- Diagrama de comportamiento.
- Diagrama de dispersión.

A continuación, la Figura 4.5, ilustra la propuesta elaborada del plan de calidad del proyecto Ek-Chuak, en ella se presentan puntos tales como la información general del proyecto, política de calidad del proyecto, procesos de administración de la calidad como son el enfoque del aseguramiento de la calidad, enfoque de control de calidad. Además se presenta una matriz de actividades en las que se requiere especial atención para que el proyecto satisfaga los estándares de calidad. Estos puntos no son todos los que enumera el PMI, pero se encuentran apegados a los estándares que maneja, y se encuentran orientados a las necesidades que el proyecto y cliente requieren, lo cual es totalmente aceptable.

Figura 4.5
Propuesta Elaborada del Plan de Calidad del Proyecto

INFORMACIONES ADMINISTRATIVAS DEL PROYECTO			
Nombre del Proyecto	EK-CHUAK	No. Proyecto	1
Patrocinador (Sponsor)	Gobierno Federal	Area del Negocio	Explotación
Director de Proyecto	Aldo De la Cerda S.	Director de Programa	Martín Villa González.
PLAN DE CALIDAD			
<p>Política de Calidad del Proyecto</p> <p>El proyecto debe cumplir con las políticas de calidad establecidas para el proyecto Ek-Chuak, por el director de proyecto, interesados, y patrocinador. Estas políticas abarcan, la finalización del proyecto dentro del tiempo establecido y marcado en el cronograma, así como el estricto apego al presupuesto planificado. Se debe cumplir con la entrega total y segura de pozos produciendo, sin corte de agua, deben ser probados herméticamente, oleogasoductos sin fugas, apegados a las normas del American Petroleum Institute (API), seguridad industrial y protección ambiental.</p>			
MATRIZ DE ACTIVIDADES DE CALIDAD			
Proceso	Norma o Estándar de Calidad Aplicable	Actividades de Prevención	Aprobación
Acta Constitutiva	Estándar de la Empresa	Revisión de Rutina y Reunión	Director del Proyecto
Enunciado del Alcance del Proyecto	Estándar de la Empresa	Revisión de Rutina y Reunión	Director del Proyecto
Plan de Administración del Proyecto	Estándar de la Empresa	Revisión de Rutina	Director del Proyecto y Equipo de Trabajo
Construcción de Estructuras	Norma API	Revisión Semanal, Reuniones, Inspecciones	Director del Proyecto, Interesados, Patrocinador, Equipo de Trabajo
Construcción de Oleogasoductos	Norma API	Revisión Semanal, Reuniones, Inspecciones	Director del Proyecto, Interesados, Patrocinador, Equipo de Trabajo
Perforación de Pozos	Norma API	Inspección Visual	Director del Proyecto, Equipo de Trabajo
Terminación de Pozos	Norma API	Inspección Visual	Director del Proyecto, Equipo de Trabajo
Instalación de Árbol de Producción	Norma API	Inspección Visual	Director del Proyecto, Equipo de Trabajo
Producción de Pozos	Norma API	Revisión, Mantenimiento Preventivo	Director del Proyecto y Equipo de Trabajo
Equipo BEC	Norma API	Revisión, Mantenimiento Preventivo	Director del Proyecto y Equipo de Trabajo
Intervención y Mantenimiento	Norma API	Revisión	Director del Proyecto y Equipo de Trabajo
Envío de Producción	Norma API	Revisión, Mantenimiento Preventivo	Director de Proyecto, Patrocinador
Cierre de Campo	NOM	Revisión de Rutina y Reunión	Director del Proyecto, Interesados, Patrocinador, Equipo de Trabajo

Roles Y Responsabilidades para la Administración de Calidad	
ROL: Director de Proyecto.	RESPONSABILIDAD: Administrar operativamente la calidad de la infraestructura, pozos y producción. Revisar estándares y normas de calidad aplicables, al diseño de estructuras, diseño de pozos y medidas de seguridad industrial y protección ambiental. Revisar entregables, así como deliberar para generar acciones preventivas o correctivas a cualquier proceso dentro del proyecto de explotación Ek-Chuak.
ROL: Patrocinador.	RESPONSABILIDAD: Revisar, aprobar, tomar acciones correctivas y preventivas para mejorar la calidad de la construcción y operación de las estructuras de perforación y ductos, así como de la perforación y producción de los pozos y envío de la misma.
ROL: Equipo de Proyecto.	RESPONSABILIDAD: Elaborar y supervisar los entregables del Proyecto Ek-Chuak con los estándares establecidos en la política de calidad del proyecto.
Diagrama Organizacional Para la Calidad del Proyecto	
<pre> graph TD DP[Director de Proyecto] --- CCC[Comité de Control de Cambios] DP --- P[Patrocinador] P --- ET[Equipo de Trabajo] </pre>	
Enfoque de Aseguramiento de Calidad	
<p>El aseguramiento de la calidad del proyecto Ek-Chuak, se llevará a cabo monitoreando constantemente la ejecución del proyecto para que se cumplan en tiempo y costo las actividades de esta etapa. Esto implica realizar el monitoreo de la construcción e instalación de toda la infraestructura requerida para el proyecto durante su horizonte, el desarrollo integral de pozos, perforación, terminación y puesta en marcha la producción de los mismos con equipo BEC, así como el envío de aceite y gas a batería de separación. Con ayuda del monitoreo continuo se detectarán tempranamente fallas en cualquier proceso y se tomarán medidas preventivas o correctivas para no afectar la calidad.</p>	
Enfoque de Control de Calidad	
<p>Durante el proceso de control de calidad del proyecto Ek-Chuak, se llevará a cabo realizando la inspección continua de los entregables principales del proyecto, es decir los tetrápodos de perforación, los oleogasoductos, el desarrollo de los pozos así como la producción de los mismos. Para lograr que sea exitoso este proceso, el equipo del proyecto encargado de la calidad se ayudará de documentos normativos para la calidad de tipo "checklist".</p>	

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

4.3.6.- Plan de Recursos Humanos

La administración de los recursos humanos del proyecto incluye los procesos que organizan, administran y conducen el equipo del proyecto, éste debe estar conformado por aquellas personas a las que se les han asignado roles y responsabilidades para completar el proyecto. Dentro de la administración de recursos humanos, es necesario desarrollar el plan de recursos humanos, este proceso identifica y documenta los roles dentro de un proyecto, las responsabilidades, las habilidades requeridas y las relaciones de comunicación.

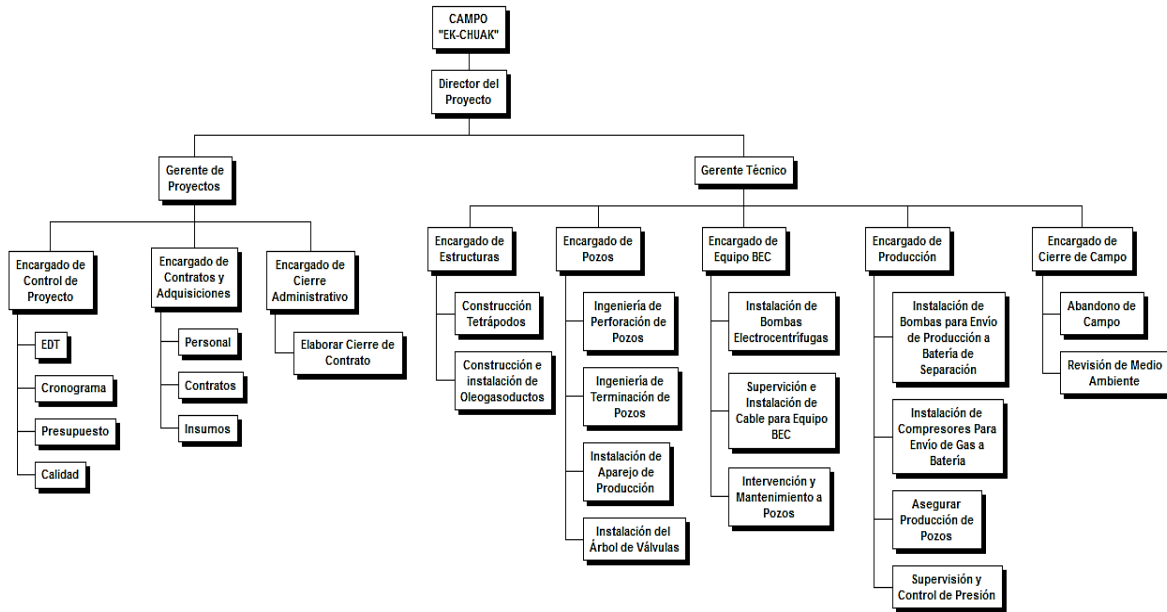
Las personas o empresas que participan en el proyecto, pueden estar dentro o fuera de la organización que lleva a cabo el proyecto. Para proyectos de amplia magnitud así como un amplio rango de recursos como los de explotación petrolera, suele llegar a ser común que empresas fuera de la organización se involucren para resolver diversas situaciones del proyecto que el equipo de dirección no alcanza a cubrir o solucionar.

Los procesos para la administración de recursos humanos deben incluir:

- Identificación y documentación de roles y responsabilidades creando el plan de administración de personal.
- Obtención de los recursos humanos necesarios para completar el proyecto.
- Mejoramiento de las competencias y la interacción de los miembros del equipo para conseguir un rendimiento más eficiente.
- Seguimiento del rendimiento de los miembros del equipo.

Como se mencionó anteriormente, es necesario saber quién hace qué y quién decide qué, por tanto es obligado asignar roles y responsabilidades; para el proyecto de explotación Ek-Chuak, se recurrió a un diagrama organizacional, ilustrado por la Figura 4.6, así como a la matriz de asignación de responsabilidades, éstas son herramientas que permite asociar la WBS con la organización del proyecto, asegurando que todo elemento del proyecto cuente con un responsable directo, la matriz se encuentra ilustrada por la Tabla 4.5.

Figura 4.6
Diagrama Organizacional del Proyecto Ek-Chuak



Fuente: Elaboración Propia en WBS Chart Pro 2010.

Tabla 4.5
Matriz de Asignación de Responsabilidades del Proyecto Ek-Chuak

ROLES 1.- Responsabilidad 2.- Supervisión 3.- Aprobación	Aldo De La Cerdá	Francisco Cadena	Ricardo Ordoñez	Ángel Álvarez	Enrique Acevedo	Alfonso Díaz	Alejandro Blas	Gerardo Páez	Andrés López	Rafael Beltrán	Gustavo Jaramillo
	ACTIVIDAD										
Generar Acta Constitutiva	1	2	2			2					
Generar Enunciado del Alcance	1	2	2								
Crear EDT	2	3		1							
Crear Cronograma	2	3		1							
Determinar Presupuesto	2	3		1							
Calidad	2	3		1							
Contrataciones	2	3			1						
Insumos	2	3			1						
Elaborar Acta de Cierre de Contrato	3	2				1					
Construcción de Tetrápodos	2		3				1				
Construcción de Oleogasoductos	2		3				1				
Ingeniería de Perforación de Pozos	2		3					1			
Ingeniería de Terminación de Pozos	2		3					1			
Instalación de Aparejo	2		3					1			
Instalación de Árbol de Válvulas	2		3					1			
Instalación de Bombas para BEC	2		3						1		
Instalación de Cable para Suministro de Equipo BEC	2		3						1		
Intervención y Mantenimiento a Pozos	2		3						1		
Instalación de Bombas para Envío de Producción	2		3							1	
Instalación de Compresores para Envío de Producción	2		3							1	
Asegurar Producción de Pozos	2		3							1	
Supervisión y Control de Presión en Pozos	2		3							1	
Abandono de Campo	2		3								1
Aspectos Ambientales	2		3								1

RESPONSABILIDADES	
Aldo De La Cerda (Director de Proyecto)	Responsable directo de llevar a cabo el desarrollo del acta constitutiva así como la creación del enunciado del alcance del proyecto. También se encargará de colaborar en la planeación del proyecto, así como llevar a cabo la supervisión y aprobación de la misma. Supervisará las actividades técnicas relacionadas para poner en marcha la perforación de pozos hasta ponerlos en producción llegando hasta el abandono y cierre formal del proyecto.
Francisco Cadena (Gerente de Proyectos)	Encargado de supervisar la elaboración y distribución del acta constitutiva y enunciado del alcance del proyecto, supervisará la elaboración y correcto cierre del proyecto. Aprobará la elaboración de los paquetes de trabajo, cronograma, presupuesto, plan de calidad, contratación de personal calificado, y contratos con proveedores para adquisición de insumos, llevados a cabo por personal a su cargo.
Ricardo Ordoñez (Gerente Técnico)	Encargado de supervisar la elaboración y distribución del acta constitutiva y enunciado del alcance del proyecto. Aprobará diversos aspectos técnicos durante todo el ciclo de vida del campo Ek-Chuak, entre los que podemos mencionar la correcta construcción y posición de estructuras de perforación, ductos para envío de producción, diseño de perforación de pozos, terminación de pozos, instalación de equipo necesario para producción primaria, supervisión para un adecuado mantenimiento a pozos, así como asegurar el ininterrumpido envío de producción hasta el momento del abandono del campo.
Ángel Álvarez (Encargado de Control de Proyecto)	Responsable de llevar a cabo la elaboración de todos los paquetes de trabajo de la estructura de desglose del trabajo (EDT), desarrollar adecuadamente el cronograma, determinar el presupuesto del proyecto, llevar a cabo la elaboración de un plan de calidad que satisfaga al cliente y a la empresa, reportar actividades para supervisión y aprobación.
Enrique Acevedo (Encargado de Contratos y Adquisiciones)	Responsable de llevar a cabo la contratación de personal calificado, buscar las mejores opciones para adquirir o rentar maquinaria con terceros, llevar a cabo los contratos para adquirir insumos y herramienta necesaria para llevar con éxito el proyecto.
Alfonso Díaz (Encargado de Cierre)	Responsable de elaborar el acta de cierre del proyecto, además colaborará y supervisará con el equipo de trabajo asignado, a la elaboración del acta constitutiva del proyecto.
Alejandro Blas (Encargado de Estructuras)	Responsable de la correcta y adecuada construcción de estructuras de perforación de pozos, así como del posicionamiento de las mismas. Responsable de construcción de ductos con características adecuadas para envío de producción.
Gerardo Páez (Encargado de Pozos)	Responsable del correcto diseño de pozos, programa de perforación de pozos, adecuada cementación e instalación de tubería de revestimiento, instalación de aparejo de producción y empacadores, árbol de válvulas, y elaboración de informes para aprobación de actividades.
Andrés López (Encargado de Equipo BEC)	Responsable directo de todas las actividades y operaciones relacionadas con el sistema artificial de producción (SAP) elegido para este proyecto. Instalación de bombas electrocentrífugas, cableado para suministro eléctrico, y la intervención y mantenimiento a pozos.
Rafael Beltrán (Encargado de Producción)	Responsable de la elección e instalación de bombas y compresores adecuados para el envío de la producción de aceite y gas a la batería de separación. Asegurar la producción de los pozos mediante reparaciones.
Gustavo Jaramillo (Encargado de Cierre de Campo)	Responsable directo de supervisar que las condiciones de abandono de campo sean las correctas, asegurar el reacondicionamiento de la o las zonas afectadas por las actividades de exploración y explotación. Además se encargará de supervisar las actividades de explotación durante el proyecto para disminuir el impacto al medio ambiente.

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

4.3.7.- Plan de Comunicaciones

Planificar las comunicaciones es el proceso para determinar las necesidades de información de los interesados en el proyecto y para definir cómo abordar las comunicaciones. Este proceso responde a las necesidades de información y comunicación de los interesados, por ejemplo, quién necesita qué información, cuándo la necesitará, cómo le será proporcionada y por quién. Si bien todos los proyectos comparten la necesidad de comunicar información sobre éste, pero las necesidades de información y los métodos de distribución varían ampliamente en cada uno. Identificar las necesidades de información de los interesados y determinar una forma adecuada de satisfacer dichas necesidades constituyen factores importantes para el éxito del proyecto.

Un plan de comunicación permite al director del proyecto documentar el enfoque más eficaz y eficiente para comunicarse con los interesados. Una comunicación eficaz significa que la información se suministra en el formato adecuado, en el momento justo y con el impacto apropiado. Una comunicación eficiente significa proporcionar únicamente la información necesaria.

Existen diversas técnicas y herramientas propuestas por el PMI para planificar las comunicaciones, entre éstas se pueden mencionar el análisis de requisitos de comunicaciones, donde se determinan las necesidades de información de los interesados en el proyecto; tecnologías de las comunicaciones, donde los métodos van desde breves pláticas hasta prolongadas reuniones, o sencillos escritos hasta material en línea; así como modelos de comunicación y métodos de comunicación.

La herramienta que se presentará para este proyecto de explotación, será la matriz de comunicaciones, donde se ejemplifica la información que debe comunicarse, representada por la Tabla 4.6. Ésta permite llevar a cabo las comunicaciones de manera exitosa entre los participantes del proyecto, logrando así la clasificación de la información a través de las distintas etapas del proyecto.

Tabla 4.6

Matriz de Comunicación del Proyecto

Matriz de Comunicaciones							
Nombre del Proyecto: EK-CHUAK		Director de Proyecto: Aldo De la Cerda S.					
No. Proyecto: 1							
INFORMACIÓN	MOTIVO	Remitente/Destinario	Método de Comunicación	Responsabilidad		Tiempo	
				Preparación	Nivel de Detalle	Fecha Inicial	Frecuencia
Término de Acta Constitutiva	Informar a los interesados y equipo del proyecto que se ha dado inicio formal al proyecto Ek-Chuak.	Director del Proyecto/Interesados, patrocinador y equipo de proyecto.	Reunión para dar inicio formal y Escrito.	Director de Proyecto.	Alto	01/01/2013	Única Ocasión
Línea Base	Informar a los interesados y equipo del proyecto que se ha establecido un punto de referencia para comenzar la ejecución del proyecto Ek-Chuak.	Director del Proyecto y Encargado del Control del proyecto/Interesados y equipo de proyecto.	Informe Escrito.	Director de Proyecto y Encargado del control del proyecto.	Medio	21/12/2013	Semestral
Contratos	Informar al director del proyecto, gerente de proyectos y gerente técnico, que se han llevado a cabo las adquisiciones necesarias para llevar la ejecución del proyecto.	Encargado de contratos y adquisiciones/Patrocinador, Interesados, Gerente de proyectos, Director de proyecto.	Documento Digital.	Encargado de contratos y adquisiciones.	Medio	30/12/2013	Semestral
Construcción Estructuras y Ductos	Informar al director del proyecto y al gerente técnico, la finalización de construcción e instalación de estructuras y ductos.	Encargado de Estructuras/Director de proyecto y gerente técnico.	Informe Escrito.	Encargado de Estructuras.	Alto	30/12/2014	Única Ocasión
Perforación de Pozos	Dar inicio formal a la perforación de pozos e informar de estas actividades al director del proyecto y al gerente técnico.	Encargado de Pozos/Director de proyecto y gerente técnico.	Informe Escrito.	Encargado de Ingeniería de Perforación.	Alto	01/01/2015	Bimestral
Terminación de Pozos	Informar al gerente técnico y al director del proyecto las actividades de terminación de pozos.	Encargado de Pozos/Director de proyecto y gerente técnico.	Informe Escrito.	Encargado de Ingeniería de Perforación.	Medio	02/03/2015	Bimestral
Aparejo y Árbol de Válvulas	Informar al gerente técnico y al director del proyecto que los pozos en su totalidad han quedado listos para producción.	Encargado de Ingeniería de Perforación/Director de proyecto y gerente técnico.	Reunión y Escrito.	Encargado de Ingeniería de Perforación.	Bajo	28/11/2015	Única Ocasión

SAP	Informar al gerente técnico y al director del proyecto que los pozos en su totalidad han quedado instalados con equipo (BEC).	Encargado del Equipo (BEC)/Director de proyecto y gerente técnico.	Escrito.	Encargado del Equipo (BEC).	Medio	28/11/2015	Única Ocasión
Producción de Pozos	Informar al gerente técnico, al director del proyecto, interesados y patrocinador, que los pozos en su totalidad han resultado productores, entregando la producción acordada de aceite y gas.	Encargado de Producción/Director de proyecto, gerente técnico, patrocinador e interesados.	Reunión y Escrito.	Encargado de Producción	Alto	30/12/2015	Única Ocasión
Envío de Producción	Informar al gerente técnico y al director del proyecto, que la producción de aceite y gas está siendo enviada satisfactoriamente a la batería de separación.	Encargado de Producción/Director de proyecto, gerente técnico.	Documento Digital.	Encargado de Producción	Medio	01/12/2016	Mensual
Abandono de Campo	Informar al gerente técnico, al gerente de proyectos, al director del proyecto, interesados y patrocinador, que el campo Ek-Chuak ha llegado a su etapa de declinación máxima y es momento del abandono del campo.	Encargado del Cierre de Campo/ Gerente técnico, gerente de proyectos, director del proyecto, interesados y patrocinador.	Reunión y Escrito	Encargado de Producción	Alto	01/01/2034	Única Ocasión
Cierre de Contrato	Informar al gerente técnico, al gerente de proyectos, al director del proyecto, interesados y patrocinador, el cierre formal del campo Ek-Chuak.	Director del Proyecto/Interesados, patrocinador y equipo de proyecto.	Reunión para dar cierre formal y Escrito.	Director de Proyecto.	Alto	01/03/2034	Única Ocasión

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

4.3.8.- Plan de Administración de Riesgos

El cumplimiento de los objetivos en ambientes complejos requiere de una efectiva administración de riesgos. La administración de riesgos se utiliza como un sistema de advertencia sobre problemas que tienen que ser tratados. Los riesgos pueden ser identificados antes de que el proyecto comience o durante el curso del mismo. Una vez identificados y evaluados pueden ser priorizados.

Es importante recordar que la administración de riesgo según el PMI, implica la aplicación de procesos y procedimientos a las tareas del proyecto, para la identificación, el análisis, la evaluación, el tratamiento y el monitoreo del riesgo.

Se procede ahora a presentar la Tabla 4.7, que muestra la lista de riesgos identificados durante la definición del proyecto Ek-Chuak y que pueden presentarse durante el mismo, la lista se elaboró con ayuda de la técnica brainstorming, una de las técnicas propuestas por el PMI, aunque también puede ser utilizada o complementada con técnicas como la Delphi o el análisis FODA, y que pueden ocurrir durante la etapa de ejecución del proyecto, éstos son:

Tabla 4.7
Lista de Riesgos Identificados

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	
1.- Mal diseño de estructuras	41.- Falla en pruebas de presión
2.- Mala elección de SAP	42.- Tiempo extra para perforación
3.- Diámetro inapropiado de ductos	43.- Falla en los preventores
4.- Longitud inadecuada de ductos	44.- Mal diseño del BHA
5.- Mal posicionamiento de estructuras	45.- Mala elección del Drill Collar
6.- Mal ubicación de ductos	46.- Mala elección de la TP
7.- Descontrol de pozos	47.- Mala elección de Barrena
8.- Mal diseño del lodo de perforación	48.- Mala elección de la Tubería Pesada
9.- Mal diseño de fluido de terminación	49.- Falla en el malacate
10.- Mal diseño de disparos	50.- Falla en equipos marinos
11.- Mal diseño del cemento	51.- Presencia de cuerpos salinos
12.- Mala elección de TR	52.- Mala interpretación de registros geo.
13.- Mal diseño de sarta de perforación	53.- Mala interpretación de registros prod.
14.- Aparejo de producción inadecuado	54.- Falla en sonda de registros
15.- Mala elección de empacadores	55.- Mala técnica de núcleo
16.- Falla en el sistema de circulación	56.- Oleaje fuerte
17.- Falla en el sistema de potencia	57.- Exposición de capital
18.- Falla en el sistema de izaje	58.- Falla en sistema de enfriamiento
19.- Falla en el sistema de rotación	59.- Mala simulación de yacimientos
20.- Falla en el sistema de prevención	60.- Falla en válvula de tormenta
21.- Falla en el quemador	61.- Corrosión de plataforma
22.- Mal diseño de pozos	62.- Tubería corroída
23.- Brote de gas	63.- Mal diseño de batería de separación
24.- Falla en los desarenadores	64.- Falla en mesa rotaria
25.- Falla en los desarcilladores	65.- Falla en top drive
26.- Ataque de tubería	66.- Fuga de H2S
27.- Colapso de tubería	67.- Mal cálculo por efecto de flotación
28.- Estallamiento de tubería	68.- Reventón
29.- Buckling en tubería	69.- Problemas legales
30.- Falla de bombas electrocentrífugas	70.- Tormenta eléctrica
31.- Falla de cableado	71.- Explosión por gas
32.- Falla en válvula maestra	72.- Mal cálculo de gradiente de fractura
33.- Falla de compresores	73.- Mal cálculo de presión de poro
34.- Mala elección de bombas	74.- Corrosión por arena
35.- Disparos en intervalo no productor	75.- Arenación en pozo
36.- Paro de operaciones por mal tiempo	76.- Producción excesiva de agua
37.- Paro de operaciones por accidente	77.- Mala evaluación del proyecto
38.- Producción inicial no acordada	78.- Falla con las normas de seguridad
39.- Entrega a destiempo de insumos	79.- Mala estimación del perfil de prod.
40.- Declinación prematura del campo	80.- Retraso en los permisos de trabajo

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Es necesario ahora, realizar un análisis cualitativo de los riesgos identificados, es decir, transformar los riesgos detectados en información que el equipo del proyecto puede utilizar para tomar decisiones relacionadas con la asignación de prioridades.

El análisis cualitativo del riesgo es efectivo en la categorización o filtrado de riesgos para determinar si tienen o no que ser planificados y que acciones correctivas deben tomarse en caso de ser necesario. El análisis de riesgo cualitativo examina y prioriza los riesgos basado en su probabilidad de ocurrencia y en el impacto para el proyecto si el riesgo ocurre. Es muy efectivo para hacer un ranking por prioridad cuando tenemos poco tiempo para evaluar los riesgos antes de que sucedan.

Si se dispone de información histórica o experiencia, se asigna un porcentaje de probabilidad al riesgo para ocurrencia e impacto. Si esto no es posible lo que se hace es asignar valores de probabilidad del tipo: “Muy Bajo”, “Bajo”, “Medio”, “Alto” o “Muy Alto” como se muestra en la Tabla 4.8, que ilustra la evaluación cualitativa del proyecto Ek-Chuak.

Tabla 4.8
Análisis Cualitativo del Proyecto

CALIFICACIÓN	Muy Bajo (1)			Bajo (2)			Medio (3)			Alto (4)			Muy Alto (5)		
# Riesgo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Impacto	5	3	4	5	4	3	4	5	3	3	4	4	3	3	
Probabilidad	1	2	3	1	3	4	4	3	3	2	3	1	2	2	
# Riesgo	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Impacto	2	3	3	3	4	4	4	3	5	2	2	3	4	4	
Probabilidad	3	1	1	1	1	1	2	3	5	3	3	4	2	2	
# Riesgo	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	
Impacto	3	2	2	4	3	2	1	3	3	2	4	5	1	4	
Probabilidad	2	1	2	3	3	2	2	4	1	2	2	2	1	4	
# Riesgo	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	
Impacto	5	3	3	4	4	4	3	5	3	3	3	3	1	3	
Probabilidad	2	1	2	2	2	2	1	2	4	2	2	1	1	3	
# Riesgo	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	
Impacto	5	4	4	5	3	5	5	3	3	5	3	5	3	3	
Probabilidad	2	2	2	2	5	4	2	2	2	4	1	2	1	3	
# Riesgo	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80					
Impacto	5	4	4	4	3	4	4	4	2	4					
Probabilidad	2	1	1	3	2	2	2	2	2	1					

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Posteriormente, es necesario llevar a cabo un análisis de riesgo cuantitativo, éste es realizado sobre los riesgos que ya fueron priorizados durante el proceso de análisis de riesgo cualitativo. Éste analiza el efecto de los riesgos y les asigna una valuación numérica, para posteriormente poder llevar a cabo la respuesta, el monitoreo y control del mismo, con técnicas y herramientas como:

- Entrevistas.
- Distribuciones de probabilidad.
- Análisis de sensibilidad.
- Análisis del valor monetario esperado.
- Modelado y simulación.
- Juicio de expertos.

Por último es requerido llevar a cabo la estrategia de respuesta al riesgo, en este proceso se desarrollan opciones y acciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos del proyecto. Existen varias estrategias de respuesta a los riesgos. Para cada riesgo, se debe seleccionar la estrategia o la combinación de estrategias con mayor probabilidad de eficacia. Las herramientas de análisis de riesgos, tales como el análisis mediante árbol de decisiones, pueden utilizarse para seleccionar las respuestas más apropiadas. Se desarrollan acciones específicas para implementar esa estrategia, incluyendo estrategias principales y de refuerzo, según sea necesario. [PMBOK®, 2009]

Las siguientes estrategias, abordan normalmente las amenazas o los riesgos que pueden tener impactos negativos sobre los objetivos del proyecto en caso de ocurrir. Éstas son:

- Evitar. Evitar el riesgo implica cambiar el plan para la dirección del proyecto, a fin de eliminar por completo la amenaza. El director del proyecto también puede aislar los objetivos del proyecto del impacto de los riesgos o cambiar el objetivo que se encuentra amenazado.
- Transferir. Esta estrategia requiere trasladar a un tercero todo o parte del impacto negativo de una amenaza, junto con la propiedad de la respuesta. La transferencia de un riesgo simplemente confiere a una tercera persona la responsabilidad de su administración; no lo elimina.
- Mitigar. Mitigar el riesgo implica reducir a un umbral aceptable la probabilidad y/o el impacto de un evento adverso. Adoptar acciones tempranas para reducir la probabilidad de ocurrencia de un riesgo y/o su impacto sobre el proyecto, a menudo es más efectivo que tratar de reparar el daño después de ocurrido el riesgo. Cuando no es posible reducir la probabilidad, una respuesta de mitigación puede abordar el impacto del riesgo, dirigiéndose a los vínculos que determinan su severidad.
- Aceptar. Esta estrategia se adopta debido a que rara vez es posible eliminar todas las amenazas de un proyecto. Esta estrategia indica que el equipo del proyecto ha decidido no cambiar el plan para la dirección del proyecto para hacer frente a un riesgo, o no ha podido identificar ninguna otra estrategia de respuesta adecuada. Esta estrategia puede ser pasiva o activa.

Es muy importante realizar un monitoreo continuo de los riesgos, principalmente en proyectos largos y dinámicos. Esto permite que nuevos riesgos puedan ser detectados y administrados y que las estrategias de respuesta sean implementadas de forma progresiva y a tiempo.

4.3.9.- Plan de Adquisiciones

La administración de las adquisiciones del proyecto incluye los procesos de compra o adquisición de los productos, servicios o resultados que es necesario obtener fuera del equipo del proyecto. Planificarlas, consiste en documentar las decisiones de compra para el proyecto, especificar la forma de hacerlo e identificar posibles vendedores.

Al desarrollar el plan de adquisiciones se debe incluir y contemplar todos los recursos así como los servicios que serán requeridos para proceder con el proyecto de explotación. Por esa razón se debe contar con información elaborada por aquellas áreas encargadas del diseño de estructuras, diseño de pozos de desarrollo, infraestructura superficial para envío y almacenamiento de crudo y gas.

El PMI propone diversas herramientas y técnicas para llevar a cabo el desarrollo del plan de adquisiciones, éstas son:

- **Análisis de hacer o comprar:** Es una técnica utilizada para determinar si un trabajo particular puede ser realizado por el equipo del proyecto o debe ser adquirido a fuentes externas. Cabe mencionar que las restricciones al presupuesto influirán en la decisión de hacer o comprar o incluso rentar.
- **Juicio de expertos:** Como su nombre lo indica, un grupo de técnicos expertos evaluarán las propuestas de los vendedores para desarrollar o modificar los criterios sobre comprar, hacer o rentar.

Cabe mencionar que el riesgo compartido entre el comprador y el vendedor está determinado por el tipo de contrato, por lo que es exigido determinar cuál se llevará a cabo y que éste sea el más conveniente para el proyecto. Para el proyecto Ek-Chuak y de acuerdo a las actividades de explotación del mismo, se propone una matriz de adquisiciones, misma que ilustra la Tabla 4.9 y que ejemplifica este proceso.

**Tabla 4.9
Matriz de Adquisiciones del Proyecto Ek-Chuak**

Matriz de Adquisiciones					
Nombre de Proyecto:	EK-CHUAK	Director de Proyecto:	Aldo De La Cerda.		
No. Proyecto	1				
Producto o Entregable	Descripción	Modalidad de Adquisición	Fechas Estimadas		Presupuesto Estimado (MM\$)
			Inicio	Entrega	
Plataforma tipo Tetrápodo	Adquirir una plataforma de perforación tipo tetrápodo para perforación de 6 pozos verticales.	Licitación Pública.	01/01/2014	31/12/2014	400
Plataforma tipo Tetrápodo	Adquirir una plataforma de perforación tipo tetrápodo para perforación de 6 pozos verticales.	Licitación Pública.	01/01/2014	31/12/2014	400
Oleogasoducto de 10 km	Comprar un oleogasoducto de 10 km para envío de producción de aceite y gas a batería de separación.	Licitación Pública.	30/06/2014	28/02/2015	25
Oleogasoducto de 10 km	Comprar un oleogasoducto de 10 km para envío de producción de aceite y gas a batería de separación.	Licitación Pública.	30/06/2014	28/02/2015	25
Equipos de perforación y herramientas	Adquirir equipo y herramienta para lograr la perforación de pozos. Entre éstas podemos mencionar: Barrenas tricónicas, Estabilizadores, Tubo Kelly, Motor de fondo, cuñas, preventores, etc.	Adjudicación Directa.	20/11/2014	05/12/2014	500
Bombas para equipo BEC	Adquirir Bombas electrocentrifugas para el equipo BEC en 12 pozos.	Adjudicación Directa.	21/11/2014	06/12/2014	50
Fluido de perforación	Adquirir Arcillas especializadas para elaborar fluido perforación.	Adjudicación Directa.	23/11/2014	07/12/2014	15
Fluido de terminación	Adquirir material adecuado para elaborar fluido de terminación.	Adjudicación Directa.	10/01/2015	30/01/2015	20
Transporte	Rentar transporte terrestre, marino y aéreo para insumos, personal y herramientas.	Licitación Pública.	15/11/2014	30/11/2014	50
Cementación	Adquirir Cabezales de cementación, aditivos para cemento, cemento, para lograr la cementación de pozos.	Adjudicación Directa.	20/12/2014	01/01/2015	10
Tubería	Rentar Tubería pesada, Tubería de perforación, Lastrabarrenas, Tubería de Revestimiento, Tubería de producción.	Adjudicación Directa.	01/11/2014	03/12/2014	100
Cable de equipo BEC	Adquirir cable para suministro eléctrico del equipo BEC.	Licitación Pública.	21/11/2014	06/12/2014	10
Herramientas de Producción	Adquirir los cabezales, bolas colgadoras, y árboles de válvulas para la producción de pozos.	Adjudicación Directa.	01/01/2015	30/01/2015	50
Total					\$ 1,655.00

Fuente: Elaboración Propia en MS Excel 2010.

Posterior a la planificación del proyecto e incluso antes de que ésta termine, aunque no aplica para el proyecto debido a su carácter ideal e ilustrativo, comienzan los procesos de ejecución del mismo, éstos serán llevados a cabo para completar el trabajo definido en los procesos de planeación.

Durante todo el CVP, se deben de llevar a cabo los procesos de seguimiento y control, tal y como se mostró en el capítulo anterior, éstos son llevados a cabo para observar la ejecución del proyecto, con el propósito de que se puedan identificar posibles problemas y tomar medidas necesarias para corregirlos a tiempo así como llevar un control de la ejecución del proyecto. Un seguimiento continuo, proporcionará al equipo del proyecto la noción sobre el estado del proyecto y resaltaré las áreas que requieran atención especial.

Por último deben llevarse a cabo los procesos de cierre del proyecto, mismos con los que se pretende finalizar formalmente el proyecto o fase, tanto en lo relativo a la terminación de los productos entregables y su aceptación por el cliente, la documentación del proyecto, como el finiquito desde el punto de vista legal de los contratos.

CONCLUSIONES

- A pesar de que aún quedan reservas de petróleo, tanto en México como a nivel mundial, el agotamiento de éstas es inminente e inevitable, es por esa razón que se debe invertir en más proyectos de exploración para tratar de maximizar el valor de las reservas.
- El petróleo fácil se ha terminado, la extracción de reservas cada vez es más compleja, y para lograr maximizar el valor de éstas, es necesario que tanto los proyectos de exploración como de explotación, sean administrados más eficientemente y con las mejores prácticas tal y como las propone el PMI.
- Este tipo de proyectos son de gran envergadura y con amplios recursos humanos, técnicos y financieros, es por eso que se propone la utilización de mejores prácticas como lo es la Administración de Proyectos, no sólo para maximizar reservas, también para una planificación adecuada y eficiente.
- La aplicación de los estándares del PMI y sus grupos de procesos a proyectos petroleros es de suma importancia, ya que permitirá optimizar el ciclo de vida del proyecto e implementar las mejores prácticas y técnicas que permitan reducir el riesgo e incrementar la rentabilidad del mismo.
- En general, llevar a cabo los grupos de procesos para la Administración de Proyectos y las áreas del conocimiento, son vitales para una administración satisfactoria, pues permiten la integración de éstos a un nivel de detalle que llevará al mismo hacia el éxito y minimizando el impacto en sus objetivos.
- Sería complejo abarcar todas las áreas del conocimiento, integradas con los grupos de procesos a un nivel de detalle amplio para el proyecto presentado en esta tesis, pues primero hay que generar experiencia en el ámbito laboral para posteriormente adquirir habilidad y aplicar adecuadamente estas prácticas a un proyecto real.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la implementación de estas prácticas en la dirección de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en empresas de tipo público o privado, pues está demostrado a nivel mundial que aumenta la probabilidad de éxito así como la rentabilidad de éstos.
- Así mismo se recomienda que la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M. incorpore en su plan de estudios de la carrera de ingeniería petrolera, una materia extra acerca de la dirección de proyectos, donde se vea a fondo metodologías como FEL o guías como el PMBOK® para que los alumnos tengan una mayor noción sobre estas prácticas y puedan aplicarlas en su vida laboral.
- Las mejores prácticas como lo son las del PMI, no son una receta exacta que deban seguirse al pie de la letra, deben adecuarse a las necesidades de cada proyecto, pues todos son diferentes y están enfocados a un servicio o producto único, pero sin duda facilitarán la planificación del mismo, así como su desarrollo y cierre exitoso.

GLOSARIO

ACTA CONSTITUTIVA: Documento emitido por el iniciador o patrocinador del proyecto que autoriza formalmente la existencia del proyecto, y le confiere al director de proyectos la autoridad para aplicar los recursos de la organización a las actividades del proyecto.

ACTIVIDAD: Un componente del trabajo realizado en el transcurso de un proyecto.

ACTIVO: Conjunto de todos los bienes y derechos con valor monetario que son propiedad de una empresa, institución o individuo, y que se reflejan en su contabilidad.

ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS: La aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a actividades del proyecto para cumplir con los requisitos del mismo.

ALCANCE DEL PROYECTO: El trabajo que debe realizarse para entregar un producto, servicio o resultado con las funciones y características especificadas.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: Conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas que determinan las características particulares de un sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes. Se clasifican en: Ambientes continentales, ambientes de transición y ambientes marinos.

ANÁLISIS DE RIESGO: Es una técnica que identifica y evalúa los problemas producidos por la realización de actividades peligrosas. Puede utilizarse para comparar tecnologías, para reducir riesgos y determinar acciones de mitigación, para localizar instalaciones potencialmente peligrosas, para selección de prioridades entre las posibles alternativas de acciones correctivas, entre otras.

ÁRBOL DE DECISIÓN: Es un método analítico que provee unas herramientas para analizar situaciones donde hay que tomar decisiones bajo riesgo. Este método nos ayuda a tomar la mejor decisión posible. Es una estructura en forma de árbol que representa un conjunto de decisiones. La técnica de árbol de decisión puede ser utilizada para evaluar el riesgo en la perspectiva correcta, determinar sensibilidades y el margen de los resultados.

ÁRBOL DE VÁLVULAS: Conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción.

BALANCE DE MATERIA: El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el petróleo recuperable.

LLUVIA DE IDEAS (BRAINSTORMING): Una técnica general de recolección de datos y creatividad que puede usarse para identificar los riesgos, ideas o soluciones a incidentes mediante el uso de un grupo de miembros del equipo o expertos en el tema.

CALENDARIO DEL PROYECTO: Un calendario de días o turnos laborales que establece las fechas en las cuales se realizan las actividades del cronograma, y de días no laborales que determina las fechas en las cuales no se realizan las actividades del cronograma. Habitualmente define los días festivos, los fines de semana y los horarios de los turnos.

CALIDAD: El grado en el que un conjunto de características inherentes satisface los requisitos.

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS: Consiste en generar un modelo geológico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA: Se define como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento, a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo entre otros elementos.

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA: Consiste en la generación de un modelo estático inicial basado en información previa estática. Esta información se consigue a partir de la interpretación de datos sísmicos 2D y 3D, registro de pozos, pruebas de laboratorio, análisis de núcleos, entre otros.

CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO: Es el concepto de reconocer que existen actividades relativamente estandarizadas que definen el movimiento desde la iniciación hasta la terminación. Una metodología formal CVP consiste en una lista de tareas estándares (plantilla), puntos de verificación de calidad y directrices financieras, así como estándares y procedimientos para el desarrollo de proyectos.

CONTINGENCIA: Provisión de fondos en el plan para la dirección del proyecto para mitigar riesgos del cronograma y/o costos. Se utiliza a menudo con un modificador (p.ej., reserva de gestión, reserva para contingencias) con el objetivo de proporcionar más detalles sobre qué tipos de riesgos se pretende mitigar.

CONTROLAR: Comparar el desempeño real con el desempeño planificado, analizar las variaciones, calcular las tendencias para realizar mejoras en los procesos, evaluar las alternativas posibles y recomendar las acciones correctivas apropiadas según sea necesario.

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN: Aquellos criterios, incluidos los requisitos de desempeño y condiciones esenciales, que deben cumplirse antes de que se acepten los entregables del proyecto.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO: Las fechas planificadas para realizar las actividades del cronograma y las fechas planificadas para cumplir los hitos del cronograma.

CURVAS DE DECLINACIÓN: Consiste en la extrapolación del comportamiento de producción y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión.

DIAGRAMA DE GANTT: Representación gráfica de información relativa al cronograma. En el típico diagrama de barras, las actividades del cronograma o los componentes de la estructura de desglose del trabajo se enumeran en la parte izquierda del diagrama, los datos se presentan en la parte superior y la duración de las actividades se muestra como barras horizontales ubicadas según fecha.

DIRECTOR DEL PROYECTO: La persona nombrada por la organización ejecutante para lograr los objetivos del proyecto. También conocido como: Administrador del Proyecto; Gerente de Proyectos; o Gerente del Proyecto.

ELIMINADORES: Dispositivos utilizados para eliminar los líquidos de una corriente de gas a alta presión

ENTREGABLE: Cualquier producto, resultado o capacidad de prestar un servicio único y verificable que debe producirse para terminar un proceso, una fase o un proyecto.

ESTIMADO: Una evaluación cuantitativa del monto o resultado probable. Habitualmente se aplica a los costos, recursos, esfuerzo y duraciones de los proyectos y normalmente está precedido por un calificador (p.ej., preliminar, conceptual, de factibilidad, de orden de magnitud, definitiva). Siempre debería incluir alguna indicación de exactitud (p.ej., $\pm x$ por ciento).

ESTIMADOS DE COSTOS: Éstos representan únicamente una tentativa en la anticipación de los costos reales y están sujetos a rectificaciones a medida que se comparan con los mismos. El grado de precisión de estos estimados de costo está relacionado con el nivel o grado de información disponible en cada Fase. La clasificación dada a estos estimados es la siguiente:

- Clase V: Es el de menor grado de precisión, ya que realiza en la Fase de Visualización, cuando se dispone de información poco precisa. Se elabora con base en curvas de costo de proyectos similares, datos de análogos, experiencia de expertos, etc.
- Clase IV: Aunque se dispone de alguna información adicional, este estimado, que se utiliza en la Fase de Conceptualización, es de baja precisión. Las técnicas que se utilizan para su elaboración son también factores y curvas de proyectos similares u análogos, pero ahora con información técnica y estadística más precisa.
- Clase III: Es un estimado con más precisión que el anterior, ya que contiene costo de algunos elementos, por ejemplo de equipos mayores, provenientes de consultas formales o cotizaciones preliminares. Generalmente se utiliza durante el desarrollo de la Fase de Definición, para obtener autorizaciones anticipadas para iniciar procura temprana.
- Clase II: Es un estimado de mayor precisión, producto del desarrollo completo de la Ingeniería Básica o diseño básico (de pozos, infraestructura o métodos de desarrollo del yacimiento). Se elabora con base en especificaciones técnicas, estrategia de ejecución y de contratación detallada y cotizaciones firmes de equipos mayores. Se utiliza para solicitud firme de autorización de presupuesto para ejecución y par licitación de obras bajo la modalidad de IPC (el contratista elabora la Ingeniería de detalle, procura y construcción de las obras).
- Clase I: Es el estimado de mayor grado de precisión, y se elabora con la Ingeniería de detalle completa. La metodología que se utiliza es el cálculo detallado de recursos, con base en cómputos métricos y precios unitarios precisos. Se utiliza regularmente para la contratación de obras y servicios (Infraestructura, pozos, servicios especializados, etc.), donde la ingeniería de detalle ha sido realizada por el cliente.

FACTOR DE RECUPERACIÓN: Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo. La forma de calcular el FR a la fecha de cálculo es la siguiente: Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha, dividido entre el volumen original de aceite o gas en el yacimiento.

GASTO: En el contexto del proyecto, significa toda erogación de dinero destinada al sostenimiento de las operaciones, durante la vida útil del mismo, excepto las erogaciones consideradas como Inversión.

GRAVIMETRÍA: Consiste en la medición muy precisa de la aceleración de la gravedad en distintos puntos, registrando variaciones anómalas de dicha aceleración, que pueden suponer cambios bruscos en la densidad de un terreno.

INSUMO: Es todo aquello disponible para el uso y el desarrollo de la vida humana, desde lo que encontramos en la naturaleza, hasta lo que creamos nosotros mismos, es decir la materia prima de una cosa. En general los insumos pierden sus propiedades y características para transformarse y formar parte del producto final.

INVERSIÓN: Todas las erogaciones destinadas a la dotación de activos, incluyendo las efectuadas para recuperar o aumentar la capacidad original y/o alargar la vida útil de activos existentes.

LÍNEA BASE: Un plan aprobado para un proyecto con los cambios aprobados. Se compara con el desempeño real para determinar si el desempeño se encuentra dentro de umbrales de variación aceptables. Por lo general, se refiere al punto de referencia actual, pero también puede referirse al punto de referencia original o a algún otro punto de referencia. Generalmente, se utiliza con un modificador (p.ej., línea base del desempeño de costos, línea base del cronograma, línea base para la medición del desempeño, línea base técnica).

MAGNETOMETRÍA: Método aplicado en el sector petrolero para medir anomalías y variaciones de la intensidad magnética de las rocas sedimentarias subyacentes.

MATRIZ DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES: Estructura que relaciona la estructura de desglose de la organización con la estructura de desglose del trabajo para ayudar a garantizar que cada componente del alcance del proyecto se asigne a una persona o equipo.

MÉTODO VOLUMÉTRICO: Éste se basa en la información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos y del análisis del fluido de donde se determina el factor volumétrico del petróleo.

ORGANIGRAMA DEL PROYECTO: Documento que representa gráficamente a los miembros del equipo del proyecto y sus interrelaciones para un proyecto específico.

PATROCINADOR: Persona o grupo de personas que ofrece recursos financieros, monetarios o en especie, para el proyecto.

PORTAFOLIO: Un conjunto de proyectos o programas y otros trabajos que se han agrupado para facilitar la gestión eficiente de ese trabajo, a fin de cumplir con los objetivos estratégicos de negocio. Los proyectos o programas del portafolio no son necesariamente interdependientes ni están directamente relacionados.

POZO FLUYENTE: Un Pozo fluyente puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales y descarga, estrangulador y el separador, con la energía propia del yacimiento.

PRESIÓN DE ABANDONO: Es la presión a la cual se debe abandonar un yacimiento, ya que su explotación a presiones inferiores no es rentable.

PRESUPUESTO: La estimación aprobada para el proyecto o cualquier otro componente de la estructura de desglose del trabajo u otra actividad del cronograma.

PROGRAMA: Un grupo de proyectos relacionados cuya gestión se realiza de manera coordinada para obtener beneficios y control, que no se obtendrían si se gestionaran en forma individual. Los programas pueden incluir elementos de trabajo relacionados que están fuera del alcance de los proyectos diferenciados del programa.

PROYECTO: Es un esfuerzo temporal llevado a cabo para crear un bien o servicio para cumplir un objetivo bajo restricciones de calidad, costo y tiempo.

RECURSO: Recursos humanos especializados (disciplinas específicas, ya sea en forma individual, o en equipos o grupos), equipos, servicios, suministros, materias primas, materiales, presupuestos o fondos.

RESERVA: Las reservas de hidrocarburos pueden ser definidas como la cantidad de petróleo y gas atrapado debajo de la superficie terrestre y que pueden ser recuperables bajo las condiciones técnicas y económicas prevalecientes.

RIESGO: Contingencia o proximidad de un daño. Posibilidad de sufrir un daño por la exposición a un peligro. Situación o circunstancia con probabilidad de ocurrencia que, de presentarse, puede afectar la seguridad, el ambiente o el cumplimiento de planes y compromisos.

ROL: Una función definida que debe realizar un miembro del equipo del proyecto, como supervisar, evaluar, archivar, etc.

SEDIMENTO: Se dice que es el material en transporte (suspensión, solución, tracción o saltación) o recientemente depositado, tiene fundamentalmente un significado dinámico, de material en movimiento que no ha llegado a lograr su estabilidad física completa.

SEPARADOR: Equipo utilizado para separar corrientes de aceite y gas provenientes de los pozos.

SIMULACIÓN NUMÉRICA: Consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.

SÍSMICA: Método que se basa en la medición del tiempo de viaje de las ondas refractadas o reflejadas críticamente en las interfaces entre las capas con diferentes propiedades físicas; fundamentalmente por contraste entre impedancias acústicas.

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN: Sistema que se encarga de aligerar la presión hidrostática en el pozo, causada por los mismos fluidos del yacimiento cuando éste deja de ser fluyente.

SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN: Un Sistema Integral de Producción, es el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, enviándoles a las instalaciones de almacenamiento y comercialización. Los elementos que lo conforman son:

- Yacimiento.
- Pozo.
- Tubería de descarga.
- Estrangulador.
- Separadores y equipo de procesamiento.
- Tanque de almacenamiento.

SISTEMA PETROLERO: Sistema natural que abarca todos los elementos necesarios para que exista una acumulación de hidrocarburos, consta de:

- Roca generadora.
- Roca almacenadora.
- Trampa.
- Sello.
- Migración.
- Sincronía.

INTERESADOS (STAKEHOLDERS): Personas y organizaciones como clientes, patrocinadores, organización ejecutante y el público, involucrados activamente con el proyecto, o cuyos intereses pueden verse afectados de manera positiva o negativa por la ejecución o conclusión del proyecto. También pueden influir sobre el proyecto y sus entregables.

STATEMENT OF WORK (SOW): Una descripción narrativa de los productos, servicios o resultados que deben suministrarse.

SUPUESTOS: Las premisas son factores que, para los propósitos de la planificación, se consideran verdaderos, reales o ciertos, sin necesidad de contar con evidencia o demostración. También conocido como: Asunciones; Suposiciones; o Premisas.

WORK BREAKDOWN STRUCTURE (WBS): Una descomposición jerárquica orientada al entregable relativa al trabajo que será ejecutado por el equipo del proyecto para lograr los objetivos del proyecto y crear los entregables requeridos. Organiza y define el alcance total del proyecto.

YACIMIENTO: Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden tener características muy diferentes unos de otros, para su mejor estudio se han determinado los principales factores que afectan su comportamiento y en base a ello podemos hablar de clasificaciones de acuerdo a:

- Tipo de roca almacenadora.
- Tipo de trampa.
- Fluidos almacenados.
- Presión original del yacimiento.
- Empuje predominante.
- Diagrama de fases.

BIBLIOGRAFÍA

- Rodríguez Padilla, Víctor, 100 años de Petróleo en México, Fascículos Coleccionables, Petróleo, Electricidad y Revolución, México 2010.
- BP, Statistical Review of World Energy, June 2012.
- Prospectiva de Petróleo Crudo, 2012 – 2026, SENER, México 2012.
- Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1° de Enero de 2012, PEMEX.
- Villamar, Manuel Juan, Apuntes de Caracterización Estática de Yacimientos.
- Rodríguez Nieto, Rafael, Apuntes de Comportamiento de Yacimientos.
- Carranza Dumón, Fabián, Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada.
- El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. IOR-EOR. México, CNH.
- Abdus Satter & Ganesh Thakur, Integrated Petroleum Reservoir Management.
- R. Max Wideman, The future of project Management, Vancouver Canada, 2001.
- J. A. Vega Díaz, Estado y Tendencia de la Administración de Proyectos en México, UDLA, 2004.
- Kerzner, Harold, Project Management: A Systems Approach to planning, Scheduling and Controlling, 2001.
- PMI, Project Management Institute, A guide to the project management body of knowledge, 4th edition, 2004.
- Franco Hernández, Gaspar, Apuntes Materia Administración Integral de Yacimientos.
- Castro Chávez, Ignacio, Apuntes Materia Evaluación de Proyectos en Ciencias de la Tierra.

- Planificación de Proyectos, Carpeta Curso ITAM.
- Herramientas de Administración de Proyectos, Carpeta Curso ITAM.
- Taylor, James, Managing Information Technology Projects: Applying Project Management Strategies to Software, Hardware and Integration Initiatives. 2004.
- Manso, Fabio A., Administración de Proyectos, Gestión de Alcance, Tiempo, Calidad y Riesgo, Argentina, 2006.
- Monterrubio Tejadilla Ricardo A., Administración Integral y Mejores Prácticas en el Desarrollo de Proyectos de Explotación.
- www.pmi.org
- www.pemex.com
- www.cnh.gob.mx