



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ADMINISTRACIÓN INTEGRAL Y MEJORES PRÁCTICAS EN
EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN”**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

RICARDO ANDRÉ MONTEERRUBIO TEJADILLA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GASPAR FRANCO HERNANDEZ



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

MAYO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DESIGNACIÓN DE SINODALES DE EXAMEN PROFESIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS	<i>[Signature]</i> Abr/1/13
Vocal:	ING. GASPAR FRANCO HERNANDEZ	<i>[Signature]</i> 26/Mar/2013
Secretario:	DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FEREZ	<i>[Signature]</i> 6/Abr/13
1er Suplente:	M.C. ULISES NERI FLORES	<i>[Signature]</i> 26/Mar/13
2o suplente:	ING. LEONARDO MENESES LARIOS	<i>[Signature]</i> 26/Mar/2013 <i>[Signature]</i>

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: MONTERRUBIO TEJADILLA RICARDO ANDRE, registrado con número de cuenta 301079484 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir del momento en que ustedes acusen recibo de esta notificación. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 20 de Febrero de 2013.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

[Signature]
DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-1
ICH
[Signature]

ACEPTACION DE TRABAJO ESCRITO



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

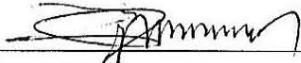
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **MONTEERRUBIO TEJADILLA RICARDO ANDRE**, registrado con número de cuenta 301079484 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

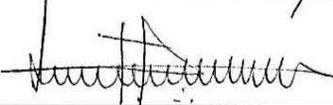
Atentamente,



ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 24/4/13



ING. GASPAR FRANCO HERNANDEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/04/2013



DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FEREZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/04/13



M.C. ULISES NERI FLORES
FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/04/13



ING. LEONARDO MENESES LARIOS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/04/2013

FECHA DE EMISIÓN : 08 de Abril de 2013

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

Dra. Bertha Alicia Tejadilla Amaya. Porque con tu gran esfuerzo has logrado inculcar en mí la educación y formación como persona, otorgarme estudios y darme libertad de decisión para encontrar mi propio camino, pero sobre todo por el amor, comprensión y la bella vida que me has dado. Muchas gracias mamá.

Ing. Eusebio Monterrubio Hernández. A pesar del tiempo transcurrido me has brindado un enorme apoyo y consejo para alcanzar mis metas universitarias y sobre todo por la confianza y el cariño mostrados durante estos últimos años. Muchas gracias papá.

A mis hermanos:

Ángel. El mayor ejemplo de actitud, decisión y fortaleza para seguir adelante a pesar de los obstáculos que se puedan presentar.

Karen. Aún con la distancia, has estado conmigo a través de los años y agradezco tus buenos deseos siempre que nos vemos.

A mi familia, primos y tíos que han estado al tanto durante mi progreso a lo largo de la carrera y durante el tiempo en que realice este trabajo.

Al Ing. Gaspar Franco Hernández. Mi respeto, admiración y gratitud, por la confianza y el apoyo brindado para realizar esta tesis, así como por los consejos y recomendaciones para alcanzar el éxito profesional.

A mis sinodales: Dra. Irma del Carmen Glinz Ferez, Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, Ing. Ulises Neri Flores, Ing. Leonardo Meneses Larios por su tiempo y disponibilidad revisar y mejorar este trabajo.

Al personal de la Dirección General de Explotación en especial a Mtra. Rhamid Rodríguez de la Torre y Luz Adriana Soriano Romo por su apoyo y amistad durante mi estancia en la CNH al realizar prácticas profesionales.

A la Act. Nora Gavira y a Alejandra Alegre por su interés y apoyo por ayudarme a superar momentos complicados durante mis estudios en la preparatoria.

Ing. Rosalba Rodríguez Chávez por compartir su conocimiento y darme motivación desde el inicio de la carrera.

AGRADECIMIENTOS

A todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería porque gracias a ellos he obtenido una formación integral para llegar a ser ingeniero y con ello alcanzar un criterio y ética como profesional.

A mis hermanos músicos:

Ricardo Gil, Esaú Gutiérrez, Raymundo Nájera, Alain Guerrero, Hanz Cortés, Cesar Aguirre.

Por compartir conmigo su arte pero sobre todo por su valiosa amistad durante todos estos años.

A mis grandes amigos y compañeros de la facultad:

Alejandro Jiménez, Jacqueline Guerrero, Luis Arcos, Carlos Reyes, Hernán Quiroz, Everardo Hernández, Teresita Pedraza, Anna Karenina Del Angel, Juan Mantufar, Isái Arellano, Cuauhtemoc Rojas, Indira Rojas, Eliel Ignacio Calva, Francisco Guzmán, Rene de la Mora, Nancy Grajeda, Aramis Vallejo, Yalil Maldonado, Álvaro Sánchez, José Luis Martínez Bazán, Christian Ramírez, German Colín, Ricardo Meza, Irandy Fuentes, Eder Galván.

A Olga Hernández por los buenos momentos, gratos recuerdos y apoyo durante la carrera. El éxito es compartido.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería por otorgarme la oportunidad de realizar mi carrera profesional y por haber sido mi segunda casa durante los últimos años.

En general a todos los que me apoyaron y que dejaron marcada una gran etapa en mi vida como universitario mostrando el compañerismo, amistad y humildad. Muchas gracias.

“ADMINISTRACIÓN INTEGRAL Y MEJORES PRÁCTICAS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN”

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN	XI
MAPA GENERAL DE TESIS	XIII

CAPÍTULO I METODOLOGÍA VCD-FEL

1.1 IMPORTANCIA DE LA METODOLOGÍA VCD-FEL	1
1.1.1 Alcance y beneficios de aplicación.....	2
1.1.2 VCD en la industria del petróleo.....	6
1.1.3 Aplicación VCD en PEMEX	7
1.2 ORIGEN DE VCD-FEL	14
1.3 INDEPENDENT PROJECT ANALYSIS (IPA)	19
1.4 METODOLOGÍA VCD-FEL	20
1.5 DESARROLLO DE VCD	22
1.5.1 Fases VCD.....	24
1.5.2 Documento de soporte de decisión (DSD)	27
1.5.3 Hitos de decisión	29
1.6 VERIFICACIÓN DEL GRADO DE DEFINICIÓN DEL PROYECTO	30
1.6.1 Índice FEL	30
1.6.2 Project Definition Rating Index (PDRI)	31

CAPÍTULO II GESTIÓN DE PROYECTOS

2.1 INFLUENCIA DE LA ADMINISTRACIÓN EN LOS PROYECTOS	33
2.2 CRECIMIENTO ORGANIZACIONAL DE LA ADMINISTRACIÓN	34
2.3 MEJORES PRÁCTICAS EN LA ADMINISTRACIÓN	36

2.4 EL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE Y EL PMBOK	38
2.5 LA ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS	42
2.5.1 Elementos de la Administración de Proyectos.....	43
2.5.2 Principales actividades del proyecto.....	47
2.5.3 La restricción triple tradicional “Matriz de negociación”	48
2.5.4 Ciclo de vida de proyectos	49
2.5.5 Estimado de costos de proyectos	56
2.5.6 Métodos de programación de actividades en proyectos.....	58
2.5.7 Éxito del proyecto y creación de experiencia	62
2.5.8 Métodos internacionales de administración de proyectos	64
 CAPÍTULO III MODELO DE EXPLOTACIÓN DERNA	
3.1 ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	65
3.1.1 Situación del campo Derna.....	66
3.2 MARCO GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO	67
3.2.1 Caracterización de yacimientos.....	67
3.2.2 Delimitación del campo	72
3.2.3 Volumen y reservas de hidrocarburos	74
3.3 ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN	77
3.3.1 Desarrollo del modelo integral	78
3.3.2 Análisis de alternativas	79
3.3.3 Evaluación de alternativas.....	90
3.3.4 Indicadores de evaluación del modelo conceptualizado de explotación	97
 CAPÍTULO IV GESTIÓN DE INTEGRACIÓN DEL PROYECTO DERNA	
4.1 PROCESOS DE INICIACIÓN	107
4.1.1 Plan de gestión de la integración	108
4.2 PROCESOS DE PLANIFICACIÓN	111
4.2.1 Plan de gestión del alcance.....	112
4.2.2 Plan de gestión de tiempo del proyecto	115
4.2.3 Plan de gestión de costos	117

4.2.4 Plan de gestión de calidad	121
4.2.5 Plan de gestión de recursos humanos	124
4.2.6 Plan de gestión de las comunicaciones	127
4.2.7 Plan de gestión de riesgos	130
4.2.8 Plan de gestión de las adquisiciones	136
4.2.9 Plan de gestión del proyecto (Plan de desarrollo)	138
4.2.9.1 Plan de infraestructura submarina y superficial.....	139
4.2.9.2 Plan de perforación y reparación de pozos	143
4.2.9.3 Plan de terminación de pozos de desarrollo	151
4.2.9.4 Plan de recuperación secundaria y mejorada	156
4.2.9.5 Plan de decomisionamiento y abandono	157
4.2.9.6 Plan de seguridad y medio ambiente	159
4.3 PROCESOS DE EJECUCIÓN	162
4.3.1 Programa de perforación y reparación de pozos	163
4.3.2 Programa de infraestructura	165
4.3.3 Programa de prevención y mitigación de impacto ambiental.....	166
4.3.4 Programa de recuperación secundaria y mejorada.....	168
4.4 PROCESOS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL	168
4.4.1 Medición en sistemas.....	168
4.4.2 Monitoreo permanente	170
4.5 PROCESOS DE CIERRE	171
4.5.1 Cierre del contrato	172
4.5.2 Informe del cierre del proyecto	172
4.5.3 Listado de indicadores.....	174
4.5.4 Procedimiento de cierre administrativo.....	174
4.5.5 Informe de evaluación del proyecto	175
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 177
 NOMENCLATURA	 181
 BIBLIOGRAFÍA Y MESOGRAFÍA.....	 183

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 - Reducción de costos (Gadze, 2012)	3
Figura 1.2 - Identificación de valor -vs- costos (PEP Planeación y lineamientos, 2012)	3
Figura 1.3 - Aspectos adicionales en la toma de decisiones. Modificado de (PEP UNAM, 2012)	7
Figura 1.4 - Cadena de valor de Petróleos Mexicanos PEMEX (PEP UNAM, 2012)	10
Figura 1.5 - Principales proyectos de explotación de PEP en fases de VCD. (PEP UNAM, 2012)	10
Figura 1.6 - Fases y actividades en el VDC de PEP (PEP UNAM, 2012)	11
Figura 1.7 - Porcentaje de avance VCD por regiones (PEP UNAM, 2012)	12
Figura 1.8 - Selección y priorización de las mejores prácticas existentes (Flores Alonso, 2006)	17
Figura 1.9 - Evolución y extensión del conocimiento en mejores prácticas (Flores Alonso, 2006)	18
Figura 1.10 - Industrias que utilizan la metodología VCD	21
Figura 1.11 - Conformación de equipos multidisciplinarios con una misma visión y objetivo	21
Figura 1.12 - Etapas de la cadena de valor de proyectos (PEP VCD, 2011)	22
Figura 1.13 - Objetivos clave en cada etapa del proyecto (PEP VCD, 2011)	23
Figura 1.14 - Proceso de ejecución de proyectos. (García de Mujica & Urdaneta, 2010)	23
Figura 1.15 - Características relevantes dentro del proceso de ejecución de proyectos (PEP Planeación y lineamientos, 2012)	24
Figura 1.16 - Proceso de decisión para VCD-FEL (PEP VCD, 2011)	29
Figura 1.17 - Indicador FEL (Gadze, 2012)	31

CAPÍTULO II

Figura 2.1 - Nueve áreas que deben responder los procesos. (Kerzner, 2010)	37
Figura 2.2 - Relación entre los elementos y el proyecto (PMBOK, 2004)	46
Figura 2.3 - Influencia de los resultados a lo largo del tiempo (PMBOK, 2008)	46
Figura 2.4 - Triple Restricción. Ejemplos de variación de factores	48
Figura 2.5 - Traslapes de los procesos de administración de proyectos y sus actividades (PMBOK, 2008)	52
Figura 2.6 - Nivel de Costos y personal a lo largo del CVP (PMBOK, 2008)	53
Figura 2.7 - Ciclo de vida representativo de un proyecto de construcción (Morris, 2003)	53
Figura 2.8 - Tipo de estimados de costos	56
Figura 2.9 - Diagrama de Gantt. (Ramos, 2012)	60
Figura 2.10 - Tareas secuenciales y progreso calendarizado dentro del diagrama de Gantt	60
Figura 2.11 - Administración ideal de proyectos exitosos. (Ambriz, 2002)	63

CAPÍTULO III

Figura 3.1 - Ubicación del área del proyecto de explotación. Modificado del Google Earth 2012.	66
Figura 3.2 - Configuración estructural de la cima del Mioceno Inferior mostrando las fallas normales internas en la estructura (PEP, 2007)	67
Figura 3.3 - Columna estratigráfica que atraviesa el pozo Derna-1	67
Figura 3.4 - Columna geológica del pozo Derna-1 (PEP-CNH, 2010)	68
Figura 3.5 - Bright Spots (PEP-CNH, 2010)	69
Figura 3.6 - Anomalía de amplitud de Derna que muestra concordancia con los contornos estructurales (PEP-CNH, 2010)	70
Figura 3.7 - Tipo de fluido del campo Derna (PEP-CNH, 2010)	72
Figura 3.8 - Delimitación con la perforación del pozo Derna-2DL (Escalera Alcocer, 2010)	73
Figura 3.9 - Configuración estructural (AI-PEP, 2009)	73
Figura 3.10 - Resultados del modelo de la simulación de reservas ubicadas en el campo Derna (Romero Mata, 2009)	74
Figura 3.11 - Mapa de cimas y límites de reservas. Cima de la arena superior (AI-PEP, 2009)	76
Figura 3.12 - Vista lateral de las reservas identificadas en el campo Derna. (PEMEX-PEP, 2012)	77
Figura 3.13 - Arreglo de infraestructura submarina de las alternativas A y B (AI-PEP, 2009)	80
Figura 3.14 - Aproximación del perfil topográfico para el caso Tie-back a la estación de acondicionamiento de gas. (PEP-CNH, 2010)	81
Figura 3.15 - Arreglo de infraestructura de Alternativa C (PEP-CNH, 2010)	81
Figura 3.16 - Aproximación del perfil topográfico con una plataforma intermedia fija para alternativa D (PEP-CNH, 2010)	82
Figura 3.17 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 2 (PEP-CNH, 2010)	83
Figura 3.18 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 3 (PEP-CNH, 2010)	83
Figura 3.19 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 5 (PEP-CNH, 2010)	83
Figura 3.20 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 6 (PEP-CNH, 2010)	84
Figura 3.21 - Perfil de producción de gas a venta (AI-PEP, 2009)	84
Figura 3.22 - Perfil de producción de condensados a venta (AI-PEP, 2009)	85
Figura 3.23 - Perfil probabilístico de producción P ₁₀ , P ₅₀ y P ₉₀ (AI-PEP, 2009)	85
Figura 3.24 - Evolución de perforación en aguas profundas en México. (PEMEX-PEP, 2012)	86
Figura 3.25 - Sistemas de producción en aguas profundas (Heredia Zavoni, 2012)	88
Figura 3.26 - Configuración submarina del campo Ormen Lange (CNH, 2011)	90
Figura 3.27 - Factores de selección de sistemas flotantes. (Barranco Cicilia, 2012)	93
Figura 3.28 - Análisis VPN y VPI antes y después de impuestos	96
Figura 3.29 - Indicador VPN/VPI de las alternativas de explotación	96

Figura 3.30 – Evaluación de VCD del proyecto Derna bajo el índice FEL	98
---	----

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 – Estructura organizacional. Modificado de (PEP-CNH, 2010)	109
Figura 4.2 – WBS del proyecto de explotación Derna. Creado en WBS Chart Pro 2010.	114
Figura 4.3 – Cronograma de actividades para el proyecto. Creado en MS Project 2010.	116
Figura 4.4 – Características entre estimación y presupuestación de costos. (Marín, 2012)	117
Figura 4.5 – Plan de gestión de calidad. (Dharma Consulting, 2013).	123
Figura 4.6 – Diagrama organizacional de proyecto de explotación Derna	125
Figura 4.7 – Plan de gestión de recursos humanos. (Dharma Consulting, 2013).	126
Figura 4.8 – Mapa conceptual de la gestión de las comunicaciones. (Ramirez, 2011).	127
Figura 4.9 – Plan de gestión de las comunicaciones. (Dharma Consulting, 2013).	128
Figura 4.10 – Localización de la Estación de Compresión y ubicación del campo Derna. Modificado del Google Earth 2012.	140
Figura 4.11 – Arquitectura submarina de la ruta de ductos y umbilicales (AI-PEP, 2009)	141
Figura 4.12 – Diseño conceptual de los ductos del campo Derna (AI-PEP, 2009)	142
Figura 4.13 – Ventana operativa definida para el diseño del pozo tipo que va a un yacimiento en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)	148
Figura 4.14 – Estado mecánico del pozo tipo que va a un yacimiento en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)	148
Figura 4.15 – Ventana operativa definida para el diseño del pozo tipo que va a un yacimiento en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)	148
Figura 4.16 – Estado mecánico del pozo tipo que va a un yacimiento en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)	148
Figura 4.17 – Ventana operativa definida para el diseño de los pozos tipo que van a dos yacimientos (PEP-CNH, 2010)	149
Figura 4.18 – Estado mecánico del pozo tipo que va a dos yacimientos en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)	150
Figura 4.19 – Estado mecánico del pozo tipo que va a dos yacimientos en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)	150
Figura 4.20 – Esquema de sistema de control de arena Frac-Pack (PEP-CNH, 2010)	152
Figura 4.21 – Envoltorio de fases y curva de formación de hidratos (PEP-CNH, 2010)	153
Figura 4.22 – Escenarios para la terminación de los pozos de desarrollo del Campo Derna (PEP-CNH, 2010)	154
Figura 4.23 – Informe para el cierre del proyecto	173

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1-1 - Integración de tres elementos fundamentales en VCD: la gente, los procesos y la tecnología. (Vielma Lobo, 2009)	5
Tabla 1-2 - Panorama general del porcentaje de avance VCD en proyectos de explotación	13
Tabla 1-3 - Elementos del DSD para las etapas de planeación de VCD	28

CAPÍTULO II

Tabla 2-1 - Esquema general del PMBOK® GUIDE (PMI)	42
Tabla 2-2 - Cinco fases del ciclo de vida de gestión de proyectos (Kerzner H. , 2010)	55

CAPÍTULO III

Tabla 3-1 - Características y propiedades de los yacimientos del campo Derna (AI-PEP, 2009)	71
Tabla 3-2 - Reservas de hidrocarburos consideradas en el proyecto de desarrollo Derna (Romero Mata, 2009)	75
Tabla 3-3 - Reserva original, 1P, 2P, 3P, y factores de recuperación (AI-PEP, 2009)	75
Tabla 3-4 - Reserva remanente (PEP-CNH, 2010)	76
Tabla 3-5 - Matriz estratégica inicial	77
Tabla 3-6 - Matriz de variables de decisión (PEP-CNH, 2010)	79
Tabla 3-7 - Matriz estratégica final (PEP-CNH, 2010)	79
Tabla 3-8 - Campos desarrollados bajo esquemas con sistemas submarinos, interconexiones largas o Tie Backs y plataformas fijas en el mundo. (PEP-CNH, 2010)	91
Tabla 3-9 - Estimaciones Alternativa A. Desarrollo del campo con 6 pozos y Tie Back hacia "ALFA" (4 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)	94
Tabla 3-10 - Estimaciones Alternativa B. Desarrollo del campo con 6 pozos y Tie Back hacia "ALFA" (2 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)	95
Tabla 3-11 - Estimaciones Alternativa C. Desarrollo del campo con 6 pozos y Plataforma Fija (4 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)	95
Tabla 3-12 - Estimaciones Alternativa D. Desarrollo del campo con 6 pozos y Plataforma Fija (2 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)	95
Tabla 3-13 - Resumen de indicadores de las alternativas analizadas (PEP-CNH, 2010)	96
Tabla 3-14 - Check List de actividades evaluadas por el Índice FEL. (Van der Weijde, 2008)	97
Tabla 3-15 - Secciones y categorías evaluadas en el PDRI. (Villalobos Quintero, 2002)	102
Tabla 3-16 - Formato PDRI para proyectos industriales. (Villalobos Quintero, 2002)	103

CAPÍTULO IV

Tabla 4-1 - Principales hitos del proyecto	110
Tabla 4-2 - Entregables del proyecto	110
Tabla 4-3 - Cronograma para secuencia de actividades	115
Tabla 4-4 - Costos presupuestados del proyecto Derna (PEP-CNH, 2010)	118
Tabla 4-5 - Gasto de Operación (PEP-CNH, 2010)	118
Tabla 4-6 - Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (millones de pesos) (PEP-CNH, 2010)	119
Tabla 4-7 - Indicadores económicos antes y después de impuestos (PEP-CNH, 2010)	120
Tabla 4-8 - Programa físico y de inversión para abandono de instalaciones (PEP-CNH, 2010)	120
Tabla 4-9 - Coste de calidad en el proyecto.	121
Tabla 4-10 - Matriz de comunicaciones del proyecto	130
Tabla 4-11 - Clasificación de riesgo. Impacto vs Probabilidad	130
Tabla 4-12 - Clasificación del riesgo (PEP-CNH, 2010)	132
Tabla 4-13 - Temas identificados como de riesgo alto (PEP-CNH, 2010)	133
Tabla 4-14 - Identificación y evaluación cualitativa de riesgos	134
Tabla 4-15 - Análisis de sensibilidad (PEP-CNH, 2010)	134
Tabla 4-16 - Presupuesto de gestión de riesgos	135
Tabla 4-17 - Matriz de adquisiciones del proyecto	137
Tabla 4-18 - Detalles técnicos de la Estación de Compresión de "ALFA" (Romero Mata, 2009)	141
Tabla 4-19 - Ubicación de pozos (Romero Mata, 2009)	145
Tabla 4-20 - Escenarios para la terminación de desarrollo en el Campo Derna (PEP-CNH, 2010)	155
Tabla 4-21 - Características de árbol submarino de producción (PEP-CNH, 2010)	156
Tabla 4-22 - Programa de perforación y terminación (PEP-CNH, 2010)	164
Tabla 4-23 - Programa de Intervenciones a Pozos (PEP-CNH, 2010)	164
Tabla 4-24 - Programa de infraestructura (PEP-CNH, 2010)	165
Tabla 4-25 - Impactos ambientales (PEP-CNH, 2010)	166
Tabla 4-26 - Medidas preventivas de impactos por accidente (PEP-CNH, 2010)	167

RESUMEN

La administración de proyectos es un proceso de planeación, evaluación, ejecución y control de un proyecto, desde su comienzo hasta su conclusión, con el propósito de alcanzar un objetivo final en un plazo de tiempo determinado, con un costo y nivel de calidad, a través de la movilización de recursos técnicos, financieros y humanos.

Dentro de la administración de proyectos, la ausencia de mejores prácticas se traduce en proyectos que no agregan el máximo valor y es común que los estimados de tiempo y costos generados en la planeación difieran de los reales, además de que las actividades planificadas no sean ejecutadas en su totalidad y no se contemplen actividades que son adicionadas posteriormente durante el desarrollo.

Si bien no podemos erradicar todas las dificultades, sí es posible disminuirlas al implementar una metodología o implantar buenas prácticas en nuestros proyectos.

Las mejores prácticas son actuaciones, estrategias de aprendizaje, iniciativas, métodos de trabajo que se han repetido en varias ocasiones y que han sido probadas obteniendo resultados positivos. En conclusión, se trata de experiencias para resolver algún problema o situación en un contexto en específico. Dichas prácticas mejoran con el tiempo y se transforman en guías o en metodologías.

Desde hace más de tres décadas las empresas petroleras utilizan el concepto de VCD, que representa las fases por las cuales debe pasar un proyecto para definir su estrategia de exploración y su estrategia de explotación.

Esta metodología, conjuntamente con la administración integral de proyectos, deben ser incorporadas desde el inicio de la explotación de un yacimiento para obtener los mejores resultados en términos de maximizar eficientemente la recuperación final y ambas conforman la estrategia de desarrollo o explotación de un yacimiento.

Este trabajo hace uso de la metodología VCD-FEL con el objetivo de mostrar a grandes rasgos un ejemplo de la eficiencia y utilidad para iniciar un plan de explotación con diferentes alternativas basadas en datos geológicos, geofísicos, petrofísicos, y adicionando los procesos de administración de proyectos del PMBOK como mejores prácticas para establecer la integración y desarrollo del proyecto incorporando las áreas del conocimiento formando un ciclo dinámico.

Cabe mencionar que las prácticas y metodologías mostradas en este trabajo pueden ser aplicadas en la administración de cualquier tipo de proyecto petrolero.

ABSTRACT

Project management is a process of planning, evaluation, implementation and control of a project, from its inception to its conclusion, in order to reach a goal within a period of time, with a cost and level of quality, through the mobilization of technical, financial and human.

In project management, the absence of best practices leads to projects that do not add value and is the most common estimates of time and cost incurred in planning differ from the real ones, in addition to the planned activities are not executed in its entirety and not covered activities are added later during development.

While we cannot eliminate all difficulties if possible reduce them to implement a methodology or implement best practices in our projects.

Best practices are activities, learning strategies, initiatives, working methods that have been repeated on several occasions and have been tested with positive results. In conclusion, this is a problem-solving experience in a context or situation specific. These practices improve over time and become guides or methodologies.

For over three decades, oil companies use the concept of VCD, which represents the stages through which it must pass a project to define its exploration strategy and operating strategy.

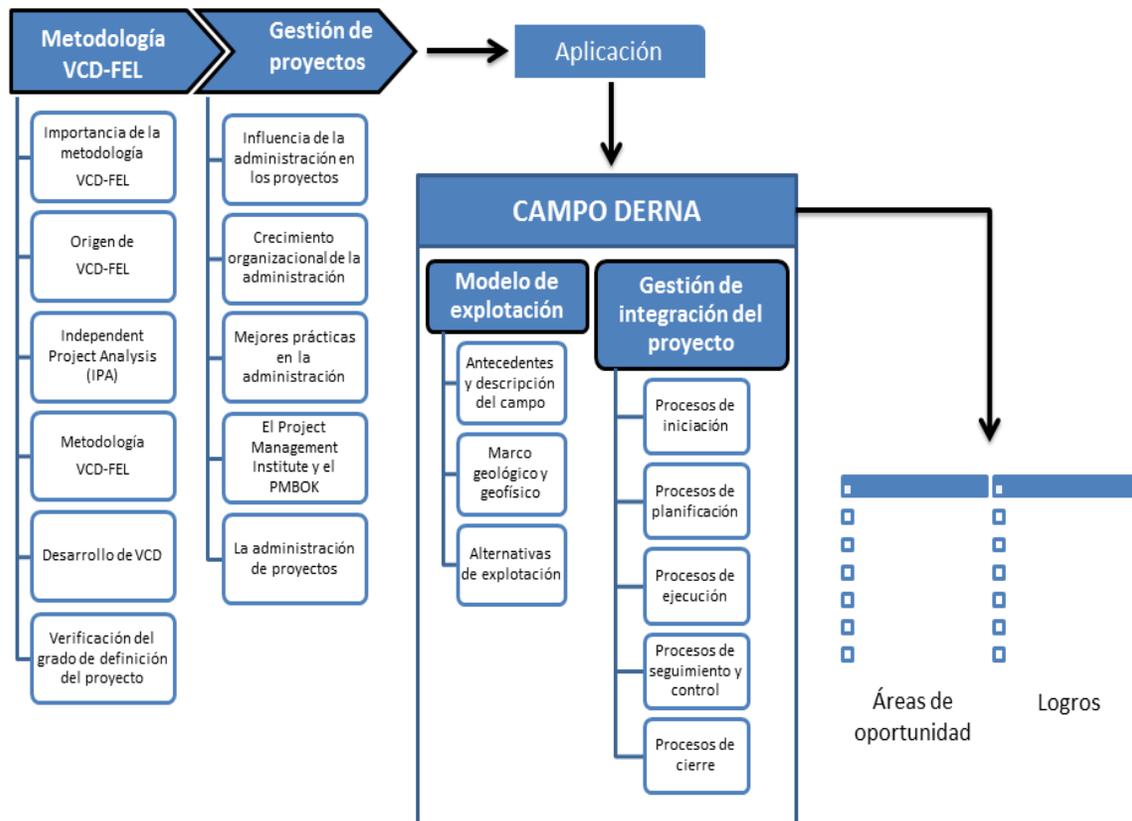
This methodology, together with comprehensive project management should be incorporated from the beginning of the exploitation of a deposit to get the best results in terms of maximizing ultimate recovery efficiently both in the strategy and development or exploitation of a reservoir.

This paper uses the methodology VCD-FEL with the aim of showing roughly one example of the efficiency and utility to start a business plan with different alternatives based on geological, geophysical, petrophysical, and adding management processes PMBOK projects as best practices for establishing integration and project development incorporating knowledge areas forming a dynamic cycle.

It is worth mentioning that the practices and methodologies shown in this paper can be applied in the administration of any oil project.

MAPA GENERAL DE TESIS

A continuación se muestra el mapa global de este trabajo de tesis en el que se da el seguimiento a través de los capítulos teóricos y su aplicación en el campo Derna, realizando la evaluación del modelo de explotación y los procesos de gestión a partir de un plan de desarrollo para alcanzar la integración de las áreas del conocimiento en el proyecto de explotación sobre la identificación de áreas de oportunidad y los logros que se obtendrán al final de éste trabajo.



1.1 IMPORTANCIA DE LA METODOLOGÍA VCD-FEL¹

Actualmente se aplica una metodología que ofrece planificación a los proyectos para optimizar las operaciones de los activos petroleros, alcanzando las metas de producción y presupuestos todo esto por medio de un análisis técnico y económico que ofrece un plan de desarrollo a largo plazo.

VCD es una metodología relevante para los proyectos de inversión de una empresa ya que a través de la cual, la empresa identifica y desarrolla el objetivo para el alcance de sus proyectos, asegurando una definición documentada para satisfacer las necesidades del negocio, en donde los gastos son relativamente bajos y la habilidad para influenciar en el valor del proyecto es bastante grande.

En otras palabras, es mucho más sencillo intervenir en los resultados esperados del proyecto durante la etapa de planeación, cuando los gastos son relativamente mínimos, en lugar de afectarlo durante las etapas de ejecución y operación, donde el riesgo de inversión incrementa debido a que los gastos son más significativos.

Esta metodología surge de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos con empresas líderes a nivel mundial donde se determinó la urgencia e importancia en definir la planificación de proyectos.

Al aplicar esta metodología, se logran crear planes de desarrollo para realizar proyectos inteligentes en menor tiempo, con eficiencia productiva, calidad y proporcionando mayor valor a la rentabilidad sobre el capital.

Ha sido adoptada y aceptada por importantes compañías petroleras del mundo (BP, Chevron, Shell, PDVSA, Exxon, Repsol YPF), como una de estas mejores prácticas para realizar el análisis y diseño de sus proyectos.

La estrategia de implementar esta metodología es eficaz tanto para grandes compañías internacionales, así como también es adecuada para empresas más pequeñas.

¹ VCD (Visualización, Conceptualización, Definición) es la traducción técnica al castellano de la metodología FEL (Front End Loading).

La importancia de asegurar la correcta y completa realización del VCD con un nivel de definición adecuado es significativa antes de solicitar los fondos para su ejecución, ya que está plenamente demostrado que la ejecución de proyectos con un VCD incompleto, genera cambios importantes, con las consecuentes desviaciones en calidad, costo y tiempo, afectando el logro de los objetivos planeados y la rentabilidad integral del portafolio de proyectos de la empresa.

Es por eso necesario entender y aplicar rigurosamente mejoras en el desarrollo de proyectos y para ello la metodología VCD ha representado una alternativa muy eficiente a nivel internacional.

El resultado será el éxito del proyecto en términos de menores costos, mayor eficiencia y rentabilidad máxima. Esta es una característica importante del VCD-FEL.

1.1.1 Alcance y beneficios de aplicación

La aplicación efectiva del VCD-FEL provee una base sólida para obtener resultados exitosos en el proyecto, y además ofrece la oportunidad de disminuir el costo y maximizar el valor presente neto (VPN) del proyecto.

Una buena definición asegura que el proyecto sea completado en costo, programa, seguridad, y con los objetivos deseados.

Investigaciones realizadas a nivel internacional indican que desarrollar una buena fase de VCD en los proyectos puede reducir los costos entre 10 y 20% si se comparan con el costo promedio de proyectos similares con un VCD deficiente. (Figura 1.1).

Durante el ciclo de vida del proyecto se observa que la mayor captura de valor al menor costo ocurre en la fase de planeación y diseño, mismo que representa un 5% de la inversión total con un impacto en el 95 % restante de las inversiones.

Es por ello que se hace fundamental que los proyectos de inversión sean diseñados siguiendo las fases VCD.

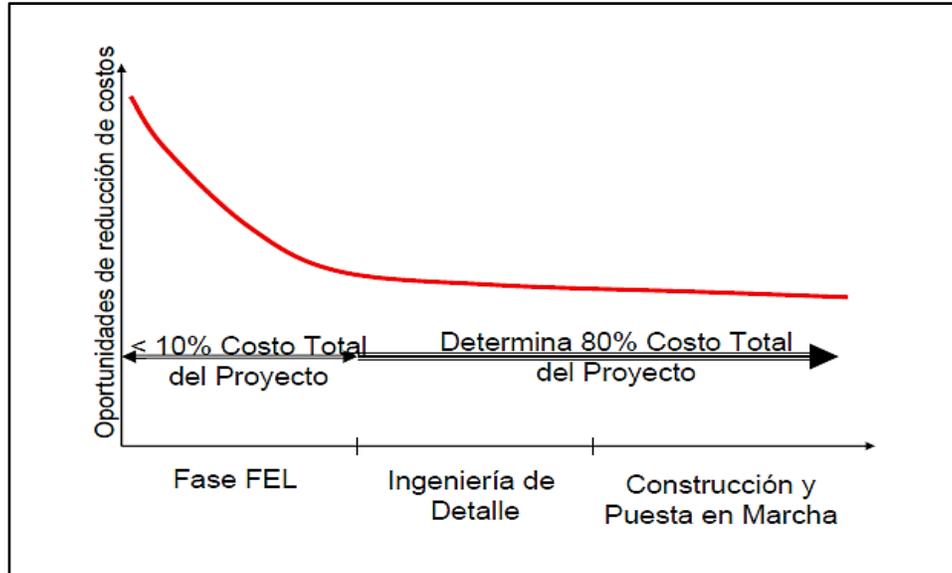


Figura 1.1 - Reducción de costos (Gadze, 2012)

En la Figura 1.2, puede verse gráficamente la relación entre la identificación y captura de valor (curva azul) contra el costo o nivel de esfuerzo físico y financiero asociado (curva roja).

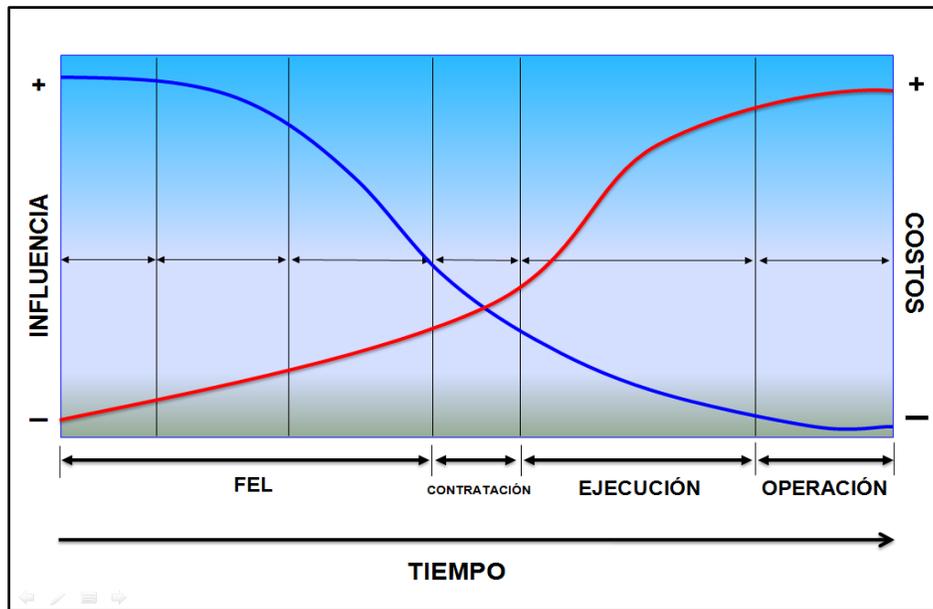


Figura 1.2 - Identificación de valor -vs- costos (PEP Planeación y lineamientos, 2012)

A medida que se avanza en el desarrollo del proyecto, la agregación de valor es cada vez menor mientras que el uso de recursos es mayor.

Cuando se llega al punto de quiebre, que corresponde al otorgamiento de los contratos de procura y construcción de las instalaciones del proyecto, cualquier esfuerzo de mejoramiento de valor puede significar un alto nivel de costos, con una menor proporción en la captura de valor para el proyecto.

Algunos aspectos resaltantes que confirman la potencialidad del VCD como elemento transformador de las organizaciones son:

- Fortalece el trabajo colaborativo al reunir el mejor talento técnico de la empresa en los equipos multidisciplinarios conformados por las competencias básicas necesarias para la ejecución del proyecto.
- Contribuye a romper paradigmas organizacionales al potenciar el proceso de toma de decisiones con base en lo recomendado en los DSD con los que se concluye cada fase y que están respaldados expertos a través de comités de validación y/o dictamen técnico.
- Mejora el flujo de información entre las actividades de una fase y la siguiente, asegurando continuidad en el proceso de formulación del proyecto.
- Incorpora la identificación y análisis de las incertidumbres y riesgos, desde las fases tempranas, para prever medidas de administración y mitigación, lo cual asegura una visión más completa en la evaluación de opciones.
- Brinda información más completa y consistente a los niveles decisorios, para la conformación de un portafolio de proyectos más rentable y adecuadamente jerarquizada.
- Facilita el registro y divulgación de las mejores prácticas y lecciones aprendidas.
- Mejora la posibilidad de una ejecución física con alta calidad, mínimos cambios, y al menor costo, maximizando la captura del valor y una mejor rentabilidad de las inversiones.

Los beneficios de la aplicación de VCD en los proyectos, se ven mejorados sustancialmente cuando son complementados con un conjunto de prácticas de mejoramiento de valor, como la implantación de recomendaciones de estudios de “benchmarking”, simplificación y estandarización de normas, especificaciones y procedimientos, de racionalización y normalización de actividades, entre otras.

El reto fundamental de toda empresa que aspire mantener sus niveles de competitividad en el mercado es incorporar herramientas transformadoras que impacten positivamente sobre la gente, los procesos y la tecnología. (Vielma Lobo, 2009)

VCD es un proceso transformador de organizaciones que integra cada uno de estos elementos fundamentales creando así mayor valor y funcionalidad a la empresa y a sus proyectos de inversión.(Tabla 1-1).

Tabla 1-1 - Integración de tres elementos fundamentales en VCD: la gente, los procesos y la tecnología. (Vielma Lobo, 2009)

GENTE

- Propicia el crecimiento organizacional al requerir personal con niveles exigentes de competencias.
- Propicia cambios de actitud, al estimular la comunicación efectiva y proactiva, así como la discusión multidisciplinaria de los temas y fortalece el liderazgo transformador.
- Maximiza el uso del conocimiento organizacional, al incorporar al proceso las redes de expertos y las revisiones de especialistas, lo cual tiene un impacto cualitativamente alto en la agregación de valor.

PROCESOS

- Incorpora a las organizaciones una dinámica de trabajo diferente. Se evoluciona del trabajo individual al trabajo en equipo. Se rompe el esquema de trabajo secuencial al esquema de trabajo interactivo y de decisiones en tiempo real, todo lo cual, rompe las barreras funcionales tendiendo puentes interfuncionales.
- Propicia la preservación del conocimiento, al exigir la elaboración de Documentos Soportes de Decisión (DSD), estructurados con una base metodológica.

TECNOLOGÍA

- Estimula la revisión, evaluación e incorporación de tecnologías de punta en diferentes áreas de trabajo.
- La incorporación de empresas especializadas de servicios en las etapas tempranas de diseño, abre la oportunidad de evaluar e incorporar innovaciones tecnológicas a todos los niveles de la cadena de valor de la empresa.

1.1.2 VCD en la industria del petróleo

Fue incorporada inicialmente por las Compañías Petroleras Internacionales, IOCs, en la década de los 70, siendo adoptada posteriormente por algunas compañías estatales, NOCs, y convirtiéndose en una mejor práctica.

En la industria petrolera los hidrocarburos están sometidos a cambios constantes de la oferta y la demanda caracterizadas históricamente por una alta inestabilidad.

Dicha inestabilidad ocasiona acciones y reacciones en la dirección de las compañías que compiten en el negocio petrolero y requieren de capacidades de respuesta extraordinarias y, sobre todo, espacios de eficiencia muy amplios para poder mantener su competitividad en el mercado mundial.

Este entorno mundial obliga a las compañías a realizar un redimensionamiento en el uso de los recursos. En el caso de las compañías estatales (NOCs) se convierte en una prioridad la administración rigurosa de los procesos, así como profundizar en la búsqueda de esquemas de trabajo diferentes y la incorporación de metodologías que optimicen el uso de recursos y aseguren una mejor captura de valor.

Este exigente entorno obliga a las empresas a revalorizar continuamente el riesgo y la rentabilidad, a fin de buscar proyectos rentables que permitan incorporar nuevas reservas, la perforación de pozos a costos óptimos y gastos de producción rentables, así como proyectos de explotación que maximicen los factores de recuperación y opciones alternas para la explotación de campos maduros.

En el entorno nacional, la declinación de la producción de Pemex Exploración y Producción (PEP), consecuencia de la acelerada declinación de Cantarell –el mayor yacimiento de México y América–, plantea enormes retos que van desde la incorporación de nuevas reservas para mantener su base de recursos hasta la búsqueda de opciones productivas para la explotación de campos maduros.

Es en este contexto estratégico, donde se hace necesario entender y aplicar rigurosamente mejoras en el desarrollo de proyectos y profundizar la utilización de la metodología VCD como herramienta de creación de valor y que ha representado una alternativa muy eficiente a nivel internacional. (Vielma Lobo, 2009).

Petróleos Mexicanos (PEMEX), actualmente está aplicando la metodología VCD en la administración de su cartera de proyectos estratégicos y ha encontrado enormes beneficios después de haberla institucionalizado como parte del plan de incorporación a partir del año 2005.

1.1.3 Aplicación VCD en PEMEX

PEMEX es la compañía estatal encargada de administrar la exploración, explotación y ventas del petróleo, siendo la mayor empresa de México. (PEMEX, 2012).

Como parte del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, el diseño de Proyectos de Explotación debe garantizar la máxima generación de valor y sustentabilidad operativa y económica en el mediano y largo plazo.

Actualmente se enfrenta al reto de yacimientos cada vez más complejos:

- Alta complejidad geológica
- Avanzados estados de agotamiento
- Baja relación Producción-Reservas
- Bajos factores de recuperación
- Altas tasas de declinación de producción
- Alta presencia de parafinas, asfáltenos e incrustaciones

La toma de decisiones en el marco del diseño de Proyectos de Explotación, además de los tradicionales criterios técnicos, operativos y financieros, exige incorporar aspectos adicionales (Figura 1.3), para generar confianza en los entes regulatorios y en los inversionistas públicos y/o privados, el diseño de Proyectos de Explotación debe generar decisiones y acciones “auditable y trazables”.



Figura 1.3 - Aspectos adicionales en la toma de decisiones. Modificado de (PEP UNAM, 2012)

En el caso de PEP, desde el año 2003 se inició un esfuerzo coordinado desde su Dirección General para asegurar la incorporación de la metodología VCD en los procesos medulares de exploración, explotación y perforación, mostrándose hoy significativos avances, así como oportunidades de mejora.

Una de esas mejoras sería su aplicación con un enfoque integral que incluya los procesos de exploración, explotación, perforación e infraestructura, donde cada proceso se convierta en insumo para el siguiente, fortaleciendo las sinergias para lograr ahorros importantes en términos de tiempo y costos. (Vielma Lobo, 2009).

La integración se estableció en El Plan de Incorporación de la Metodología de Diseño en PEP que comprende procesos a través de los cuales se presentan actividades para alcanzar a institucionalizar el VCD, (PEP UNAM, 2012):

Introducción 2005 - 2006

Entender:

- ¿Qué es esto?
- ¿Cuál es su valor?
- ¿Cómo se aplica?

Adopción 2007 - 2008

- ✓ Aceptar el cambio
- ✓ Aprender cómo hacerlo
- ✓ Aplicar procedimientos y lineamientos. Al menos un proyecto por activo.

Adaptación 2009 - 2010

- ✓ Aprender a hacerlo solos
- ✓ Documentación y dictamen técnico de cada fase FEL, en todos los Proyectos de Explotación
- ✓ Integrar estrategias, procesos y herramientas habilitadoras
- ✓ Documentar las mejores prácticas y lecciones aprendidas

Institucionalización 2011

- ✓ Hacerlo consistentemente en todos los Proyectos
- ✓ Transferir las mejores prácticas y lecciones aprendidas en la planeación de los proyectos a la ejecución
- ✓ Integrar bases de datos de costos, tiempos y oportunidades
- ✓ Administración de los Riesgos e Incertidumbres en la Ejecución.
- ✓ Incorporar la Minería de Datos

Para alcanzar la institucionalización de la metodología se requiere mantener elementos clave que aseguren el uso adecuado de esta nueva práctica:

Procesos

Para fortalecer el diseño de los proyectos de explotación bajo la Metodología FEL.

Organización

Para establecer los mecanismos y condiciones para administrar la implementación de la nueva metodología evaluando su desempeño

Comunicación

Para difundir la estrategia, metas, resultados, logros, y mensajes motivadores relacionados con la aplicación de la metodología en PEP.

Gente

Dotar a los equipos multidisciplinarios de los recursos necesarios para asegurar la implementación de la metodología

Algunos resultados y beneficios potenciales al implementar la metodología como estrategia de diseño de los proyectos de explotación fueron los siguientes:

- ✓ Mayor certeza tanto en términos de productividad y costos
- ✓ Cancelación temprana de proyectos que no agregan valor al negocio
- ✓ Jerarquización mejorada de la cartera de proyectos
- ✓ Mejor productividad del capital invertido en los proyectos
- ✓ Reducción de tiempos improductivos durante la ejecución de los proyectos

El diseño de proyectos bajo dicha metodología es aplicado en proyectos de explotación y exploración dentro de la cadena de valor de PEMEX y en los proyectos internos de infraestructura y perforación.

Las primeras tres fases corresponden a proyectos de exploración y a partir del desarrollo de campos y delimitación se considera el punto de partida de proyectos de explotación en los cuales es realizada la metodología. (Figura 1.4).



Figura 1.4 – Cadena de valor de Petróleos Mexicanos PEMEX (PEP UNAM, 2012)

La estrategia VCD se ha implementado en los proyectos de exploración en PEP, en los que actualmente cada uno se encuentra en una fase de la metodología y dentro de una fase del ciclo de vida de proyectos petroleros de explotación como se aprecia en la Figura 1.5.



Figura 1.5 - Principales proyectos de explotación de PEP en fases de VCD. (PEP UNAM, 2012)

La planeación, diseño y ejecución de proyectos, están enfocados a lograr los objetivos del negocio, minimizando costos y tiempos, para cerrar la brecha entre lo planeado y lo real, manteniendo los alcances previstos.

Dentro de la identificación de valor es posible observar un ejemplo de algunos entregables de cada fase VCD en dichos proyectos de explotación. (Figura 1.6).

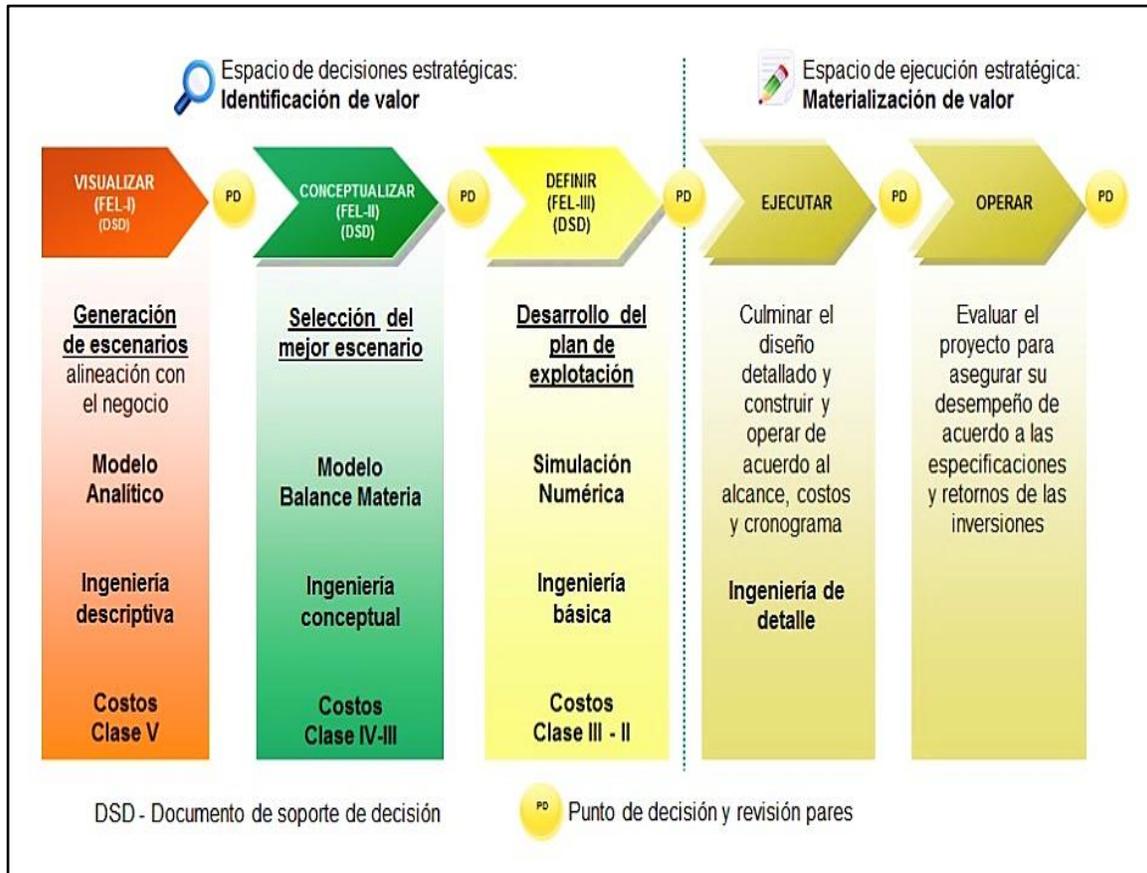


Figura 1.6 – Fases y actividades en el VDC de PEP (PEP UNAM, 2012)

Al corte del cuarto trimestre de 2011, se han llevado a cabo procesos de validación de entregables de distintas fases VCD a 20 proyectos de PEMEX y Organismos Subsidiarios, y se han acreditado doce de esos proyectos para distintas fases VCD. (Informe PEMEX, 2011).

El año 2011 fue el año de la institucionalización de la metodología VCD, como resultado de los esfuerzos realizados por los Activos de Producción.

Actualmente son 40 proyectos explotación dentro de las 4 regiones geográficas de PEMEX los que cuentan con un porcentaje de avance del 100% en la fase de Visualización y porcentajes mayores al 70% en 3 regiones para la Conceptualización de los proyectos. (PEP UNAM, 2012)

A continuación se muestran los activos en donde se está implementando dicha metodología. (Figura 1.7).

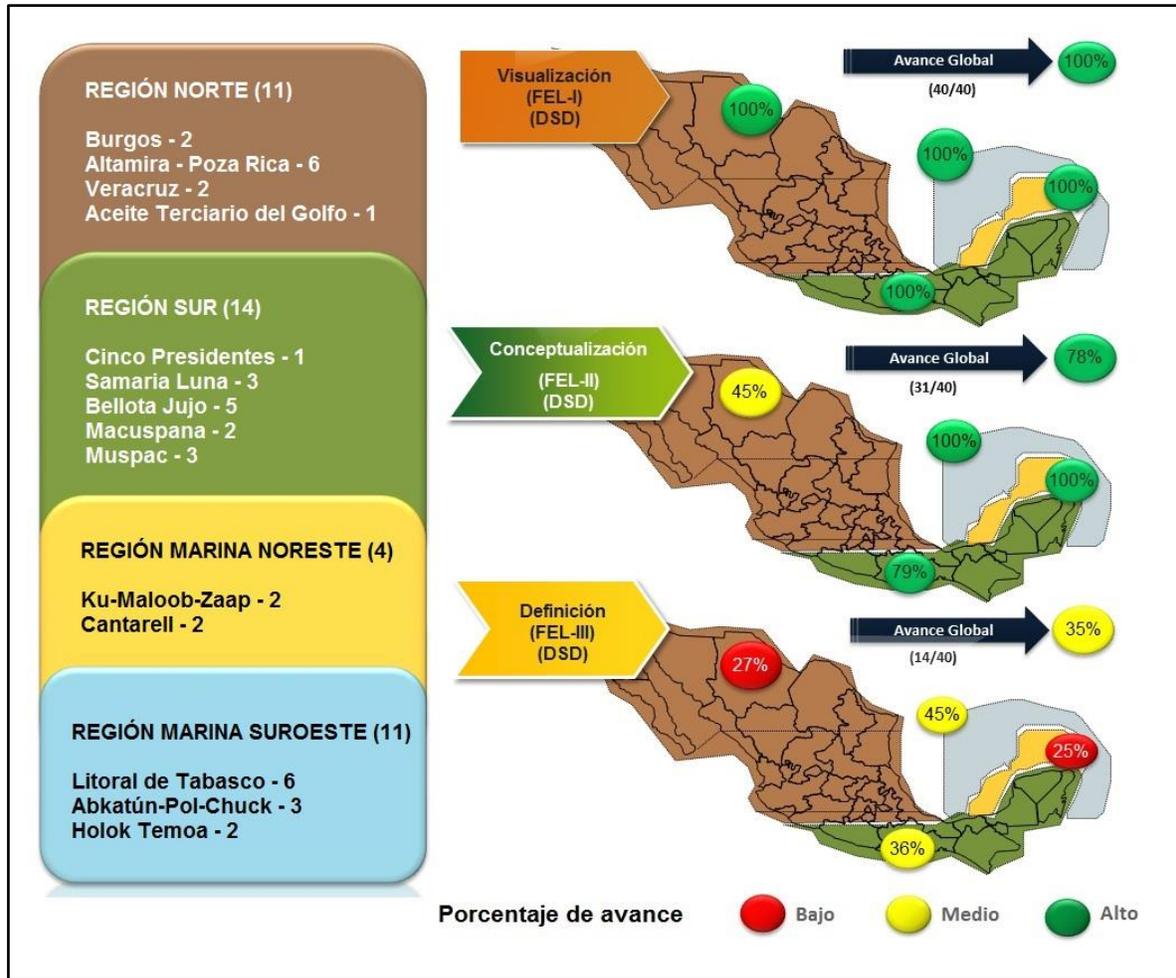


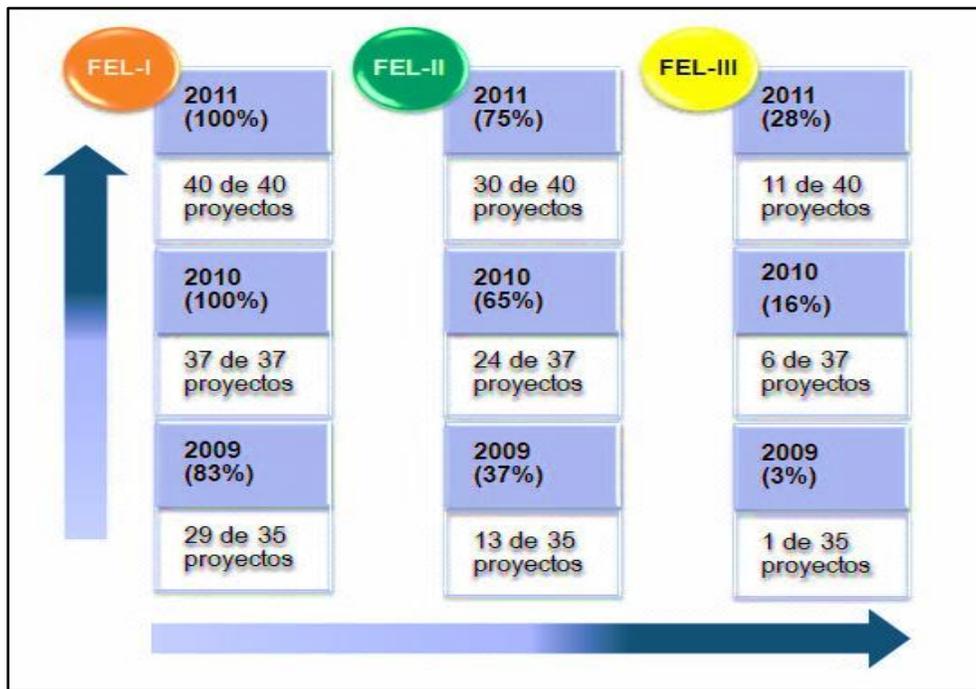
Figura 1.7 - Porcentaje de avance VCD por regiones (PEP UNAM, 2012)

El 100% de los proyectos de explotación ya cuentan con la fase de visualización en las cuatro regiones. Un 78 % de proyectos se encuentran ya con fase de conceptualización, siendo la región norte en donde se ubica con un porcentaje de avance medio en comparación con las 3 regiones que ya cuentan con la totalidad de VCD-D.

Finalmente se observa que se están llevando a cabo los procesos de la fase de definición en las cuatro regiones, teniendo un avance global para esta fase de un 35% dentro de este año. (Ibíd.)

De manera generalizada, el avance y aplicación de la metodología en los proyectos de explotación ha ido en incremento en los últimos años desde la adaptación como una nueva práctica hasta hoy en día. (Tabla 1-2).

Tabla 1-2 - Panorama general del porcentaje de avance VCD en proyectos de explotación
(PEP UNAM, 2012)



Los principales beneficios identificados por PEP obtenidos por la aplicación de la metodología son:

- Identificación de tecnologías, mejores prácticas y herramientas que apuntan a mejorar el valor presente neto de los proyectos durante su diseño.
- Optimización de costos e incremento de factor de recuperación identificados por la participación y sinergias de equipos multidisciplinarios.
- Generación de escenarios de los proyectos con mayor promesa de valor y jerarquización en función del VPN, VPI y el riesgo asociado
- Menor desviación en los pronósticos de producción, evaluación de reservas y estimados de costos.
- Mejor soporte técnico en la documentación de proyectos.
- Cambio de pensamiento “determinista” a “probabilista.”

1.2 ORIGEN DE VCD-FEL

Debido a la disminución de la productividad que se presentó en la industria constructora en los Estados Unidos en la época de los 70's, se realizó un amplio estudio en el cual el objetivo fue remediar la situación proponiendo nuevas alternativas como solución y sobre todo para revertir la tendencia y mantenerla en un equilibrio constante y prolongado.

Esto fue logrado a través de la creación y organización de grupos de especialistas en el rubro ingenieril de la construcción y gente involucrada en la misma industria afectada.

El resultado final del estudio fue la creación de un informe "A1", publicado como "Informe de Efectividad y Costo de la industria de la Construcción" (CICE, por sus siglas en inglés), en donde se menciona la identificación de áreas de oportunidad y propuestas para solucionar problemas específicos como los relacionados con las actividades de construcción que presentaban un mayor impacto sobre los costos de los proyectos, algunas de ellas fueron:

- Prácticas de seguridad inadecuada
- Deficiente administración sobre la construcción
- Motivación escasa en los empleados

Una propuesta parte del estudio final fue la creación del Instituto de la industria de la construcción (CII, por sus siglas en inglés), creado el 28 de octubre de 1983 y con sede en la Universidad Texas en Austin.

Esto con la finalidad de mejorar la posición competitiva de la industria constructora con base a la investigación e identificación de elementos críticos, así como el uso de nuevas tecnologías y métodos de administración de proyectos.

El instituto reconoce que el éxito de los proyectos está en función de distintos parámetros, no solamente de la efectividad del uso de recursos. Algunos elementos clave que influyen en gran medida para lograr el éxito de un proyecto son:

· **Gente** · **Estrategia** · **Ejecución**

Con el objetivo de aplicar las recomendaciones del informe A1 y desarrollar un método de administración de proyectos, fueron formados equipos de expertos para orientar las actividades y para desarrollar mejores prácticas.

Para asegurar una solución integral, fueron evaluadas las mejores prácticas para la ejecución de proyectos, propuestas por CII para poder determinar qué prácticas eran apropiadas para alcanzar grandes mejoras en aspectos de seguridad. Después de ser revisadas y discutidas en un consenso, las prácticas validadas se mostraron a través de la investigación CII como herramientas que logran proporcionar beneficios cuantificables en su aplicación.

Cada práctica fue calificada por separado en un enfoque de alto o bajo impacto y como de alta o baja aplicabilidad. Las principales prácticas validadas por el CII son mostradas a continuación:

- **Alineación**

Las condiciones en la que los participantes adecuados para el proyecto trabajan dentro de límites aceptables para desarrollar y cumplir con un conjunto definido de actividades de manera uniforme y con ello entender los objetivos del proyecto.

- **Benchmarking y Métricas**

El proceso sistemático de medición del desempeño de una organización comparado con líderes reconocidos con el fin de determinar las mejores prácticas que conducen a un rendimiento superior cuando se adaptan y se utilizan.

- **Administración de cambio**

El proceso de incorporación de una cultura de reconocimiento en equilibrio, la planificación y evaluación de los cambios del proyecto en una organización para gestionar eficazmente los cambios del proyecto.

- **Constructibilidad**

El uso óptimo de construcción del conocimiento y la experiencia en la planificación, las operaciones de diseño, aprovisionamiento, y campos operativos para alcanzar los objetivos generales del proyecto.

- **Prevención y resolución de conflictos**

Las técnicas que incluyen el uso de reuniones para la revisión de controversias y así abordar los conflictos en sus etapas iniciales antes de afectar los avances de la obra, la creación de posiciones adversas, y liderazgo enfocado hacia la litigación.

- **Front End Planning (Pre-Project Planning)**

El proceso esencial del desarrollo de la suficiente información estratégica con la que los propietarios pueden enfrentar el riesgo y tomar decisiones para asignar recursos con el fin de maximizar el potencial de un proyecto exitoso.

- **Aplicación de la Investigación de CII**

El uso integral y efectivo de los productos CII, probados por organizaciones miembros como se indica en el modelo de implementación CII.

- **Lecciones aprendidas**

Un elemento crítico en la gestión del conocimiento institucional, un programa de lecciones aprendidas eficaces que facilitará la mejora continua de procesos y procedimientos y proporcionar una ventaja directa en un incremento cada vez más competitivo en industria.

- **Gestión de materiales**

Un proceso integrado para la planificación y el control para asegurarse de que la calidad y cantidad de materiales y equipos estén debidamente especificados en el momento oportuno, que son obtenidos a un costo razonable y están disponibles cuando sea necesario.

- **La asociación**

Un compromiso a largo plazo entre dos o más organizaciones. El objetivo de la asociación es la de alcanzar los objetivos específicos del negocio, maximizando la eficacia de los recursos de cada participante.

- **La planificación de inicio**

Fase de transición entre la finalización de construcción de plantas y operaciones las comerciales, incluida la renovación de sistemas, chequeo de los sistemas, puesta en marcha de los sistemas, introducción de materias primas y pruebas de rendimiento.

- **Proyecto de evaluación de riesgos**

El proceso para identificar, evaluar y gestionar los riesgos. El equipo del proyecto evalúa la exposición al riesgo sobre el impacto potencial del proyecto y con ello proveer un enfoque para las estrategias de mitigación.

- **Gestión de la calidad**

Gestión de la calidad incorpora todas las actividades realizadas para mejorar la eficiencia, el cumplimiento del contrato y la rentabilidad de diseño, ingeniería, construcción, y los elementos para el inicio de los proyectos de construcción.

- **Trabajo en Equipo**

Un proyecto centrado en el proceso que construye y desarrolla los objetivos compartidos, la interdependencia, la confianza, el compromiso y la responsabilidad entre los miembros del equipo y que busca mejorar a cada miembro del equipo resolviendo problemas en sus habilidades.

- **Cero accidentes**

Las técnicas incluyen programas de seguridad específicos del sitio y la implementación, auditoría, y esfuerzos incentivados para crear un entorno de proyectos y un nivel de entrenamiento que crea conciencia de que todos los accidentes son evitables y que cero accidentes es una meta alcanzable.

Finalmente como una visión conjunta de la evaluación, el uso de prácticas para la ejecución de proyectos que ofrecen un enfoque estructurado para examinar el proceso para la ejecución de proyectos, así como la identificación de los requisitos específicos de seguridad, 6 de 26 prácticas evaluadas fueron calificadas como aplicables.



Figura 1.8 - Selección y priorización de las mejores prácticas existentes (Flores Alonso, 2006)

La Figura 1.8 muestra los resultados del proceso de selección y priorización. Solo cinco de las prácticas validadas mostraron ser resultados altos tanto en el impacto como en la aplicabilidad.

Al realizar el análisis comparativo entre las mejores prácticas propuestas por el CII, pudo ser observado que la práctica de definición inicial del proyecto “Pre Project Planning” se mostró como la mejor dentro de las evaluaciones de impacto y aplicabilidad.

La Figura 1.9 muestra la evolución y horizonte en la industria en la que las mejoras prácticas propuestas por el CII son un elemento clave para la maduración y extensión de prácticas futuras en un ciclo de crecimiento basado en integración y automatización del conocimiento generado por las mismas.

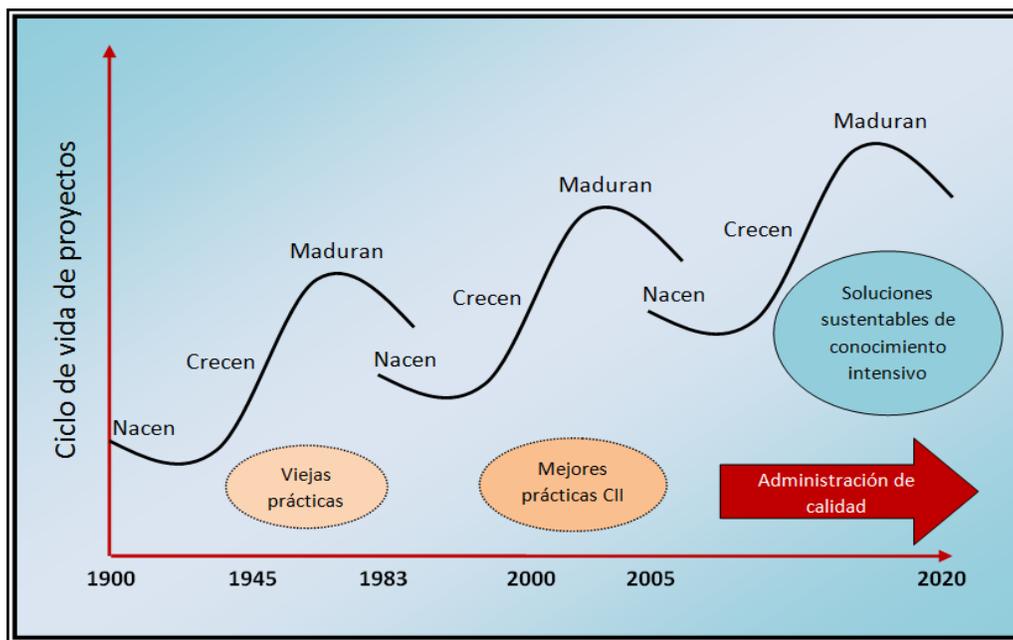


Figura 1.9 - Evolución y extensión del conocimiento en mejores prácticas (Flores Alonso, 2006)

Como analistas continuos sobre las mejores prácticas propuestas, el CII evaluó el impacto potencial que tiene cada una de ellas así como en su aplicación, determinando que proporcionan grandes beneficios cuantificables al ser puestos en marcha.

Esta poderosa herramienta de gestión de proyectos es promovida y respaldada por el “Independent Project Analysis” (IPA, por sus siglas en ingles).

1.3 INDEPENDENT PROJECT ANALYSIS (IPA)

El IPA es una consultora destacada en la evaluación de proyectos y evaluación comparativa de sistemas de proyectos fundada en el año de 1987 por el Dr. Edward Merrow. Se ha convertido en líder del sector en cuanto al análisis cuantitativo de los sistemas de administración de proyectos.

Las mayores empresas petroleras, fabricantes de productos químicos, farmacéuticas, mineras y fabricantes de productos de consumo, han logrado mejorar sus sistemas de capital de proyectos utilizando la consultoría del IPA y los servicios de capacitación de gestión de proyectos. (IPA , 2012)

La evaluación del IPA se basa en la investigación cuantitativa de análisis de consultoría y servicios que la empresa ofrece. Posee una base de datos única y de gran tamaño que contiene información detallada de más de 12.000 proyectos de inversión ejecutados en todo el mundo por grandes industrias en capital.

La investigación y la metodología se aplican para evaluar los proyectos y sistemas de los proyectos ejecutados en todo el mundo.

La definición que propone el IPA para el Front End Loading (FEL) expone lo siguiente:

“Es un proceso que traduce las oportunidades de negocios y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto están alineados con los objetivos de negocio, para desarrollar el más eficiente diseño de proceso y plan de ejecución para lograr los objetivos de proyecto”.

FEL continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado y termina hasta finalizar completamente el paquete de diseño básico. Lo anterior define ¿Que estaremos haciendo?, ¿Cómo lo estaremos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estará haciendo? y ¿Que recursos se necesitarán? (Barshop , 2004).

Los proyectos que tienen claros sus objetivos de negocio, al final de la fase de evaluación y selección son por lo general un 5% más rentable que los proyectos que no tienen objetivos de negocio claros, incluso cuando la calidad de aplicación de FEL es la misma.

Las empresas no sólo deben establecer objetivos claros, también deben seguir participando en la definición del proyecto para responder a preguntas con prontitud, considerar alternativas, y tomar decisiones sobre objetivos y prioridades.

Sin esta interacción, la ingeniería no estaría alineada con los objetivos del proyecto y los objetivos de negocio.

Los negocios deben tener la disciplina necesaria para minimizar los cambios en los objetivos y las prioridades hacia el final de la definición del proyecto y especialmente, durante la ejecución del proyecto.

La consecuencia de realizar cambios finales es reelaborar la ingeniería y/o construcción, que, a su vez, aumenta el costo del proyecto. Incluso si un cambio reduce el coste de capital global, la cantidad de reducción de costos probablemente habría sido mayor si el cambio se hubiera hecho anteriormente en el proyecto.

El Front End Loading (FEL) tiene una gran influencia en los resultados del proyecto, ya que de manera importante incrementa la información crítica desde un comienzo del proyecto para así reducir la posibilidad de riesgos y asegurar el éxito al término del proyecto.

1.4 METODOLOGÍA VCD-FEL

La metodología VCD es el equivalente al FEL, la cual es una metodología de trabajo donde se busca involucrar todos los actores en cada una de las fases de un proyecto antes de su ejecución, de forma que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere, optimizando el costo, minimizando el tiempo y manteniendo los niveles de calidad.

VCD busca analizar a fondo los requerimientos, opciones, riesgos e incertidumbres, seleccionar la mejor opción para el proyecto desde los puntos de vista técnicos y de rentabilidad y reducir el número de cambios en las etapas posteriores del proyecto, haciendo más predecibles los resultados que se esperan obtener del mismo.

Se centra en la correcta y completa realización de las actividades correspondientes a las etapas tempranas de la ejecución del proyecto, procurando la máxima identificación del valor con el mínimo de costo.

Dicha metodología es utilizada por grandes empresas en las industrias química, petroquímica, farmacéutica, minera, entre otras, en la planeación y evaluación de sus proyectos de inversión. (Figura 1.10).



Figura 1.10 - Industrias que utilizan la metodología VCD

Es realizada por fases (Visualización, Conceptualización y Definición), cada una de las cuales debe cumplir una serie de actividades y puntos de verificación y control, antes de alcanzar la fase del proceso de definición y evitar comprometer recursos adicionales. Además se generan los indicadores económicos para el proyecto; tales modelos se pueden actualizar a medida que se cuente con nueva información disponible.

En cada una de las fases, se van incorporando elementos de información y de análisis adicionales, que permiten una mayor definición del alcance, e identificación de riesgos e incertidumbre, así como estimados de costo y planes de ejecución más precisos. Una de las principales características de la metodología VCD es la integración e interacción de equipos de trabajo multidisciplinarios.

Estos equipos deben ser integrados por profesionales en diferentes especialidades dotándolos de innovación tecnológica para trabajar de manera coordinada desde la planeación del proyecto y generando modelos que integren los componentes en las diferentes fases por las que se conoce al VCD. (Figura 1.11).



Figura 1.11 - Conformación de equipos multidisciplinarios con una misma visión y objetivo

Este equipo debe ser constituido al inicio de la Fase de Visualización y en lo posible se debe mantener la integridad del mismo, para asegurar la continuidad del liderazgo, el enfoque estratégico y la clara definición de roles, responsabilidades y procedimientos de trabajo, durante todo el VCD.

1.5 DESARROLLO DE VCD

El proceso VCD es aplicado como fases iniciales en la planeación desde un anteproyecto que se desarrolla en la visualización y a través del ciclo de vida del proyecto, sin embargo, solo abarca las 3 primeras fases claramente identificables desde el nacimiento de un proyecto hasta que el proyecto está listo para solicitar autorización para su ejecución una vez aprobados los recursos financieros y poder pasar a las etapas ejecutoras. (Figura 1.12).

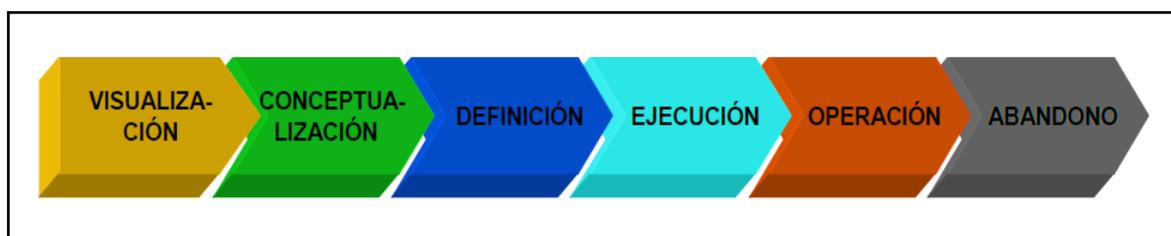


Figura 1.12 - Etapas de la cadena de valor de proyectos (PEP VCD, 2011)

El objetivo de aplicación de los procesos es minimizar los costos totales, reducir los tiempos de ciclo de vida de los proyectos, mejorar su rentabilidad y finalmente permitir cerrar la brecha entre lo planeado y lo real en los proyectos de inversión, es decir, mantener los proyectos en costo, tiempo y alcance.

Estas tres primeras fases constituyen lo que se llama “Definición y Desarrollo” del proyecto, o fase de creación mental para la identificación de valor, abarca el proceso de desarrollo de información estratégica suficiente para analizar el riesgo involucrado y decidir comprometer los recursos necesarios a fin de materializar la idea y su valor económico, teniendo como objetivo maximizar las posibilidades de éxito.

Para el logro de sus objetivos la metodología VCD se basa principalmente en tecnologías para análisis de escenarios con métodos estocásticos, tecnologías de optimización y aplicación de estándares industriales. (Figura 1.13).

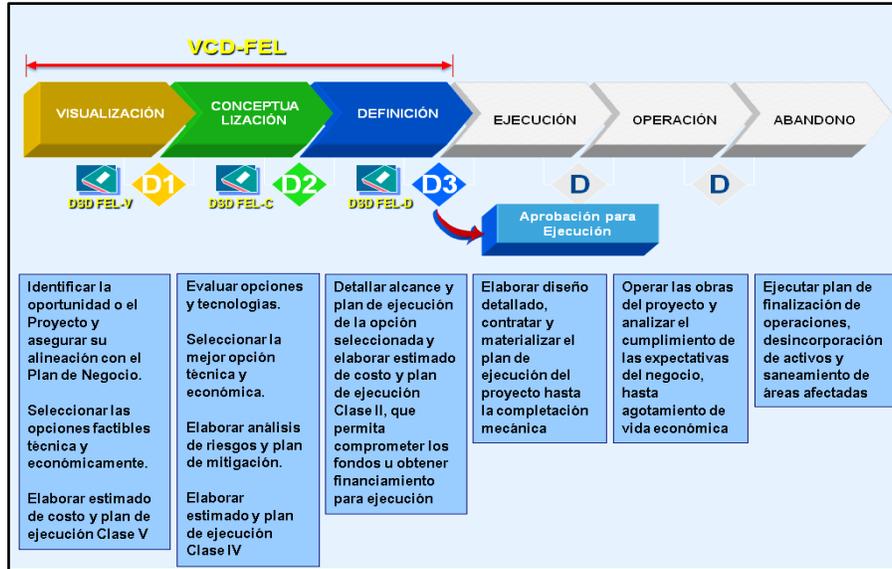


Figura 1.13 - Objetivos clave en cada etapa del proyecto (PEP VCD, 2011)

En todo el proceso se mantiene la identificación y evaluación de los riesgos e incertidumbres inherentes del proyecto, lo cual permite definir cursos de acción pertinentes para asegurar su viabilidad.

Las siguientes dos fases (*ejecución y operación*) o fase de materialización del valor abarca el proceso desde la ejecución física del proyecto hasta ponerlo en operación y empezar a obtener los beneficios esperados, se enfoca hacia las actividades que la empresa debe emprender, las cuales una vez superada la fase de contratación, se traducen en coordinación, supervisión, aseguramiento y control de la calidad.

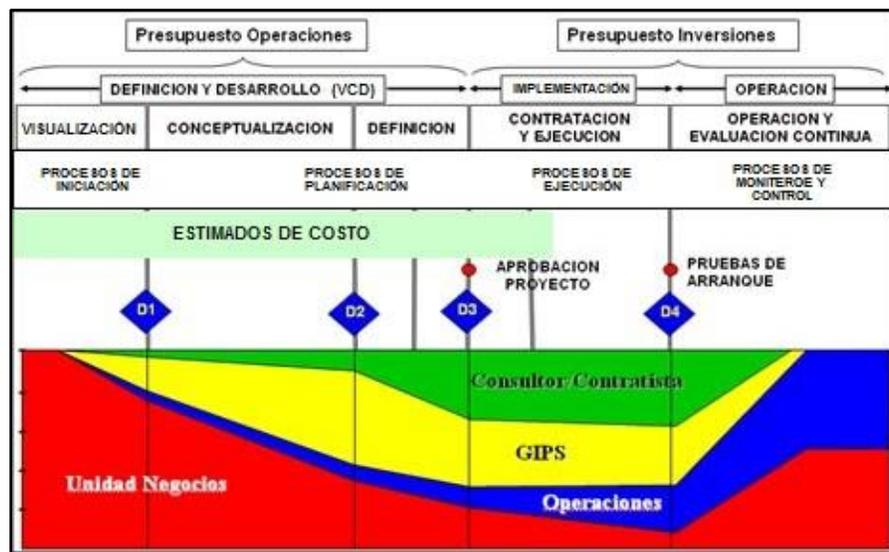


Figura 1.14 - Proceso de ejecución de proyectos. (García de Mujica & Urdaneta, 2010)

Finalmente, en la última fase del proyecto (*abandono*) es cuando culmina la vida productiva del activo con su correspondiente cese de actividades, desmantelamiento y restauración del ambiente.

1.5.1 Fases VCD

Aplicando la metodología en el ciclo de vida de proyectos petroleros es posible integrar términos relacionados con la industria e identificar cada uno de ellos dentro de las fases y así comprender claramente en donde se ubican en el proceso de definición y desarrollo.

Con respecto a la identificación de valor, es posible visualizar la tendencia a los resultados esperados del proyecto en cada una de las fases en diferentes escenarios en medida de la definición y la ejecución de la metodología. (Figura 1.15).

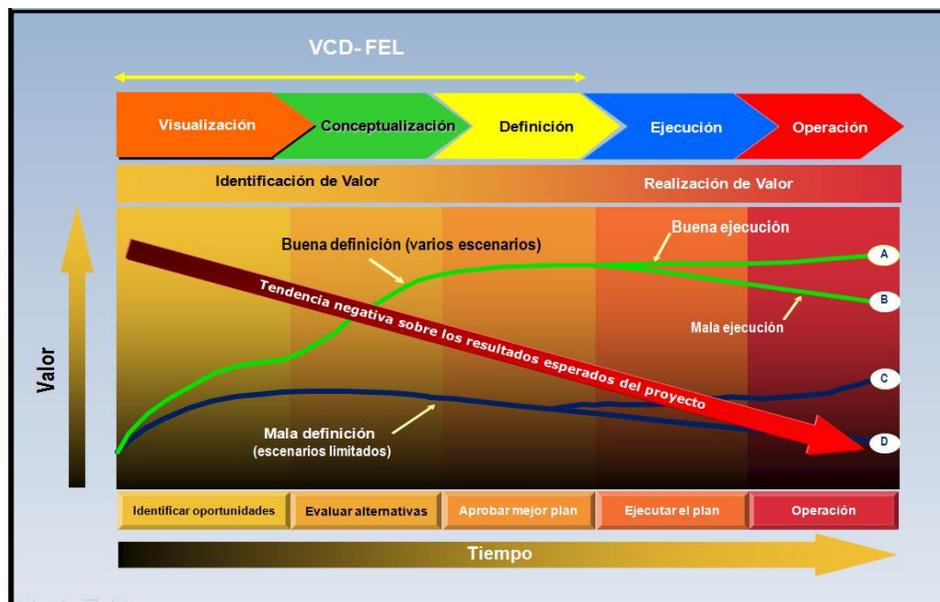


Figura 1.15 - Características relevantes dentro del proceso de ejecución de proyectos (PEP Planeación y lineamientos, 2012)

Visualización (VCD-V)

Es importante mencionar que antes de la fase de *Visualización* hay una fase denominada *pre-planeación*, que consiste en integrar diversas actividades como:

- Formación del equipo multidisciplinario de trabajo

-
- Revisión de recursos físicos requeridos (espacio, equipo informático, datos, etc.)
 - Revisión de modelos (subsuelo, superficie, económicos, operacionales, etc.)
 - Entrenamiento para miembros del equipo
 - Revisión de objetivos, alcances, cronograma y roles/responsabilidades

En la fase de *Visualización* se determinan los objetivos como son la identificación de escenarios potenciales como parte del análisis de oportunidades y los riesgos inherentes a cada escenario.

Además se identifica el alcance general del proyecto que incluye una lluvia de ideas sobre escenarios que pudieran generar valor, identificación de riesgos mayores, identificación de tecnologías o procesos nuevos por considerar.

A este nivel se elabora para cada escenario un estimado de costos clase V (costos que tienen un margen de error de +/- 40%), para determinar su factibilidad y las opciones que resulten técnica y económicamente factibles son propuestas para pasar a la fase siguiente *Conceptualización*.

En la identificación de escenarios el equipo de trabajo multidisciplinario construye la matriz de escenarios por categoría o tipo de decisión a tomar (tipo de pozos, tipo de terminación, sistemas artificiales de producción, ductos, etc.).

Así mismo, se deben identificar las restricciones de los escenarios: tecnologías y procesos disponibles dentro de los límites técnicos, financieros, de complejidad del escenario, etc.

Conceptualización (VCD-C)

La fase de *Conceptualización* tiene como principales objetivos el análisis y evaluación más detallada de los escenarios visualizados en la fase VCD-V del proyecto, sus riesgos, así como la selección del mejor escenario, recopilando información adicional, efectuando entre otros:

- Simulaciones
- Pruebas
- Cálculos
- Análisis de incertidumbres y riesgos

Todo lo anterior con mayor profundidad e integrando resultados de procesos relacionados, de forma de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto.

A este nivel, se elabora un estimado de costo clase IV (costos que tienen un margen de error de +/- 25%), la evaluación de los escenarios e integración de resultados con riesgos/complejidad y la selección del escenario óptimo para la fase de *Definición*.

La evaluación de los escenarios en esta fase se enfoca en la identificación de variables inciertas, distribuciones probabilísticas de variables (perfiles probabilísticos P10, P50 y P90) e identificación de dependencias entre variables (correlaciones).

La jerarquización y selección de escenarios se basa en un análisis de factibilidad técnica-económica.

La ingeniería conceptual del escenario seleccionado considera estimado de costos clase IV de la infraestructura requerida como: pozos, redes de recolección; distribución; inyección y transporte, tratamiento y procesamiento de líquidos/gases, servicios auxiliares, tratamiento y acondicionamiento de aguas, equipos mayores y materiales.

La mejor opción desde los puntos de vista técnico, económico y de riesgo, es sometida al equipo de autorización, para decidir sobre su pase a la siguiente fase *Definición*.

Definición (VCD-D)

Esta es la fase final del VCD del proyecto. La fase de *Definición* tiene como objetivo el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle del escenario seleccionado, es decir, el plan de ejecución del proyecto.

Es la continuación del modelado detallado de las incertidumbres técnicas y los riesgos asociados para el escenario seleccionado.

En esta fase se complementa la mejor opción seleccionada con información, cálculos, simulaciones, pruebas y evaluaciones adicionales y se genera el diseño básico, con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto.

Se elaboran dos tipos de estimados de costo:

- Clase II: para los trabajos de ejecución preliminares como pruebas piloto y para equipos mayores, de largo tiempo de entrega (costos que tienen un margen de error de +/- 15%).

-
- Estimado final clase II: al terminar completamente la fase de Definición del proyecto, que servirá para soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución.

Es en esta fase donde se planea y desarrolla en detalle la ejecución del escenario seleccionado.

1.5.2 Documento de soporte de decisión (DSD)

Es el documento ejecutivo que sintetiza la información del avance del proyecto de inversión en la fase de diseño y acreditación, que contiene un resumen de los aspectos más relevantes del proyecto, de los entregables de la etapa y las consideraciones principales que sustentan la recomendación de continuar el proyecto. (CNH, 2009)

Al finalizar cada fase del VCD, debe generarse dicho entregable bien definido, que será sometido a un exhaustivo análisis para decidir sobre seguir o no a la fase siguiente.

El DSD se conforma mediante la integración de todos los documentos que soportan el análisis realizado durante la fase, tales como: premisas, cálculos, simulaciones, reportes, minutas de reuniones y demás documentos de soporte de los análisis, evaluaciones, acuerdos, revisiones y decisiones intermedias, generadas y utilizadas durante la realización de los trabajos asociados con la fase del VCD que corresponda. (PEP VCD, 2011)

Toda propuesta de inversión deberá tener una evaluación/justificación económica elaborada bajo las metodologías y premisas expuestas en los procesos o etapas. Esta evaluación/justificación debe formar parte del Documento Soporte de Decisión (DSD) respectivo.

En el DSD de cada proyecto es obligatorio incluir la información suficiente y necesaria para soportar la toma de decisiones, reconstruir en el futuro la evolución de la propuesta y ser elemento clave en la elaboración de los informes de actualización.

Algunos de los puntos que debe cubrir el DSD para cada una de las fases VCD se muestran en la Tabla 1-3.

DSD VISUALIZACIÓN	DSD CONCEPTUALIZACIÓN	DSD DEFINICIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Resumen ejecutivo <ul style="list-style-type: none"> – Propósito/metas del proyecto – Objetivos de la fase – Estrategias consideradas – Recomendaciones • Informe de prefactibilidad económica <ul style="list-style-type: none"> – Costos de inversión – Costos de operación – Flujo de caja – Indicadores económicos • Estimado de costo Clase V • Plan de ejecución Clase V • Documento de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio • Consideraciones de mercado (Precios de venta de producto) • Lista de riesgos mayores • Recursos requeridos para ejecutar la próxima fase (conceptualizar). • Plan para ejecutar la próxima fase. 	<ul style="list-style-type: none"> • Memorando de justificación del desarrollo del proyecto <ul style="list-style-type: none"> – Resumen ejecutivo (<i>actualización</i>) – Objetivos de la fase – Estrategias consideradas – Recomendaciones • Evaluación económica de c/u de las alternativas consideradas <ul style="list-style-type: none"> – Costos de operación – Costos de inversión – Flujo de caja – Criterios de evaluación – Indicadores económicos • Análisis de riesgos <ul style="list-style-type: none"> – Identificación de riesgos de c/u de las alternativas consideradas – Cuantificación de los riesgos – Ponderación de los riesgos • Estimados de costos clase IV de c/u de las alternativas consideradas • Alternativa seleccionada <ul style="list-style-type: none"> – Justificación de la tecnología seleccionada – Informe de soporte de la alternativa seleccionada • Plan de ejecución del proyecto Clase IV • Plan de ejecución de la próxima fase: <ul style="list-style-type: none"> – Definir formalización de roles y responsabilidades – Cronograma de trabajo • Recursos para ejecutar la próxima fase <ul style="list-style-type: none"> – Presupuesto – Equipo de trabajo 	<p>Resumen ejecutivo (actualización)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Propósito/metas del proyecto • Objetivos de la fase definir • Estrategias consideradas • Recomendaciones • Informe de evaluación del grado de definición del proyecto (Índice FEL) <p>Análisis comercial</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estimado de costos Clase II • Planes detallados de ejecución del proyecto Clase II • Evaluación económica <ul style="list-style-type: none"> – Costos de operación – Costos de inversión – Flujo de caja – Criterios de evaluación – Indicadores económicos – Desviaciones con respecto al plan original – Resumen técnico económico (RTE) <p>Análisis de riesgos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuantificación de los riesgos • Análisis de sensibilidad • Gerencia del riesgo • Revisión de la alineación del proyecto con las estrategias corporativas • Estudio de impacto ambiental <p>Plan</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estrategia de ejecución • Estrategia de contratación • Planes detallados de ejecución (PEP) • Recursos para ejecutar el proyecto <ul style="list-style-type: none"> – Presupuesto – Organización – Oficinas, etc. • Guías para el control del proyecto.

Tabla 1-3 - Elementos del DSD para las etapas de planeación de VCD

1.5.3 Hitos de decisión

Al final de cada una de las tres primeras etapas, se hace una revisión y se aplica lo que se denomina “llave técnica” o “hito de decisión”.

En estos puntos se verifica si cada fase del proyecto tuvo el desempeño esperado cumpliendo con ciertos requisitos técnicos y si la información obtenida es suficiente para proseguir a una nueva fase.

Esta revisión es realizada por un equipo multidisciplinario independiente del ente que coordina el proyecto y está basado por una serie de preguntas técnicas que deben cumplirse para cada etapa.

Hay 3 resultados posibles de esta revisión:

1. Pasa a la siguiente fase (con o sin condicionantes).
2. Regresa al principio de la misma fase para hacer ajustes.
3. No pasa (regresa a “la cartera en espera” con recomendaciones).

El objetivo es analizar detalladamente el trabajo realizado por el equipo del proyecto y soportado por el DSD correspondiente a la fase del VCD en que se encuentre. El proceso de verificación es mostrado en la Figura 1.16.

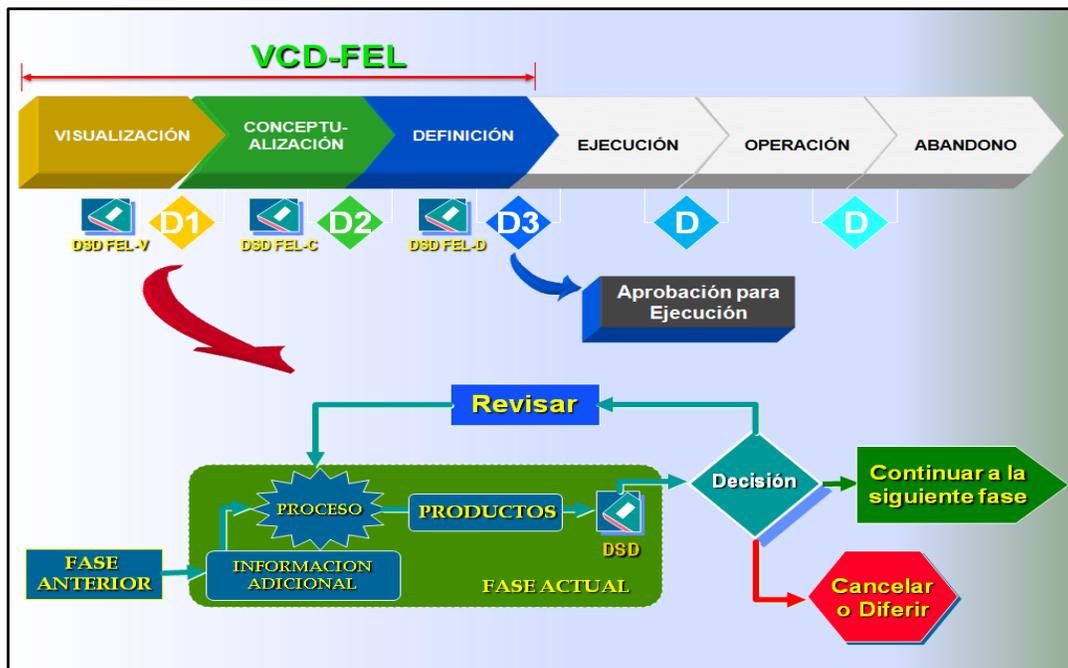


Figura 1.16 - Proceso de decisión para VCD-FEL (PEP VCD, 2011)

1.6 VERIFICACIÓN DEL GRADO DE DEFINICIÓN DEL PROYECTO

Resulta de suma importancia hacer la evaluación de la definición del proyecto antes de someterlo a aprobación y solicitud de fondos para su realización.

Determinar el Grado de Definición del Proyecto asegura que:

- Los objetivos estén bien definidos
- Todas las actividades y tareas necesarias han sido completadas
- Todas las opciones factibles han sido analizadas
- Todos los factores del éxito estén plenamente identificados

1.6.1 Índice FEL

Para la evaluación del grado de definición de los estudios VCD se emplea generalmente el índice FEL (“FEL INDEX” como se conoce en idioma inglés), propiedad de IPA.

Consta de tres secciones parciales que se realizan antes de tomar la decisión de pasar de una fase a otra de tal forma que al llegar a la etapa de Ejecución del Proyecto se han realizado tres evaluaciones de FEL para el proyecto. (ECOPETROL, 2010)

La evaluación permite verificar que cada una de las áreas de importancia del proyecto se ha desarrollado a un cierto nivel de tal forma de poder inferir que el proyecto ha sido definido lo suficiente y, por ende, determinar que su realización es viable en forma exitosa de acuerdo con el alcance y la planificación prevista. (Comité de Operac. de PDVSA, 2010).

Generalmente, esta evaluación es realizada por una organización externa al proyecto, la cual dependiendo de la magnitud y complejidad del mismo, podría variar desde de una empresa especializada en este tipo de servicio para un proyecto de gran magnitud y complejidad, hasta un equipo de trabajo proveniente del mismo dueño, pero diferente al grupo ejecutor del proyecto, como es el caso de un proyecto menor.

El índice FEL mide la integridad de un conjunto de actividades en cualquier momento durante la fase de definición del proyecto y se compone de tres factores de igual ponderación (Figura 1.17):

- La integridad de la obra en un conjunto de sitios y elementos específicos
- El estado de la ingeniería de proyecto para la instalación
- La situación de la planeación en la ejecución del proyecto

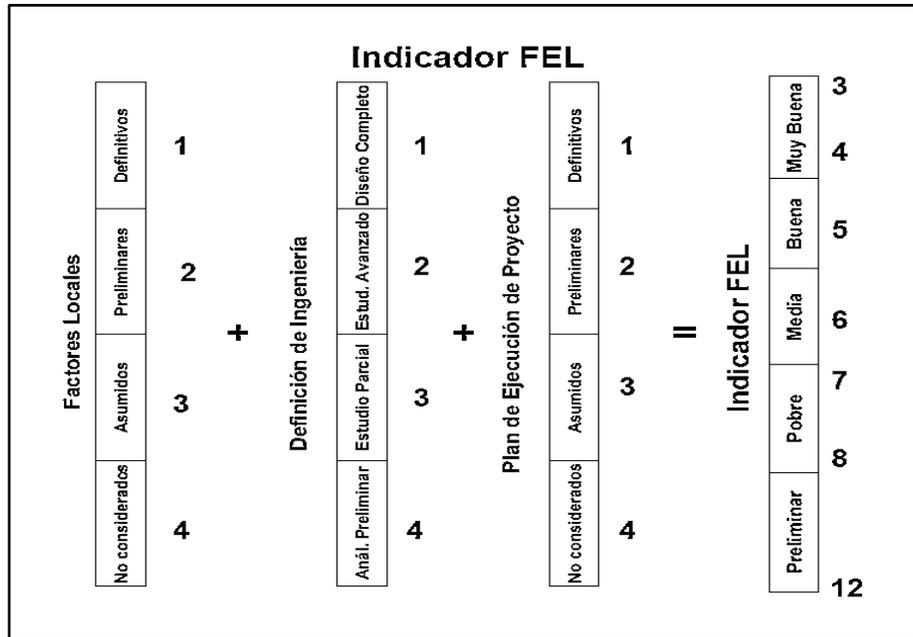


Figura 1.17 - Indicador FEL (Gadze, 2012)

Cada factor abarca muchas actividades específicas, incluyendo la integridad de las investigaciones geotécnicas, el nivel de desarrollo del programa, y el estado de los diagramas de tuberías e instrumentación.

En total, más de 100 actividades son evaluadas para medir la calidad de VCD.

1.6.2 Project Definition Rating Index (PDRI)

Es una metodología de dominio público, que ayuda a evaluar el grado de definición de los proyectos y consta de tres secciones principales que se descomponen en categorías y éstas a su vez en elementos: (Comité de Operac. de PDVSA, 2010).

- Sección I: Bases para las decisiones del proyecto.
- Sección II: Definición del proyecto.(Front End Definition)
- Sección III: Planificación/programación de la ejecución.

Estas secciones se descomponen en 70 elementos de definición del alcance, totalmente identificados y descritos, a los cuales se les asigna un peso de acuerdo con la importancia relativa entre ellos y con el nivel (cinco) del grado de definición.

El equipo entonces podrá evaluar el nivel de definición de cada elemento de su proyecto, en particular. El total de puntuación acumulada en las hojas de evaluación definirá la probabilidad de desviación en presupuesto y tiempo.

Entre los beneficios obtenidos de la aplicación de esta práctica podemos mencionar:

- Medir el grado de desarrollo del alcance de un proyecto.
- Predecir factores que impactan el riesgo de desviación de los proyectos.
- Efectuar un seguimiento del progreso en cualquier etapa del proyecto con mayores beneficios durante la etapa de definición y desarrollo.
- Facilitar la comunicación entre dueños y contratistas apuntando a las áreas débiles/incompletas del paquete de definición.
- A los participantes del equipo del proyecto, reconciliar diferencias mediante el uso de una base común para la evaluación del proyecto.
- Servir como herramienta de adiestramiento para individuos u organizaciones de la industria.
- A las empresas, servir como herramienta de “Benchmarking” para evaluar el grado de definición de proyectos versus indicadores de gestión de proyectos pasados, con la finalidad de predecir la probabilidad de éxito de proyectos futuros.

2.1 INFLUENCIA DE LA ADMINISTRACIÓN EN LOS PROYECTOS

La administración de proyectos ha evolucionado a través de un conjunto de procesos considerados como "buenos" anteriormente por tener una metodología estructurada obligatoria para la supervivencia de toda empresa. La gestión de un buen proyecto debe incluir todas las etapas del proceso administrativo como son:

- Planeación
- Organización
- Coordinación
- Dirección
- Evaluación y control

El óptimo desarrollo de cada una de ellas contribuye al logro de los objetivos, propósitos y metas del proyecto. La excelencia en la gestión de proyectos se muestra cómo el valor intelectual de 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 que se refieren al proyecto. Alcanzar la excelencia demuestra madurez en una organización para alcanzar niveles más altos de los esperados.

A medida que la importancia de la gestión del proyecto impregna todas las facetas del negocio, el conocimiento es capturado en las mejores prácticas de gestión de proyectos. A partir de este conocimiento y con la esperanza de descubrir nuevas mejores prácticas, las empresas están llevando a cabo la planificación estratégica para la gestión de proyectos.

Uno de los beneficios de llevar a cabo la planificación estratégica para la gestión del proyecto es por lo general identificar la necesidad de captar y retener las mejores prácticas.

El presente capítulo se basa en la administración del conocimiento descrito en las nueve áreas que presenta la *GUÍA del PMBOK* del PMI con la finalidad de aplicarlas de manera efectiva durante la administración de proyectos.

2.2 CRECIMIENTO ORGANIZACIONAL DE LA ADMINISTRACIÓN

La gestión de proyectos ha crecido desde una iniciativa del sector de la defensa/aeroespacial de Estados Unidos a finales de la década de los 50's e inicio de los 60's en una competencia reconocida ampliamente en varios sectores de la industria.

Durante la guerra fría, los Estados Unidos establecieron actividades para controlar sus proyectos de construcción de armas, asignando a una sola persona como responsable del proyecto en todas sus fases y único contacto para dar avances del mismo, de esta manera surge el concepto de Administración de Proyectos. (Kerzner H. , 2010).

A través de esta asignación de responsabilidades surgió la figura del gerente de proyectos o Administrador de Proyectos, quien tenía toda la responsabilidad a lo largo de todas las fases del proyecto. Esta práctica fue extendida por el gobierno a las demás oficinas gubernamentales como la NASA, donde se tenía que aplicar la metodología de Administración de Proyectos en todos sus programas espaciales.

Con esta acción se redujeron los sobre-costos y excesos de tiempo que tenían todos los proyectos que se ejecutaban en la industria aeroespacial y de defensa, dichos excesos iban del 200% al 300% (Ibíd.)

Por tal motivo se estableció un modelo de planeación y control del ciclo de vida del producto, así como también un sistema para darle seguimiento a los proyectos, creando un grupo de auditores de Administración de Proyectos para asegurar que el dinero del gobierno fuera gastado de acuerdo a como fue planeado.

La formulación inicial de la Administración de Proyectos consistía en normas, procedimientos y prácticas promulgadas internamente. Después a través de libros, artículos, seminarios y programas de entrenamiento se exploró y se expandió la práctica de la Administración de Proyectos.

A partir de este momento la Administración de Proyectos fue creciendo muy lentamente debido a la falta de aceptación de las nuevas técnicas administrativas necesarias para su implementación exitosa; la iniciativa privada empezó por aceptar el concepto por necesidad más que por deseo.

En la década de los 90's, las compañías se dieron cuenta que la implementación de la técnica de administración de proyectos era una necesidad no una elección, debido a varios factores (Ibíd.):

-
- La importancia de reducir la programación del tiempo y ser los primeros en el mercado.
 - La Administración de Proyectos trabaja mejor si la toma de decisiones y la autoridad se descentraliza, se reconoció que se puede alcanzar el control si la alta dirección actuaba como patrocinador del proyecto.
 - Hacer más trabajo en menos tiempo y con menos gente.
 - Un buen sistema para el control de costos del proyecto permitía mejorar las estimaciones.
 - Muy pocos proyectos eran terminados dentro del marco de los objetivos originales sin cambios al alcance, creando metodologías para una efectiva administración de cambios.
 - La administración del riesgo era necesaria, incluyendo los planes de administración de riesgo en los planes del proyecto.
 - El reconocimiento de la Administración de Proyectos como un plan de carrera profesional que empuja la consolidación del conocimiento a través de estudios de mercado para identificar las mejores prácticas creando centros de excelencia en Administración de Proyectos.
 - La importancia de la ingeniería concurrente y desarrollo rápido de productos encontrando que es mejor tener recursos dedicados en la duración de los proyectos y que el costo de la sobre administración era menor que el riesgo por falta de misma. Muchas organizaciones empezaron a usar equipos de proyectos ubicados en el mismo lugar.

La Administración de Proyectos se originó en las áreas de tecnología más avanzada, pero recientemente se ha reconocido que la aplicación de los métodos de la administración de proyectos pueden ser aplicados en muchas disciplinas de áreas menos tecnológicas.

De hecho los métodos de la Administración de Proyectos han probado ser muy útiles en áreas menos tecnológicas como la sociología, psicología, educación y en la administración.

También se ha demostrado que mejora la probabilidad de terminar trabajos exitosamente, a tiempo, dentro de los costos planeados y cumpliendo los criterios de desempeño.

Se puede decir que si la Administración de Proyectos continúa creciendo y madurando tendrá más aliados. En el siglo XXI, naciones del segundo y tercer mundo empezarán a conocer los beneficios y la importancia de la administración de proyectos y serán establecidos estándares mundiales para la Administración de Proyectos. (Kerzner H. , 2009).

2.3 MEJORES PRÁCTICAS EN LA ADMINISTRACIÓN

En la década de 1990, las empresas comenzaron a darse cuenta que la implementación de la gestión de proyectos era una necesidad, no una elección. En 2010, la gestión de proyectos se ha extendido prácticamente a toda industria y las mejores prácticas ya han sido comprendidas y aplicadas. (Kerzner H. , 2010).

La aparición de las mejores prácticas a través de los años se ha incrementado en las diferentes industrias a nivel internacional como se muestra a continuación:

- 1960 - 1985: Aeroespacial, Defensa y construcción
- 1986 - 1993: Automotriz
- 1994 - 1999: Telecomunicaciones
- 2000 - 2003: Tecnología de la información
- 2004 - 2006: Atención a la salud
- 2007 - 2008: Marketing y ventas
- 2009 - Presente: Organismos gubernamentales

Una mejor práctica comienza con una idea que es una técnica, proceso, método, o una actividad que puede ser más eficaz en la entrega de un resultado que cualquier otro enfoque y nos proporciona el resultado deseado con menos problemas y complicaciones imprevistas.

Como resultado de ello, supuestamente terminará como la manera más eficiente y efectiva de realizar una tarea basada en un proceso repetitivo que se ha demostrado con el tiempo por un gran número de personas y/o proyectos.

Pero una vez que esta idea ha demostrado ser eficaz, normalmente integra la mejor práctica dentro de nuestros procesos de manera que se convierte en una forma estándar de hacer negocios.

Por lo tanto, después de la aceptación y el uso comprobado de la idea, la mejor expresión posible debe ser una "práctica probada" en lugar de solo ser una buena práctica.

Este es sólo un argumento de por qué una buena práctica puede ser sólo una palabra de moda y debe ser remplazada por la práctica comprobada.

Otro argumento es que la identificación de una mejor práctica puede llevar a algunos a creer que estaban realizando algunas actividades de forma incorrecta en el pasado, y que no podría haber sido el caso. Esto puede ser simplemente una forma más eficiente y efectiva de lograr un objetivo.

Reconocer la necesidad de integrar las mejores prácticas es mucho más fácil que hacerlo realmente. Las empresas están desarrollando procesos para identificar, evaluar, almacenar y difundir información sobre las mejores prácticas.

Hay nueve actividades de mejores prácticas, la mayoría de las empresas que reconocen la integración del valor de las mejores prácticas deben cumplir con todos estos pasos para generar valor en cada uno de los procesos. (Figura 2.1).



Figura 2.1 - Nueve áreas que deben responder los procesos. (Kerzner, 2010) p. 17

Finalmente se puede definir las mejores prácticas como acciones o actividades llevadas a cabo por una empresa o individuos que conducen a una ventaja competitiva sostenible en la gestión del proyecto, mientras que agregan valor para la empresa, el cliente, y las partes interesadas. (Kerzner H. , 2010).

Las mejores prácticas son las que hacen diferenciar las actividades propias de una empresa con la de sus competidores.

Es importante resaltar que no tiene sentido la identificación de una buena práctica si la gente, especialmente los usuarios de la mejor práctica, no comprenden el valor en uso de la misma. Esto es crítico para conseguir la aceptación en el uso de una mejor práctica.

2.4 EL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE Y EL PMBOK

PMI Internacional (Project Management Institute, por sus siglas en inglés), 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, por sus siglas en inglés) 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. (Cook, 1977).

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; de hecho, 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 nos indica cómo se hacen las cosas, al igual que 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.

El boom del PMBOK® se da desde el año 2000 cuando tuvo lugar una fuerte importante evolución del estándar (y cuando se empezó a cobrar, ya que el de 1996 había sido gratuito).

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 un entregable de un proceso no sea requerido como entrada de otro proceso.

Los 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.

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 subprocesos son los siguientes:

1) *Gestión 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) *Gestión del alcance:*

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

3) *Gestión del tiempo:*

Procesos para administrar la finalización del proyecto a tiempo.

4) *Gestión de costos:*

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

5) *Gestión 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) *Gestión de los recursos humanos:*

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

7) *Gestión de las comunicaciones:*

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

8) *Gestión 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) *Gestión de las adquisiciones:*

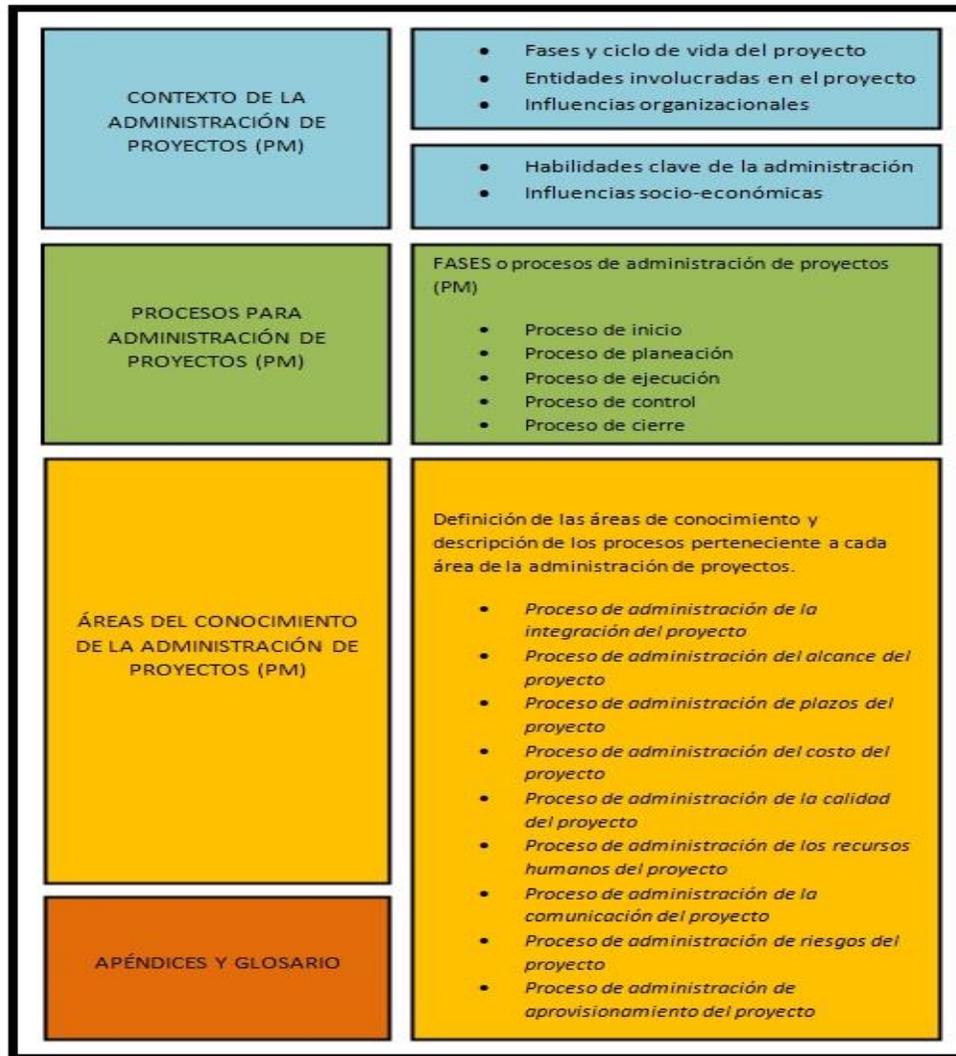
Procesos de compra o adquisición de los productos, servicios o resultados que es necesario obtener fuera del equipo del proyecto.

Actualmente, en su quinta edición de 2013, el PMBOK® adiciona una nueva área de conocimiento: “Gestión de Stakeholders (interesados)” en la que se fomenta conocer a todos y cada uno de los interesados en el proyecto, su entendimiento del mismo, sus expectativas y su participación –positiva o negativa.

Por lo anterior, PMBOK se mantiene como 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.

Tiene presencia en más de 160 países y cuenta con más de 240.000 socios activos de prácticamente todas las industrias. (PMI México, 2012)

Tabla 2-1 - Esquema general del PMBOK® GUIDE (PMI)



2.5 LA ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

La gestión de proyectos es la aplicación de los conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas (cualitativas y cuantitativas) para las actividades del proyecto a fin de satisfacer o superar las necesidades y expectativas de las partes interesadas de un proyecto. (Marín, 2012).

Lo anterior se logra mediante la aplicación e integración de las áreas del conocimiento con los procesos de inicio, planeación, ejecución, seguimiento y control finalizando con el cierre del proyecto. El buen desarrollo de cada una de ellas contribuye al logro de los objetivos, propósitos y metas del proyecto. (Barrios & Garzón, 2012)

Cumplen o superan 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 coordinación es determinada por el tipo, la complejidad, las necesidades y exigencias del proyecto. La dirección de proyectos debe ser participativa ya que el éxito de los mismos depende del compromiso y participación activa y real del equipo, lo cual implica una dirección y coordinación abierta, flexible y participativa.

La dirección del proyecto incluye entre otros aspectos la orientación hacia el logro de los objetivos y el control del proceso para alcanzarlos.

Es de vital utilidad la administración de proyectos y con ello el uso de técnicas de administración de proyectos que pueden parecer una carga adicional, sin embargo, el uso de ellas proporciona un ahorro de tiempo y dinero a largo plazo.

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; 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.

2.5.1 Elementos de la Administración de Proyectos

La administración de proyectos es un proceso de influencia consciente, sistemática y estable dirigido a alcanzar determinados objetivos para el desarrollo en áreas específicas en un plazo determinado y a un costo dado. En ella, lo más importante es el ser humano (su bienestar) y la reconstrucción permanente de la naturaleza (equilibrio ecológico).

Para ejecutar una gestión más eficaz deben tenerse en cuenta elementos fundamentales: el líder, el equipo, el sistema y stakeholders.

El líder del proyecto

Es un personaje clave en todo el proceso capaz de desarrollar las siguientes actividades:

- Integrar los esfuerzos de las áreas y grupos de trabajo para el logro de los objetivos propuestos
- Definir la infraestructura necesaria
- Contratar y coordinar los recursos necesarios
- Delegar en forma efectiva las acciones que lo requieran
- Planear, controlar y evaluar el progreso del programa
- Reconocer, analizar y resolver los problemas que se presenten
- Mantener una relación positiva y constructiva con todos los implicados

Estos requisitos exigen, no sólo que posea habilidad técnica, sino también requieren habilidades en el campo de la negociación y solución de conflictos, conocimientos financieros y de planeación, además de demostrar liderazgo ante los implicados y su propio equipo de trabajo.

Entre sus responsabilidades se incluye:

- El desarrollo del plan del proyecto
- La identificación de los requerimientos y el alcance del proyecto
- La comunicación
- La administración de los recursos humanos y materiales
- Administración de los costos/presupuesto
- El aseguramiento de la calidad
- El reporte y evaluación del desempeño del proyecto.

El líder de proyecto debe mantener su atención en asegurar que el proyecto se termine en el tiempo y presupuesto planeado, y muy frecuentemente con tiempos limitados.

Algunas de las cualidades que se deben tener para convertirse en un buen líder de proyecto son las siguientes:

- Organizado y metódico
- Facilidad para relacionarse con gente
- Buena comunicación oral y escrita
- Liderazgo

El equipo

La mayor parte de los conocimientos necesarios para dirigir proyectos son casi exclusivos de la administración de proyectos en cuanto a actividades específicas se refiere, sin embargo, algunos fundamentos de ésta administración se delegan sobre otras disciplinas.

El equipo es visto como el conjunto de grupos o individuos que trabajan en función de lograr una meta común, o sea, los objetivos generales y específicos de los programas y proyectos. Es muy importante destacar que por conformarse en función de las necesidades de un programa o proyecto no tienen carácter permanente y pueden ampliarse o reducirse en función de las etapas o acciones a desarrollar.

Para que un equipo se sienta motivado debe tener claro los objetivos del proyecto, participar activamente en la construcción del programa de trabajo que finalmente se traduce en la estructura detallada de trabajo y ser responsable de la calidad del producto o servicio final.

El sistema administrativo

Comprende las estructuras organizativas, el procesamiento de la información y todos los procedimientos que permitan la integración horizontal y vertical de las tareas y las unidades funcionales, departamentos y organizaciones e instituciones que participan en el programa o proyecto.

Es lo que facilita que el equipo de trabajo actúe de manera efectiva en todo el proceso. Debe estar en correspondencia con los objetivos propuestos y considerar las necesidades de recursos, tareas a realizar, los costos y las prioridades.

Para garantizar un adecuado proceso deben estar presentes la planificación detallada, el análisis interno y externo y la comunicación amplia con todos los implicados, en lo cual resulta de utilidad la aplicación de un enfoque estratégico.

Stakeholders

Los interesados en el proyecto son todos aquellos individuos u organizaciones involucrados activamente en el proyecto o cuyos intereses se puedan ver afectados como resultado de la ejecución o terminación del proyecto

Es considerable tomar en cuenta que influyen directamente en la toma de decisiones y objetivos, así como en los resultados del proyecto.

El equipo de dirección del proyecto debe identificar a los interesados, determinar sus requisitos y expectativas y, en la medida de lo posible, gestionar su influencia en relación con los requisitos para asegurar un proyecto exitoso. La Figura 2.2 ilustra la relación entre los elementos y el proyecto.

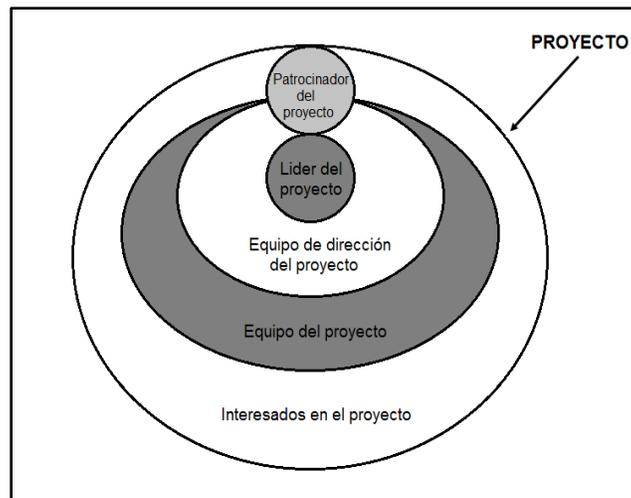


Figura 2.2 - Relación entre los elementos y el proyecto (PMBOK, 2004) p. 25

La certeza de terminar con éxito aumenta gradualmente a medida que se avanza el proyecto, la influencia que tienen los interesados para cambiar las características finales y el costo del proyecto es alto al inicio del proyecto y decrece gradualmente a medida que se avanza el proyecto y se van aprobando los entregables. (Figura 2.3).

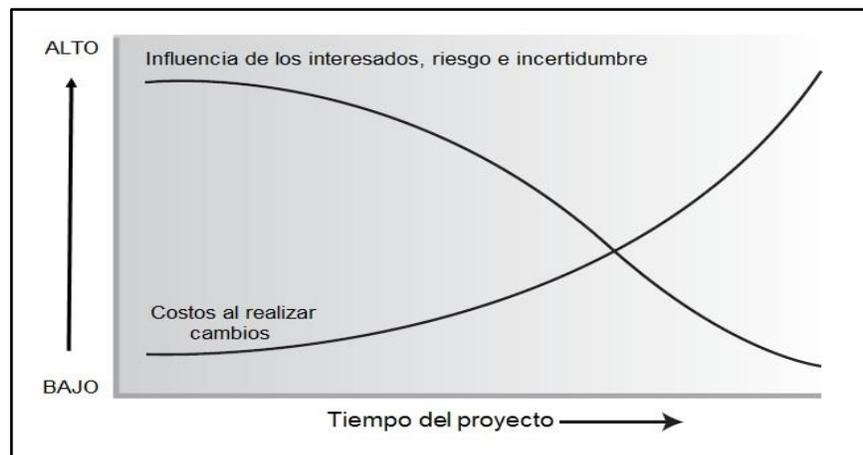


Figura 2.3 - Influencia de los resultados a lo largo del tiempo (PMBOK, 2008) p. 17

Una de las principales causas de este fenómeno es que el coste de los cambios y de la corrección de errores generalmente aumenta a medida que avanza el proyecto.

2.5.2 Principales actividades del proyecto

Las actividades que con su sucesión van configurando el proyecto son:

- **Toma de decisiones**

En el desarrollo de cualquier proyecto las alternativas y variantes son constantes.

Un correcto análisis de ventajas e inconvenientes realizados con diferentes herramientas: FODA (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades), arboles de decision, etc, debe desencadenar una decisión que en el mejor de los casos será un compromiso entre todas las alternativas posibles, y que con toda seguridad condicionará el resultado final del proyecto.

- **Iteraciones**

El análisis de las alternativas va mostrando las ventajas e inconvenientes de las diferentes alternativas, que a su vez enriquecen las alternativas restantes. En diferentes procesos de realimentación surgen alternativas nuevas que finalmente son mejores para el proyecto que ninguna de las originales.

- **Compensación de recursos**

Todo proyecto para su desarrollo necesita recursos humanos y no humanos para su desarrollo.

- **Afectación por el entorno**

Crecientemente, con la personalización de los productos y los proyectos en general, la adecuación al entorno es más una necesidad que un deseo. Adaptar un proyecto más o menos genérico a un entorno concreto es una tarea que cada vez ocupa a más ingenieros, y no es una labor sencilla.

En algún caso se puede tener la inercia, dentro de determinados entornos, de identificar el concepto de diseño con el de proyecto. Parece claro que el diseño va ligado a aspectos más tangibles, en tanto que asociamos diseño a “dibujo”, e incluso a producto.

Lo que si es claro, es que el concepto de diseño está más asociado a la primera fase de los proyectos, y que en cualquier caso tiene un alcance menor que el de proyecto.

2.5.3 La restricción triple tradicional “Matriz de negociación”

En el desarrollo de los proyectos podemos encontrar que la calidad se ve afectada, por el equilibrio de tres factores que integran la llamada “Triple Restricción” que son: Alcance, Tiempo y Costo del Proyecto.

Si una de las variables se modifica, el resto de las variables también cambiará. Si el alcance aumenta, el coste y el tiempo aumentarán. Si el coste disminuye, el tiempo aumentará o el alcance disminuirá, como se muestra en la Figura 2.4:

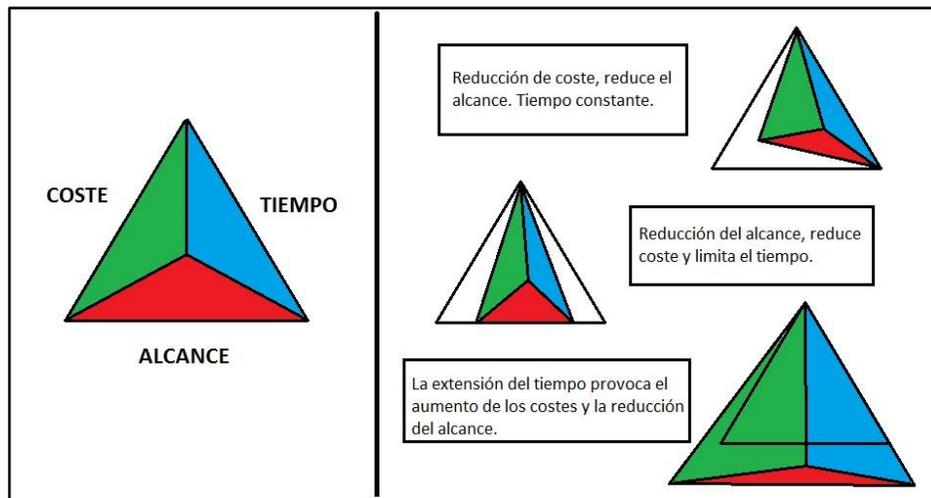


Figura 2.4 - Triple Restricción. Ejemplos de variación de factores

Este triángulo es la forma en la que el trabajo de un proyecto puede ser visualizado.

1. Tiempo: todos los proyectos están delimitados por el tiempo, siempre hay una fecha límite que cumplir.
2. Coste: esta variable no solo incluye el dinero, incluye todos los recursos que se van a utilizar en el proyecto, el coste incluye personas, equipamientos, materiales, etc.
3. Alcance: Cada proyecto produce un único producto (bien o servicio), el alcance del proyecto describe y limita el trabajo requerido para conseguir el producto.

Si se tiene flexibilidad en cuanto al alcance a cubrir, entonces es posible reducir tiempos y/o recursos para el proyecto. El cliente de un proyecto puede restringir dos de los tres parámetros, pero nunca los tres.

Al inicio de un proyecto es recomendable proponer al cliente dos de estos, sin embargo, si este pretende imponer los tres, la probabilidad de tener un proyecto exitoso será muy cercana cero.

Determinar los tiempos y costos es una labor de por sí complicada. Aceptar una fecha límite con recursos limitados con un objetivo o alcance no negociable, entonces pueden presentarse serios problemas.

En el caso de que el equipo logre concluir el proyecto bajo estas condiciones, muy probablemente el nivel de calidad del producto terminado dejará mucho que desear.

2.5.4 Ciclo de vida de proyectos

El ciclo de vida del proyecto define las fases que conectan el inicio de un proyecto con su terminación. Por ejemplo, cuando una organización identifica una oportunidad a la cual le interesaría responder, frecuentemente autoriza un estudio de viabilidad para decidir si se emprenderá el proyecto.

El CVP se refiere a una secuencia lógica de actividades para lograr los objetivos del proyecto. Independientemente del alcance o complejidad, cualquier proyecto pasa por una serie de etapas durante su vida.

La definición del ciclo de vida del proyecto puede ayudar al director del proyecto a determinar si deberá tratar el estudio de viabilidad como la primera fase del proyecto o como un proyecto separado e independiente.

Cuando el resultado de dicho esfuerzo preliminar no sea claramente identificable, lo mejor es tratar dichos esfuerzos como un proyecto por separado.

El PMI (PMBOK, 2008), plantea diversos ciclos de vida que contienen una fase inicial, una o más fases intermedias y una fase final, y describe para cada una especificaciones tales como:

- El trabajo técnico que debe realizarse.
- Quien debe realizar cada fase.
- Las correspondientes metodologías de dirección.

Etapas representativas

La transición entre fases implica la terminación de una serie de entregables aprobados antes de iniciar el trabajo de la siguiente fase.

Existen diversas herramientas y metodologías de gestión de proyectos que muestran diferentes fases en el ciclo de vida de un proyecto, sin embargo es posible reconocer las más importantes entre cada una de estas etapas:

1. Iniciación

En esta primera etapa, el alcance del proyecto se define junto con el enfoque que debe adoptarse para alcanzar los resultados deseados. El director del proyecto es nombrado y, a su vez, se selecciona a los miembros del equipo en base a sus habilidades y experiencia.

Las herramientas utilizadas en la etapa de iniciación son la Carta de Proyecto, Plan de Negocios, Marco de Proyecto, Justificación de negocio e hitos de desición.

2. Planeación

La segunda fase debe incluir una identificación detallada y asignación de cada tarea hasta el final del proyecto. También debe incluir un análisis de riesgos y la definición de criterios para la finalización exitosa de cada entrega.

Se define el proceso de gobernanza, se identifica a los interesados y se acuerda la frecuencia de presentación de informes y de los medios de acuerdo. Las herramientas más comunes o metodologías utilizadas en la etapa de planeación son el plan de negocios y los hitos de desición.

3. Ejecución y control

El objetivo más importante en esta fase es asegurar que las actividades de los proyectos se ejecutan correctamente y con óptimo control. Durante el desarrollo del producto y del sistema, se crea un diseño que resulta en un conjunto específico de requisitos.

A medida que la fase de ejecución progresa, los grupos a través de la organización se van involucrando más profundamente en la planificación de la prueba final, la producción y soporte.

Las herramientas más comunes o metodologías utilizadas en la fase de ejecución son una actualización del análisis de riesgos y de tarjetas de evaluación, además del plan de negocios e hitos de desición.

4. Cierre

En esta última etapa, el director del proyecto debe asegurarse de que el proyecto sea llevado a su correcta terminación.

La fase de cierre se caracteriza por un informe de revisión del proyecto que contiene los siguientes componentes:

- Aceptación formal del producto final por el cliente
- Examinar medidas críticas (que coinciden con los requisitos iniciales especificados por el cliente con el producto final entregado)
- Recompensar al equipo
- Crear una lista de lecciones aprendidas
- Liberación de los recursos del proyecto
- Notificación de cierre formal del proyecto a la alta dirección

No hay ninguna herramienta especial a la metodología que se necesite durante la fase de cierre. (Visitask, 2012)

Características del ciclo de vida del proyecto

Según el PMI, cada una de las fases definidas dentro del desarrollo de un proyecto está determinada por la consecución de una o más entregas. Una entrega es el resultado concreto y real de un trabajo: puede ser un estudio de viabilidad, un diseño en detalle o un prototipo de trabajo.

Las entregas y por lo tanto las fases o etapas son parte de una secuencia lógica general diseñada para garantizar la definición del producto o servicio.

Generalmente se define en cada fase; que trabajo se debe realizar, cuando se deben generar los entregables, cómo se revisarán, verificarán y se validarán los entregables y como controlar y aprobar cada fase.

El CVP puede partir del diagnóstico y/o la necesidad detectada, continuando con una Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle.

La transición de una fase a otra dentro del ciclo de vida de un proyecto generalmente implica y, por lo general, está definida por alguna forma de transferencia técnica.

Generalmente, los productos entregables de una fase se revisan para verificar si están completos, si son exactos y se aprueban antes de iniciar el trabajo de la siguiente fase. No obstante, no es inusual que una fase comience antes de la aprobación de los productos entregables de la fase previa, cuando los riesgos involucrados se consideran aceptables.

Esta práctica de superponer fases, que normalmente se realiza de forma secuencial, es un ejemplo de la aplicación de la técnica de compresión del cronograma denominada ejecución rápida. (Figura 2.5).

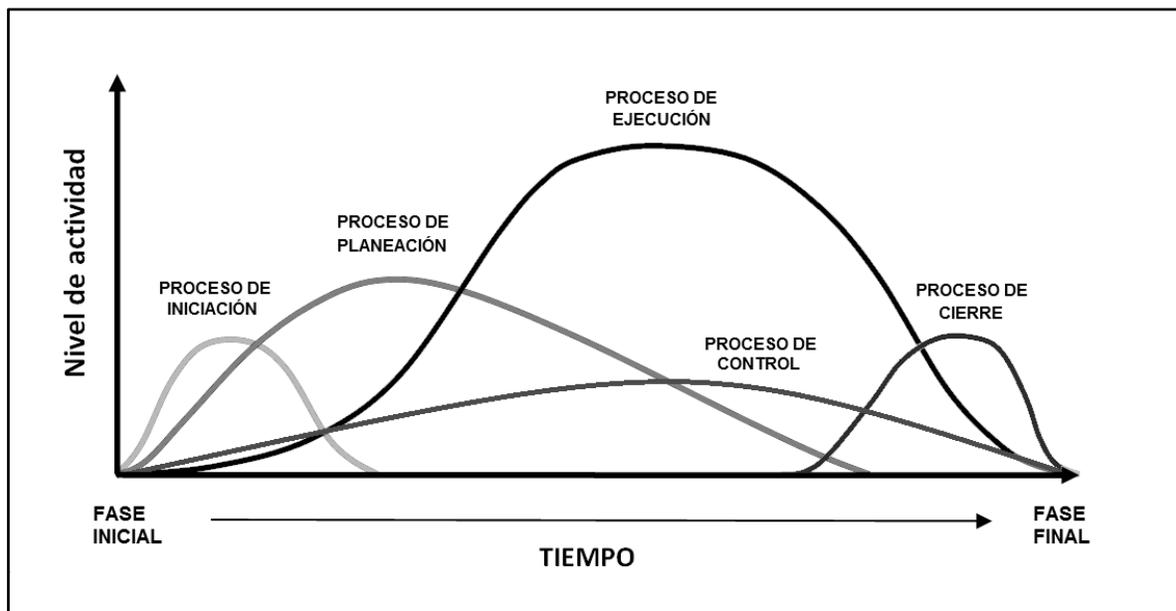


Figura 2.5 - Traslapes de los procesos de administración de proyectos y sus actividades. (PMBOK, 2008) p. 41

Las actividades del proyecto deben ser agrupadas en fases porque al hacerlo, el director del proyecto y el equipo pueden planificar y organizar eficientemente los recursos para cada actividad, y también medir objetivamente el logro de los objetivos y justificar sus decisiones para seguir adelante, corregir o cancelar.

En términos generales las fases son secuenciales, definidas por alguna transferencia de información técnica o de componentes técnicos, así como el nivel de costo y personal en cada una de ellas, llegando al nivel máximo en las fases intermedias y cayendo rápidamente cuando el proyecto se aproxima a su conclusión (Figura 2.6).

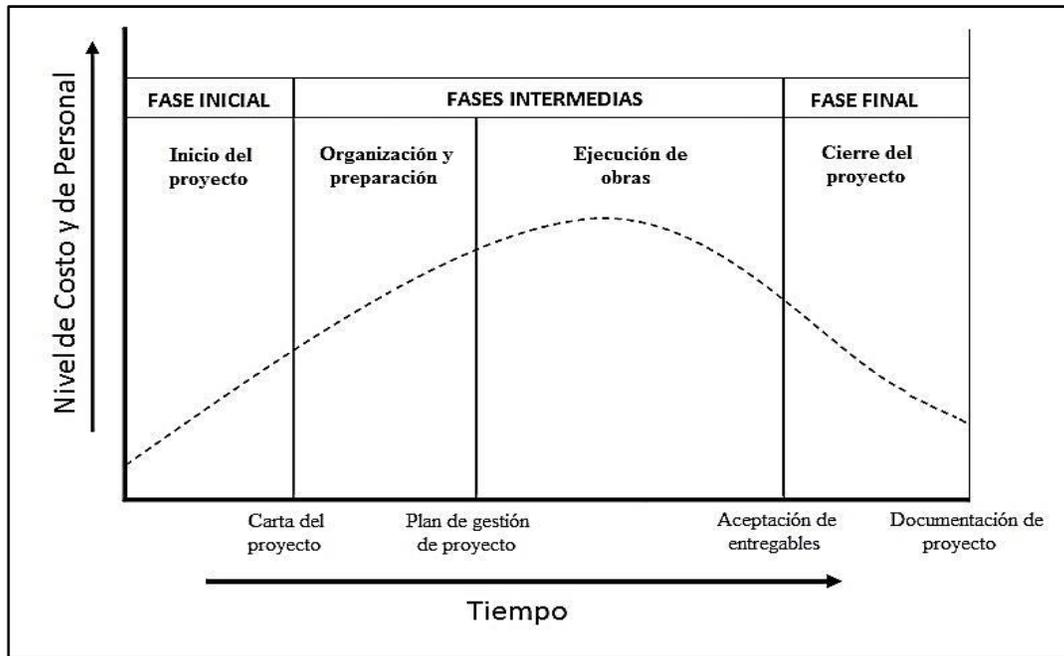


Figura 2.6 - Nivel de Costos y personal a lo largo del CVP (PMBOK, 2008) p. 16

El siguiente CVP ilustra la diversidad de los enfoques usados. Los ejemplos son típicos, en cada caso, el nombre de las fases y los principales entregables son definidos para cada proyecto. (Figura 2.7).

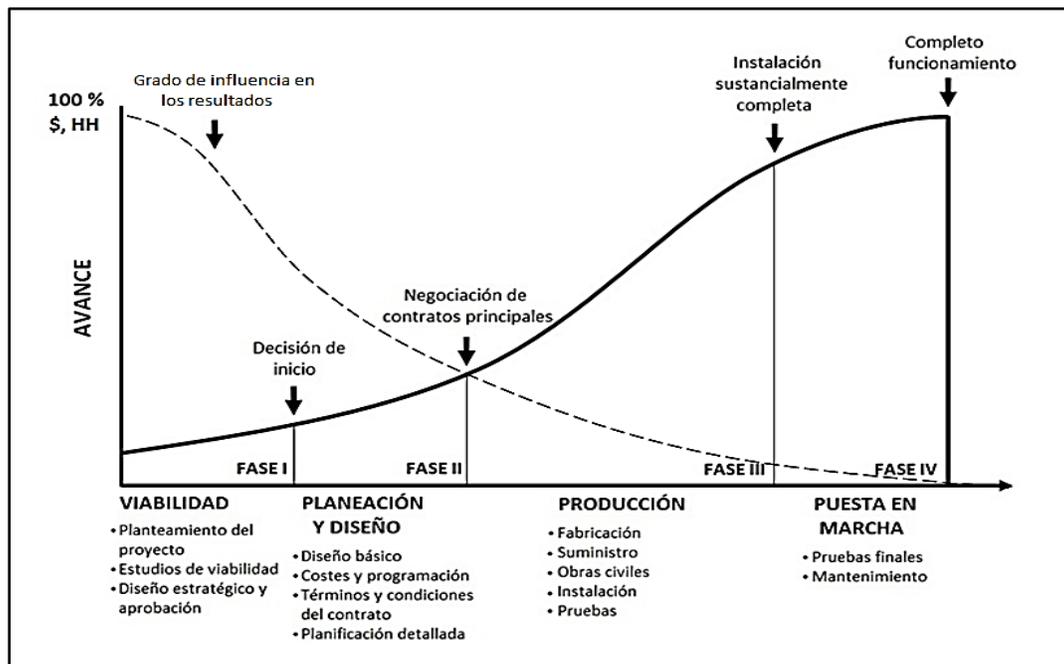


Figura 2.7 - Ciclo de vida representativo de un proyecto de construcción (Morris, 2003)

El CVP se integra en cuatro fases o etapas como se ilustra en la figura anterior:

- **Viabilidad o Factibilidad**

Formulación del proyecto, estudio de factibilidad, estrategia de diseño y aprobación. Una decisión de continuar o no continuar se hace al final de esta fase.

- **Planeación y Diseño**

Bases de diseño, costos y programa, condiciones y términos del contrato, y planeación a detalle. Los subcontratos más grandes se hacen al final de esta fase.

- **Producción**

Manufactura, entregas, obra civil, instalación y pruebas.

- **Puesta en marcha**

Prueba finales y mantenimiento. Las instalaciones están en plena operación al finalizar esta fase.

Es de gran importancia organizar las fases del proyecto en ciclos de proyectos específicos, debido a que cada sector de la industria involucra requisitos únicos, tareas y procedimientos en lo que respecta a los proyectos sino también porque los diferentes sectores de la industria tienen diferentes necesidades de metodologías de administración del ciclo de vida.

Es necesario prestar mucha atención a esos detalles ya que marca la diferencia entre hacer las cosas bien y lograr distinguirse como director o líder de proyectos.

(Kerzner H. , 2010), muestra un ciclo de vida diferente para los proyectos de las organizaciones, sin embargo, en esencia se desarrollan actividades similares como en el proceso de Morris, pero siguiendo el principio de las mejores prácticas.

La Tabla 2-2, muestra las fases del ciclo de vida de una organización a través de implementar la administración de proyectos.

Tabla 2-2 - Cinco fases del ciclo de vida de gestión de proyectos (Kerzner H. , 2010) p. 7

Inicial	Aceptación de la dirección ejecutiva	Aceptación de la línea de gestión	Crecimiento	Madurez
Reconocer las necesidades	Obtener apoyo ejecutivo	Obtener el apoyo de línea de gestión	Identificar el uso del ciclo de vida de cada fase	Desarrollar un sistema de control de gestión costo/calendario
Identificar beneficios	Alcance de comprensión ejecutiva de la gestión del proyecto	Alcance de compromiso de la línea de gestión	Desarrollar una metodología de gestión de proyecto	Control integral de costo y calendarización
Identificar aplicaciones	Establecer el patrocinio del proyecto para niveles de ejecución	Proporcionar instrucción sobre la línea de gestión	Crear un comité de planeación	Desarrollar un programa de instrucción para mejorar las habilidades de la gestión del
Identificar lo que debe hacerse	Tener disponibilidad para cambiar la forma de hacer negocios	Tener disponibilidad para capacitar a los empleados para la gestión de proyectos	Minimizar el campo de aplicación	Seleccionar un sistema de control del proyecto

En la fase inicial la organización reconoce las necesidades aparentes, este reconocimiento toma lugar en los niveles bajos y medios de la administración en donde las actividades del proyecto aún se encuentran en desarrollo.

Una vez que la organización percibe la necesidad de la gestión del proyecto, entra en la segunda fase, la aceptación ejecutiva. La administración del proyecto no se puede implementar rápidamente en el corto plazo sin un soporte ejecutivo. Además el soporte debe ser visible para todos.

La tercera fase es la aceptación de la línea de gestión. Es muy poco probable que cualquier gerente de línea apoye activamente la implementación de la gestión de proyectos sin antes reconocer el mismo soporte que viene de fases anteriores.

La cuarta fase del ciclo es la fase de crecimiento, donde la organización se encuentra comprometida en el desarrollo de las herramientas corporativas para la gestión de proyectos. Esto incluye los procesos y la metodología de gestión de proyectos para la planificación, programación y control así como la selección del software de apoyo adecuada. Algunas partes de esta fase puede comenzar durante las primeras fases.

La quinta fase es la madurez. En esta fase, la organización comienza a utilizar las herramientas desarrolladas en la fase anterior.

En este sentido, la organización debe estar totalmente dedicada a la gestión de proyectos.

La organización debe desarrollar un plan de estudios de gestión de proyectos razonable para proveer la capacitación y la educación, adecuados para el uso de las herramientas, así como para el comportamiento organizacional esperado.

Cabe mencionar que de manera general no existe una única manera, que sea la mejor, para definir el ciclo de vida ideal de un proyecto.

Algunas organizaciones han establecido políticas que estandarizan todos los proyectos con un ciclo de vida único, mientras que otras permiten al equipo de dirección del proyecto elegir el ciclo de vida más apropiado para el proyecto del equipo.

Asimismo, las prácticas comunes de la industria a menudo conducen a usar un ciclo de vida preferido dentro de dicha industria.

2.5.5 Estimado de costos de proyectos

Existen diferentes tipos de estimados de costos que están directamente relacionados con el desarrollo del proyecto, los mismos se pueden apreciar en la Figura 2.8.

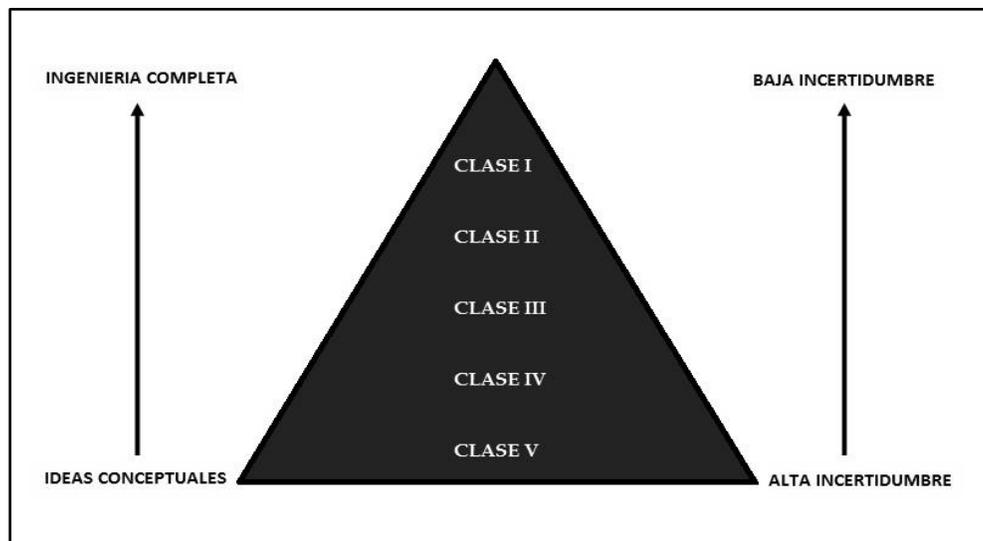


Figura 2.8 - Tipo de estimados de costos

- **Estimados de costo clase V (Orden de Magnitud)**

Se utiliza en la planificación a mediano plazo para establecer si los proyectos reúnen los méritos suficientes para proseguir su desarrollo.

Este estimado se realiza en la fase inicial y se basa en una descripción muy general del proyecto donde la información disponible se limita esencialmente al tipo de proyecto, tamaño, posible ubicación, características de los insumos y gráficos de producción preliminares.

Los procedimientos de estimación del costo clase V, se basan en datos históricos de costos que provienen de proyectos similares ejecutados corregidos por índices de precios y factores de ubicación geográfica.

- **Estimados de costo clase IV (Conceptual)**

Los costos normalmente se obtienen de información histórica de la base de datos. Para generar el costo total, los estimadores incluirán previsiones especiales tales como: escalación, contingencia y riesgo.

En la elaboración de este estimado, se ha avanzado poco en el diseño, por ende se basan en las experiencias del equipo del proyecto y servirán sólo para seleccionar las opciones que serán definidas en detalles durante la próxima fase.

- **Estimados de costo clase III (Preliminar)**

Se realiza al terminar el 60% de la Ing. básica y requiere para su elaboración:

- Bases del diseño revisadas.
- Diagramas de flujos revisados.
- Ubicación definitiva y selección de la opción óptima.
- Plano de ubicación definitiva de equipos y tuberías.
- Plano preliminar de flujo e instrumentación.
- Planificación preliminar.

Este estimado también puede emplear curvas o factores históricos para determinar el costo de los equipos mayores y del proyecto en general si las cotizaciones de dichos equipos no están disponibles.

- **Estimados de costo clase II (Definitivo)**

Este es el estimado más importante debido a que con él se toma la decisión definitiva de continuar con las fases más costosas del proyecto.

Para su elaboración se requiere:

- Alcance bien definido
- Resultados del estimado clase III
- Plano definitivo de flujo e instrumentación
- Estudio de impacto ambiental
- Estudio de riesgo y seguridad de las condiciones operacionales
- Planos y especificaciones de diseño de todas las disciplinas involucradas incluyendo
- Incorporación de comentarios y recomendaciones de los estudios anteriores.
- Cotizaciones de los equipos
- Plan maestro de ejecución

Desde el punto de vista gerencial, la relación costo-beneficio que se obtiene con un costo clase II es sustancial, ya que invirtiendo en el desarrollo no más del 7% del costo total, se reduce hasta un 85% la incertidumbre del proyecto.

Otro uso que tiene el costo clase II definitivo, es servir de base para comparar las ofertas comerciales presentadas en la licitación para la ejecución conjunta de la Ingeniería de detalle y la construcción.

- **Estimados de costo clase I (Control)**

Corresponde al monto final con el cual se otorgó la buena-pro al contratista que ganó la licitación y se usa para el control de costo de la ejecución de la Ingeniería de detalle y de la construcción.

2.5.6 Métodos de programación de actividades en proyectos

Para poder realizar un proyecto en tiempo y costo adecuados es necesario elaborar un plan en base al cual se pueda programar y controlar todas las actividades. Partiendo de aquí se puede entender como planeación la formulación de un curso de acción que sirva de guía para la realización del proyecto. (Oberlender, 1993).

La duración de cada una de las actividades a realizarse dentro de las etapas del proyecto será definida con base en la cantidad de trabajo o esfuerzos a realizar, así como por la cantidad de recursos necesarios para lograr los objetivos.

Existen diversos tipos de técnicas de programación, unas son muy sencillas en su elaboración y fáciles de interpretar, pero tienen ciertas limitaciones. Otras son bastante útiles pero complejas en su elaboración.

Las técnicas más comúnmente usadas en la programación de actividades son:

- Diagramas de barras
- Curvas de producción acumulada
- Método de la Ruta crítica (Critical Path Method, CPM)
- Red de precedencias
- PERT (Program Evaluation Review Technique)
- Diagramas de tiempo y espacio

Diagrama de GANTT

El diagrama de GANTT es una herramienta que le permite al usuario modelar la planificación de las tareas necesarias para la realización de un proyecto. Esta herramienta fue inventada por Henry L. Gantt en 1917.

Para la planificación del desarrollo de proyectos complejos (superiores a 25 actividades) se requiere además el uso de técnicas basadas en redes de precedencia como CPM o los grafos PERT.

Estas redes relacionan las actividades de manera que se puede visualizar el camino crítico del proyecto y permiten reflejar una escala de tiempos para facilitar la asignación de recursos y la determinación del presupuesto. El diagrama de Gantt, sin embargo, resulta útil para la relación entre tiempo y carga de trabajo.

En gestión de proyectos, el diagrama de Gantt muestra el origen y el final de las diferentes unidades mínimas de trabajo y los grupos de tareas o las dependencias entre unidades mínimas de trabajo.

Desde su introducción los diagramas de Gantt se han convertido en una herramienta básica en la gestión de proyectos de todo tipo, con la finalidad de representar las diferentes fases, tareas y actividades programadas como parte de un proyecto o para mostrar una línea de tiempo en las diferentes actividades haciendo el método más eficiente.

Básicamente el diagrama está compuesto por un eje vertical donde se establecen las actividades que constituyen el trabajo que se va a ejecutar, y un eje horizontal que muestra en un calendario la duración de cada una de ellas. (Figura 2.9).

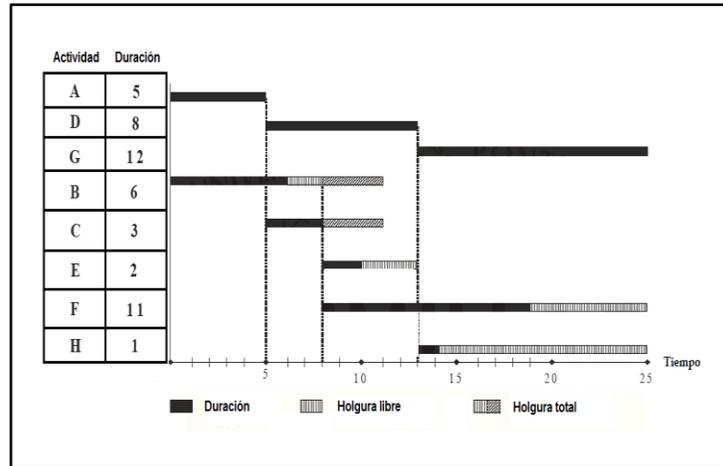


Figura 2.9 - Diagrama de Gantt. (Ramos, 2012)

Si las tareas son secuenciales, las prioridades se pueden confeccionar utilizando una flecha que desciende de las tareas más importantes hacia las tareas menos importantes (Figura 2.10). La tarea menos importante no puede llevarse a cabo hasta que no se haya completado la más importante.

A medida que progresa una tarea, se completa proporcionalmente la barra que la representa hasta llegar al grado de finalización. Así, es posible obtener una visión general del progreso del proyecto rastreando una línea vertical a través de las tareas en el nivel de la fecha actual.

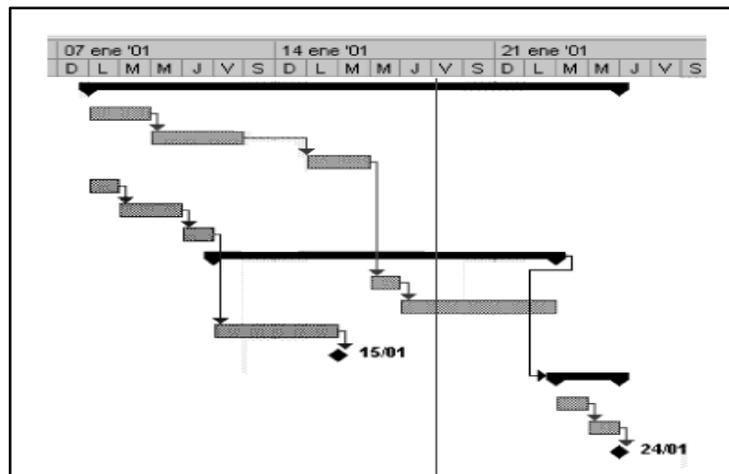


Figura 2.10 - Tareas secuenciales y progreso calendarizado dentro del diagrama de Gantt

Las tareas ya finalizadas se colocan a la izquierda de esta línea; las tareas que aún no se han iniciado se colocan a la derecha, mientras que las tareas que se están llevando a cabo atraviesan la línea. (Romero López, 1993).

Ventajas

- Fácil de construir
- Fácil comprensión
- Útil como herramienta de planeación
- Practica para reportes ejecutivos

Desventajas

- No muestra la dependencia entre actividades
- No distingue actividades críticas

PERT y CPM

PERT (Project Evaluation and Review Technique) y CPM (Critical Path Method), son dos métodos usados por la dirección para, con los medios disponibles, planificar el proyecto a fin de lograr su objetivo con éxito

PERT y CPM no resuelven los problemas por sí solos sino que relacionan todos los factores del problema de manera que presentan una perspectiva más clara para su ejecución.

Ofrecen un medio eficaz de reducir la incertidumbre, y que las decisiones tomadas y acciones emprendidas sean las adecuadas al problema, preparando un plan mediante la representación gráfica de todas las operaciones que intervienen en el proyecto y las relacionan, coordinándolas de acuerdo con las exigencias tecnológicas.

La técnica de CPM es similar al PERT en muchos aspectos. La diferencia fundamental de estos dos sistemas consiste en que, el PERT, estima la duración de cada tarea u operación de los proyectos basándose simplemente en un nivel de coste, mientras que el CPM relaciona duración y coste, de lo cual se deriva una diversidad de duraciones para cada tarea u operación, y la elección de una duración adecuada se hará de modo que el coste total del proyecto sea mínimo.

Lo más criticado de PERT y CPM es que ambas son deterministas, es decir, se predetermina que actividades deben hacerse para terminar un proyecto.

Es asumido que todas las actividades del gráfico de red se tienen que hacer antes o después, y que la terminación de todas las actividades marca el final del proyecto. La duración de una actividad es lo único que se considera incierto.

- **Aplicaciones de PERT y CPM**

La aplicación de PERT se concentra en aquellas tareas en que hay incertidumbre en cuanto a los tiempos de terminación por lo que es más indicado para los proyectos de investigación, en los cuales existe el problema de la estimación de los tiempos de trabajo y, por otro lado, tampoco hay antecedente para calcular los costes por unidad de tiempo.

El CPM es aplicable a las construcciones en general en las cuales sea fácil estimar los tiempos y costes, y lo que interesa es saber cuál es la combinación coste-duración de cada tarea para que se pueda lograr el coste total mínimo del proyecto. (Crespo, 1999).

2.5.7 Éxito del proyecto y creación de experiencia

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.

Por otra parte, el éxito del proyecto no es únicamente si se logra el producto o servicio; si no que puede llegar a ser que el proyecto sea suspendido o cancelado oportunamente siendo exitoso, ya que libera los recursos para otras actividades o proyectos.

La planeación y la comunicación son vitales para una administración de proyectos satisfactoria. Evitan que ocurran problemas o reducen al mínimo su impacto sobre el logro del objetivo de un proyecto cuando estos se presentan. (Gido & Clements, 2008)

Si un proyecto es terminado con éxito, el planeamiento y la ejecución deben tener una correcta formulación. Una mala planificación llevará a errores, que creará desviaciones de los costos, tiempo y calidad. (Varas Parra, 2005).

La aplicación de estos conocimientos lleva a una mejora de procesos, mejora en la toma de decisiones, evaluación del desempeño e incremento del conocimiento para futuros proyectos, en otras palabras cada proyecto desarrollado se convierte en experiencia para aprender cómo desarrollar el próximo proyecto de manera más eficiente y eficaz. (Figura 2.11).

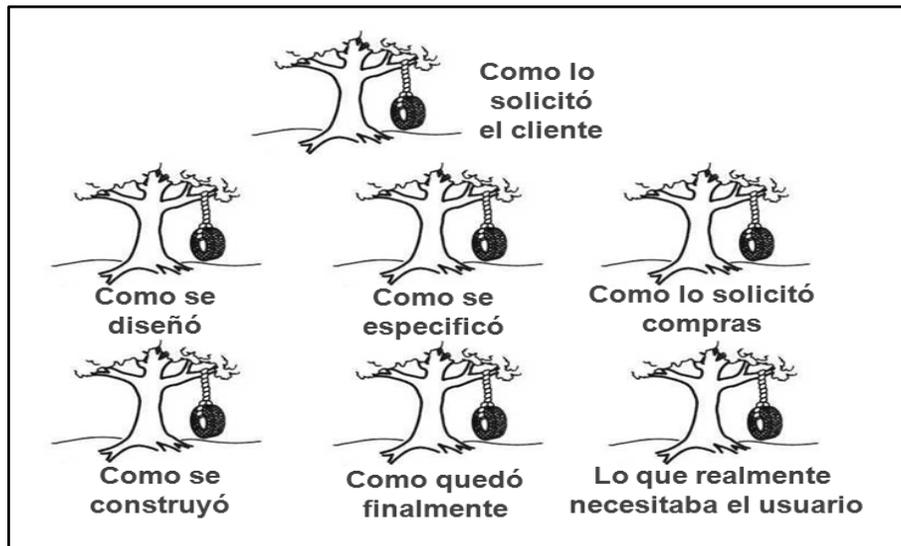


Figura 2.11 - Administración ideal de proyectos exitosos. (Ambriz, 2002)

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 un objetivo muy definido: un resultado o producto esperado, determinado en función del alcance, programa y costo y aceptado por el cliente.

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.

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 concluye un proyecto, debe evaluarse su desempeño para saber que podría mejorarse si se realizara un proyecto similar en el futuro. Debe obtenerse retroalimentación del cliente y del equipo de proyecto. (Ibid.).

2.5.8 Métodos internacionales de administración de proyectos

Actualmente son varios los métodos de administración de proyectos reconocidos internacionalmente, y todos ellos están encaminados a lograr nuevas actitudes y la más efectiva y eficiente práctica profesional de la administración de proyectos.

Mediante un trabajo de investigación enfocado al estudio y análisis comparativo de los principales métodos y estándares existentes al nivel internacional se enfocó en los más relevantes y reconocidos, (Olmedo Canchola, 2009):

- *Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK®)*, USA, reconocido *de facto* como estándar universal del conocimiento relativo a la administración de proyectos.
- *Project In Controlled Environments (PRINCE2™)*, del *Office of Government Commerce (OGC)*, reconocido como estándar *de facto* por el Gobierno del Reino Unido (UK).
- *IPMA Competence Baseline (ICB)*, de *International Association of Project Management (IPMA)*, con sede en Suiza, que es un documento de referencia para obtener la certificación internacional de competencia en el ejercicio de la administración de proyectos.
- *ISO 10006-2003 “Quality management systems —Guideline for quality management in projects”*, que no es en sí misma una guía para la administración de proyectos, sino que más bien ofrece lineamientos para administrar la calidad de los procesos implicados en el desarrollo de proyectos.

Actualmente sólo el PMBOK® está siendo difundido en México, y existen varias organizaciones e instituciones que imparten cursos de capacitación para su ejercicio y para obtener la certificación profesional de competencia. Sin embargo, el nivel de conocimiento de dicho método y el número de profesionales certificados en nuestro país es aún muy bajo y no existe un registro sobre ellos.

Si bien es cierto que ningún método de administración es el remedio para evitar el fracaso del proyecto, la aplicación profesional de alguno de ellos evita la improvisación y el desorden, permitiendo alcanzar de manera controlada el objetivo inicial.

3.1 ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

Actualmente, los hidrocarburos de fácil acceso y en grandes acumulaciones ya han sido descubiertos y desarrollados.

Las compañías petroleras a nivel mundial se están viendo en la necesidad de invertir grandes recursos para encontrar y producir petróleo y gas en zonas de alta complejidad, como pueden ser las que se encuentran en aguas profundas.

Desde los inicios de la explotación petrolera a nivel mundial, el desarrollo de los yacimientos que se encuentran bajo el subsuelo marino ha sido un reto que el negocio de los hidrocarburos ha tenido que afrontar debido a que los recursos localizados bajo tirantes de agua menores a 500 m ya se encuentran en desarrollo o incluso en declinación.

A diferencia de la producción en aguas someras, la que se realiza a mayores profundidades enfrenta condiciones adversas como las bajas temperaturas y altas presiones, así como las características del entorno; la salinidad, las corrientes marítimas y la formación de sedimentos en el lecho marino.

Esta situación ha propiciado que se desarrollen nuevas tecnologías para la exploración y explotación de nuevos yacimientos en aguas profundas.

El desarrollo de tecnologías y la experiencia generada en otros países para la exploración y explotación de este ambiente operativo han servido como base para impulsar proyectos en busca de nuevas reservas de hidrocarburos. La explotación de hidrocarburos en aguas profundas presenta grandes retos para la tecnología, sin embargo también representa una enorme oportunidad.

Este capítulo está basado en información real de un proyecto de explotación. Dicho proyecto cuenta con la fase de visualización y se encuentra desarrollando la fase de conceptualización como parte de la metodología VCD-FEL y al cual se le ha modificado de forma proporcional los valores numéricos y propuesto un nombre genérico al campo con el fin de tomar un modelo análogo para este trabajo.

3.1.1 Situación del campo Derna

Las aguas profundas en México se localizan en aguas territoriales del Golfo de México, conformadas por una extensión de 575 000 km² en la que se estima la existencia de numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos. Se considera que ésta es la región de mayor potencial petrolero, con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce), lo que representa 56 por ciento del recurso total del país.

La contribución de los descubrimientos de gas no asociado en aguas profundas principalmente del pozo Derna-1 ubica al campo Derna como el cuarto campo de gas húmedo descubierto en el país y como el más importante en Aguas Territoriales del Golfo de México, en términos de reservas originales 3P.

El proyecto de explotación Derna está contemplado a partir de una delimitación y caracterización del campo, realizadas en fases preliminares que corresponden a la fase de definición de un proyecto de exploración, por lo que se cuenta con la información correspondiente para realizar un plan de desarrollo de un proyecto de explotación.

Ubicación

El campo Derna se ubica geográficamente a 131 km al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz y 98 km al Sureste de la Ciudad de Veracruz, Veracruz, en aguas territoriales del Golfo de México a una profundidad de 988 m. (Figura 3.1).

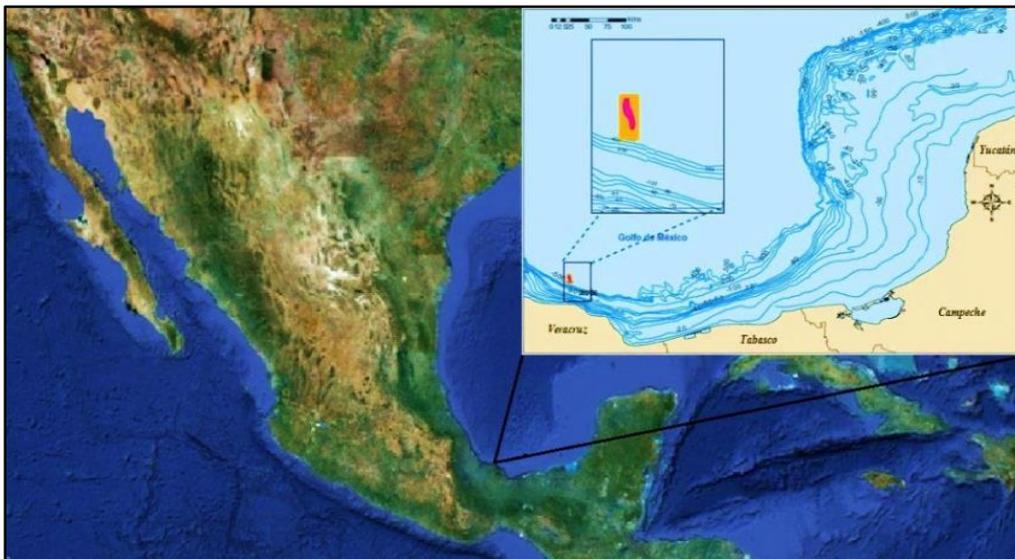
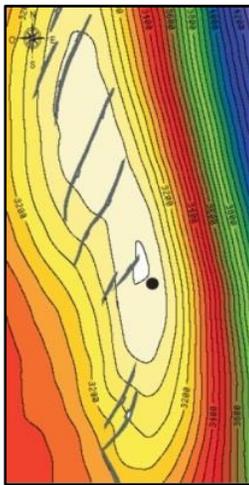


Figura 3.1 - Ubicación del área del proyecto de explotación. Modificado del Google Earth 2012.

3.2 MARCO GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO

3.2.1 Caracterización de yacimientos

El campo Derna es un anticlinal asimétrico con cierre propio en el que se encuentran 2 yacimientos donde la estructura presenta fallamiento normal de bajo desplazamiento en dirección NE-SW producto de la carga litostática. Este alineamiento se ubica en el límite Sureste de las Cordilleras Mexicanas.(Figura 3.2).



El modelo estático del campo Derna fue generado con base en la información de la interpretación sísmica, superficies y fallas en profundidad, los datos de pozo, registros, núcleos, evaluaciones petrofísicas y cimas geológicas.

El campo Derna se limitó con la anomalía sísmica, tanto verticalmente como arealmente. (PEP, 2007).

Figura 3.2 - Configuración estructural de la cima del Mioceno Inferior mostrando las fallas normales internas en la estructura (PEP, 2007)

Estratigrafía

La columna geológica atravesada por el pozo Derna- 1, comprende rocas que van desde el Reciente Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior y está constituida por intercalaciones de horizontes arcillosos con limolitas y areniscas líticas. (Figura 3.3).

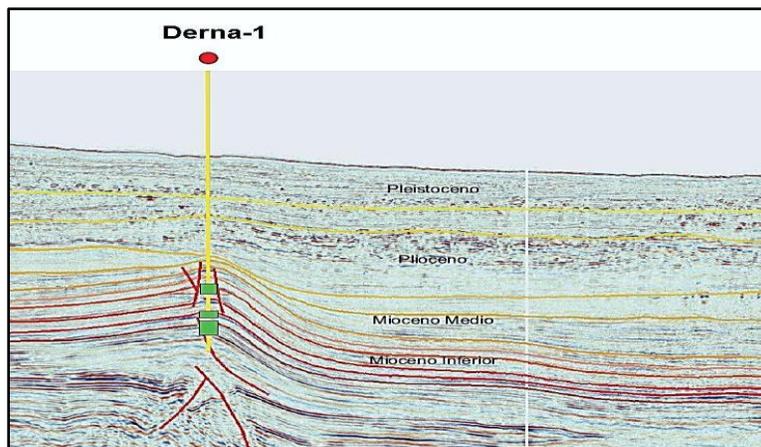


Figura 3.3 - Columna estratigráfica que atraviesa el pozo Derna-1

Las rocas que constituyen los yacimientos son de Edad Mioceno Inferior formadas principalmente por areniscas líticas y limolitas, y corresponden a complejos de abanicos turbidíticos y canales submarinos en un ambiente de talud. (Figura 3.4).

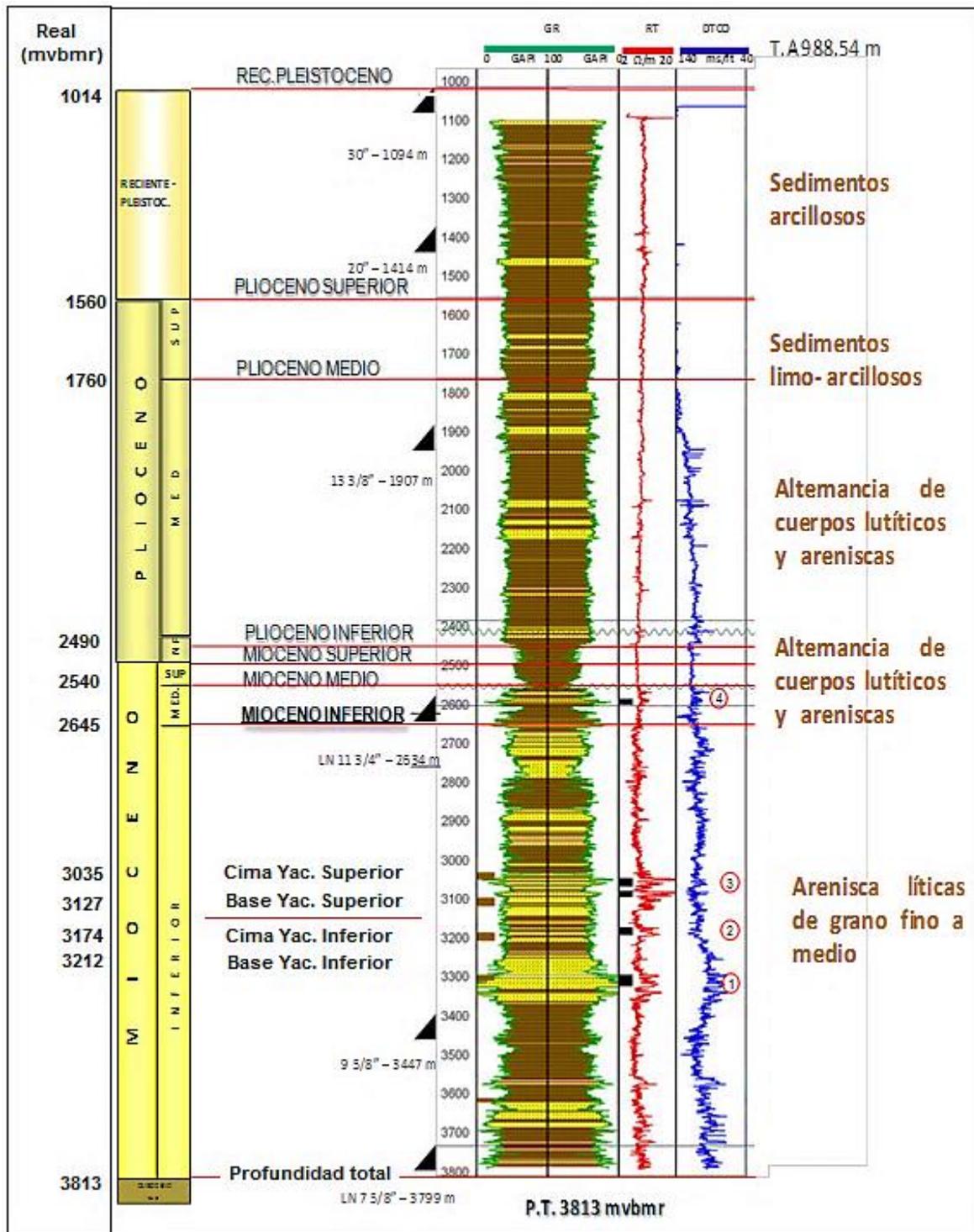


Figura 3.4 - Columna geológica del pozo Derna-1 (PEP-CNH, 2010)

Sello

La roca sello, de la parte superior e inferior de ambos yacimientos, está constituida principalmente por lutitas con espesores mayores a 30 metros y distribución lateral amplia.

Trampa

Es de tipo combinada, estructuralmente se encuentra confinado por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos, cuyas dimensiones son:

Yacimiento Superior

- Ancho: 2 kilómetros
- Largo: 17 kilómetros

Yacimiento Inferior

- Ancho: 2 kilómetros
- Largo: 10 kilómetros

La estructura presenta fallamiento normal de bajo desplazamiento en dirección Noreste a Suroeste producto de la carga litostática. (PEP, 2007).

En la interpretación sísmica se identificaron puntos brillantes (bright spots²), tanto en la cima del yacimiento inferior (intervalo 3,174-3,212 mbmr) como en el yacimiento superior (intervalo 3,035-3,127 mbmr). (Figura 3.5).

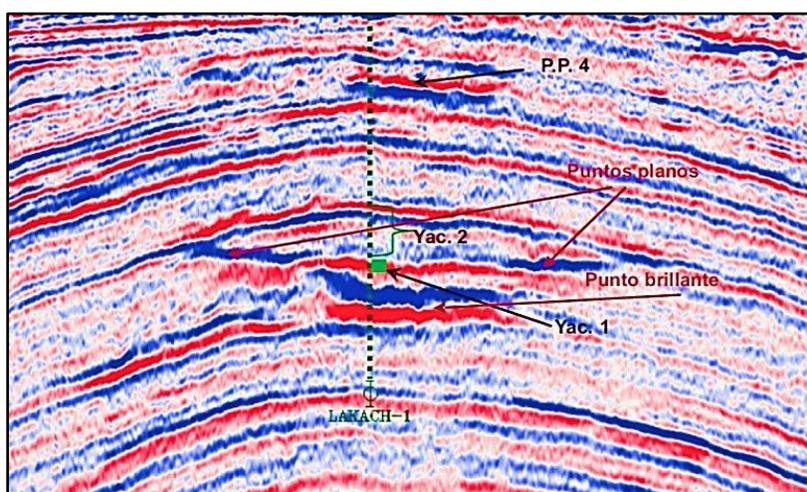


Figura 3.5 - Bright Spots (PEP-CNH, 2010)

² Anomalía de amplitud sísmica o de gran amplitud que pueden indicar la presencia de hidrocarburos.

La respuesta sísmica de los yacimientos presenta claros indicadores directos de hidrocarburos, los límites de sus anomalías son concordantes con los contornos estructurales. (Figura 3.6).

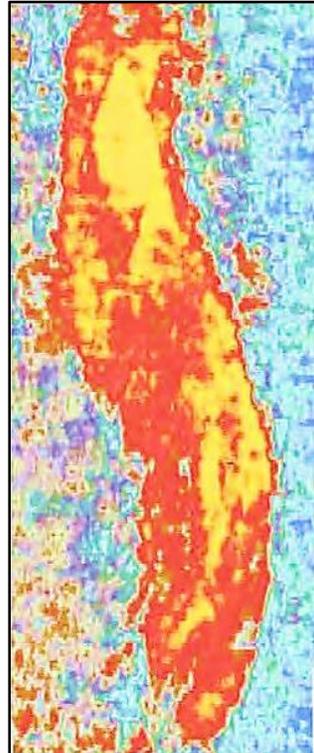


Figura 3.6 - Anomalia de amplitud de Derna que muestra concordancia con los contornos estructurales (PEP-CNH, 2010)

Roca generadora

Los resultados de los análisis isotópicos realizados a las muestras de gas recuperados en el pozo Derna-1, muestran un origen con afinidad a las rocas del Jurásico Superior Tithoniano que presentan una elevada madurez térmica.

Yacimientos

Las principales características y propiedades de los yacimientos son mostradas dentro de la Tabla 3-1. Estas características son obtenidas por estudios de los núcleos del pozo Derna-1 y de pruebas de presión producción realizadas al mismo. (PEP, 2007).

Tabla 3-1 - Características y propiedades de los yacimientos del campo Derna (AI-PEP, 2009)

Variable	Yacimiento Superior	Yacimiento inferior
Área, Km2	34	20
Tipo de roca	Arenisca lítica de grano fino a grueso	Arenisca lítica de granulometría fina
Matriz	Limoarcillosa con escaso cementante calcáreo	Limoarcillosa y cementante calcáreo
Porosidad primaria	Intergranular	Intergranular
Porosidad secundaria	Móldica	Móldica
Porosidad promedio, %	24	23
Permeabilidad, mD	31	21
Swi (Inicial), %	40	39
Espesor bruto, m	98	40
Espesor neto, m	46	24
Presión inicial, Kg/cm2	386	397
Prueba de presión producción [MMPCD]	31	26
Tipo de fluido	Gas húmedo	Gas húmedo
H2S, %	0	0
Temperatura, °C	63	65

Tipo de fluido

En cuanto al tipo de fluidos, los dos yacimientos se clasifican como gas húmedo.

El gas húmedo es aquel que contiene un porcentaje de hidrocarburos superiores y puede producir una fase líquida por variaciones de temperatura y presión.

Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

La composición indica que el metano es el principal componente del gas; presentando además impurezas como el CO₂ y el N₂, destacando la ausencia de ácido sulfhídrico. (Figura 3.7).

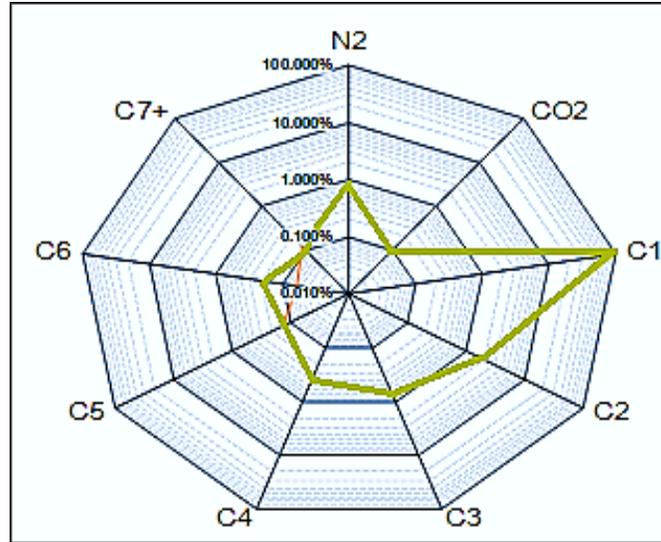


Figura 3.7 - Tipo de fluido del campo Derna (PEP-CNH, 2010)

Con base en el análisis del comportamiento de presión y producción del yacimiento, estimado con modelos de balance de materia y simulación numérica, se estima que los mecanismos de producción presentes durante la explotación serán:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Entrada de agua

De estos mecanismos de empuje, la expansión de los fluidos, particularmente el gas, prevalecerá sobre los otros. La expansión del gas estará regida por el comportamiento de su compresibilidad en función de la presión de yacimiento, al disminuir la presión (con la explotación) se incrementará la compresibilidad del gas, en tanto que la compresibilidad del volumen poroso disminuirá; la entrada de agua tendrá una participación menor comparada con la expansión del gas.

En cuanto a energía de presión, ésta irá declinando conforme transcurra la explotación del yacimiento, esta menor participación se explica por el volumen limitado del acuífero y por la baja transmisibilidad existente entre este y el yacimiento.

3.2.2 Delimitación del campo

Con la terminación de los pozos delimitadores es posible reclasificar reservas y dar mayor certidumbre al desarrollo del campo, por tal motivo se realizó la perforación del pozo delimitador Derna-2DL a 6.16 Km de distancia con dirección sureste a partir del pozo descubridor Derna-1. (Figura 3.8).

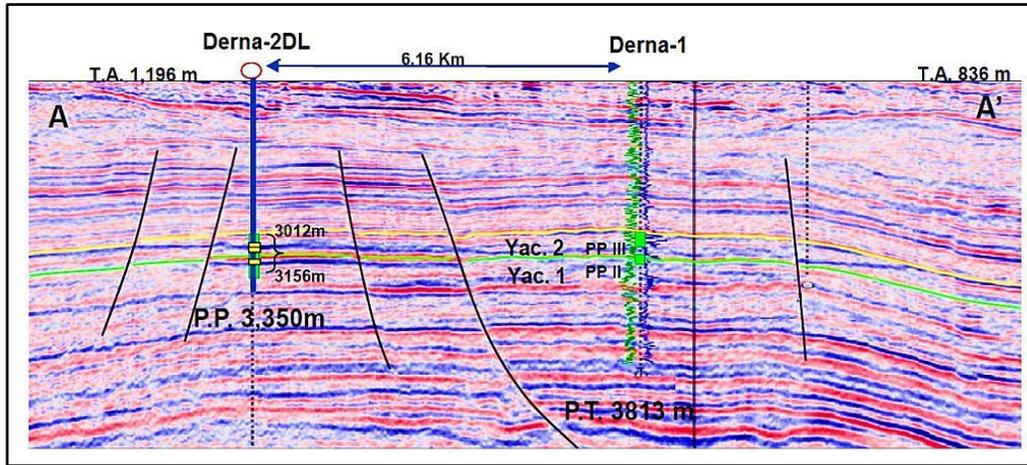


Figura 3.8 – Delimitación con la perforación del pozo Derna-2DL (Escalera Alcocer, 2010).

Modelo de facies sedimentarias

Con el modelo se identificó que el 75% del volumen original se encuentra en el yacimiento Superior. Los yacimientos muestran una alta heterogeneidad a través del pozo descubridor. El modelo estático tiene una alta incertidumbre debido a que está poblado a partir de la información de un pozo y de la sísmica.

- Espesor promedio (a partir del modelo) de 46 mts del yacimiento Superior
- Espesor promedio (a partir del modelo) de 24 mts del yacimiento Inferior

En el modelo se ubican los yacimientos superior e inferior y la intercalación de facies que los integran. Tales facies localizadas son principalmente arena fina, arena gruesa y lutita. (Figura 3.9).

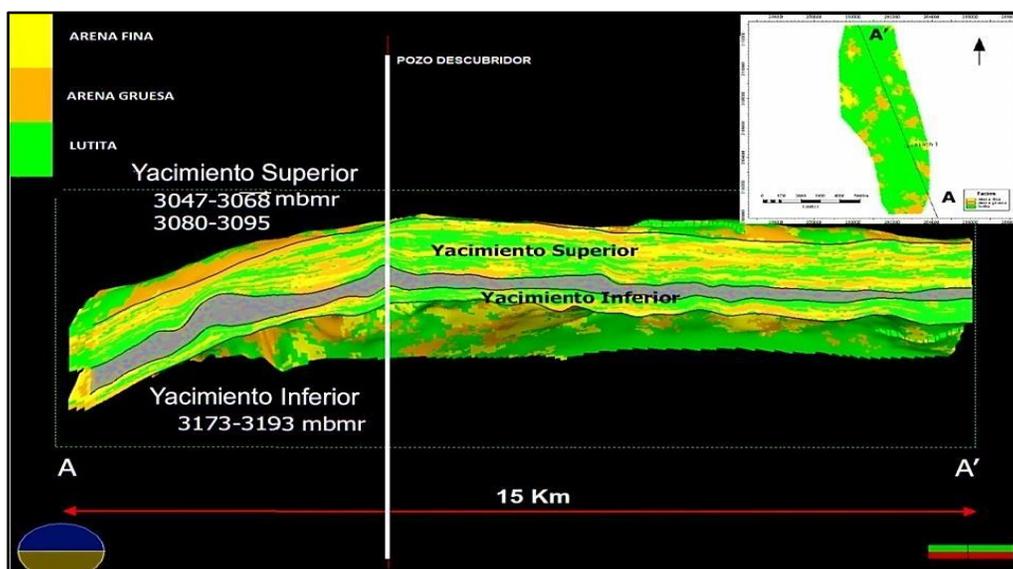


Figura 3.9 - Configuración estructural (AI-PEP, 2009)

3.2.3 Volumen y reservas de hidrocarburos

Se han evaluado las reservas de los campos a partir de procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

A continuación se muestra un modelo probabilístico de las reservas de acuerdo a la Tabla 3-2. Se obtuvo mediante la ejecución de una simulación de Monte Carlo con 10,000 iteraciones usando el programa @ RISK para Excel 5.5, 2009, versión industrial de Palisade. (Romero Mata, 2009).

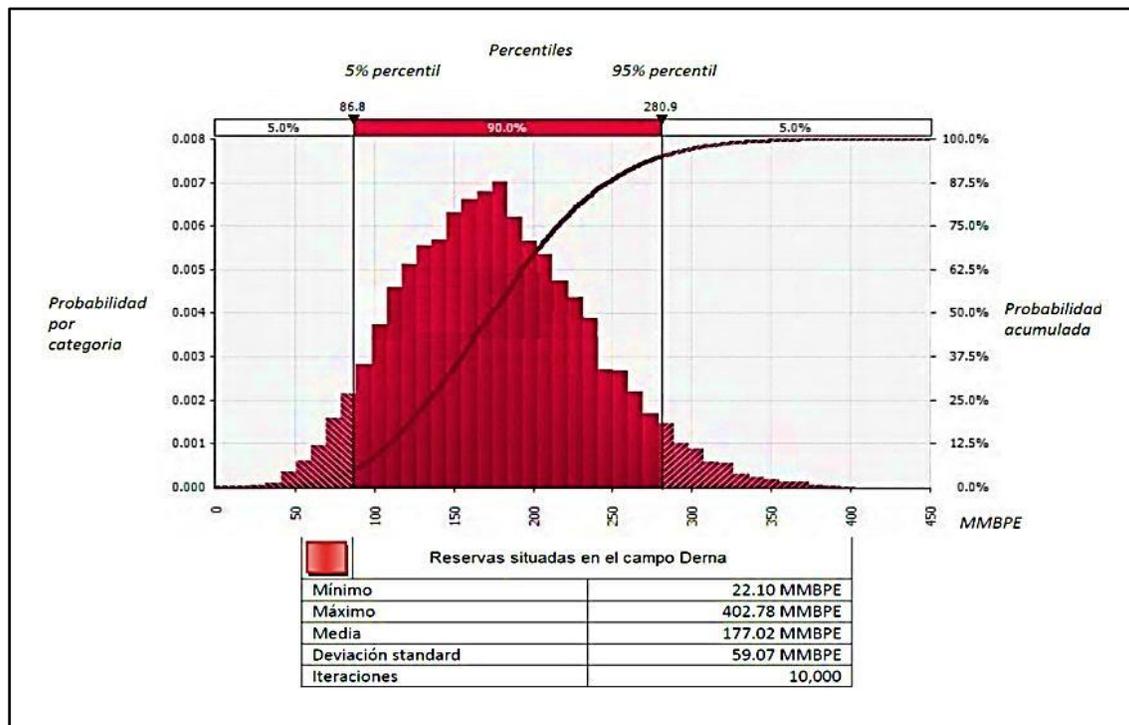


Figura 3.10 - Resultados del modelo de la simulación de reservas ubicadas en el campo Derna (Romero Mata, 2009)

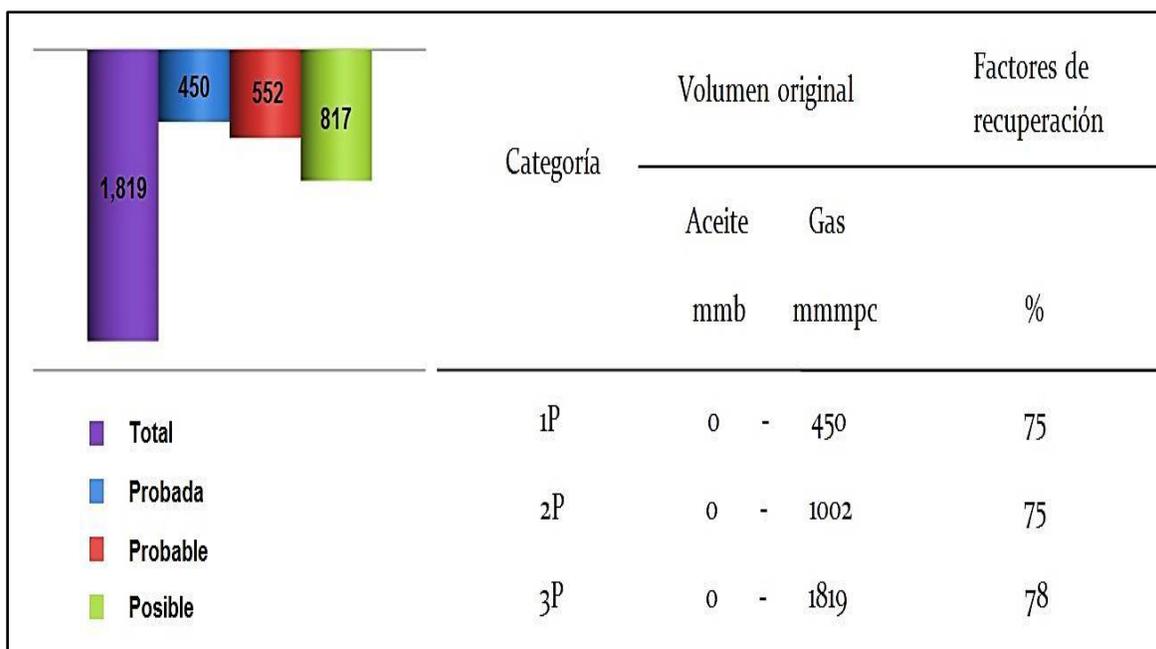
El cálculo arrojado para las reservas identificadas en el yacimiento se muestra en la (Figura 3.10).

El volumen original y el factor de recuperación total pertenecientes a cada reserva del campo del Proyecto de Explotación Derna también son mostrados en diferente categoría.

Tabla 3-2 - Reservas de hidrocarburos consideradas en el proyecto de desarrollo Derna (Romero Mata, 2009)

Reservas por categoría	Volumen original		Reservas Hidrocarburos					Reservas Gas	
	Aceite	Gas Natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmmbpe	mmmpc	mmmpc
Probadas	0	450.0	73.9	0.0	4.6	14.3	54.9	324.0	285.7
Probables	-	552.2	82.0	-	4.3	12.8	64.9	382.6	337.4
2P	-	1002.2	155.9	-	8.9	27.1	119.8	706.5	623.1
Posibles	-	817.1	111.9	-	3.2	9.3	99.5	660.3	610.2
Totales (3P)	-	1819.3	267.9	-	12.1	36.4	219.3	1366.9	1233.2

Tabla 3-3 - Reserva original, 1P, 2P, 3P, y factores de recuperación (AI-PEP, 2009)



Las reservas remanentes de gas y petróleo crudo equivalente de los campos del Proyecto de Explotación Derna se presentan en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4 - Reserva remanente (PEP-CNH, 2010)

Categoría	Reserva remanente	
	Gas mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmb
1P	324	73
2P	706	159
3P	1367	307

Con la información disponible de la perforación del pozo descubridor (área de reserva probada) y con la delimitación del campo con el pozo Derna-2DL se ha realizado un mapeado de cimas y límites de las zonas en donde se encuentran las reservas probable y posible.

Lo anterior permite observar de manera clara los puntos estratégicos para la perforación de pozos de desarrollo. (Figura 3.11 y Figura 3.12).

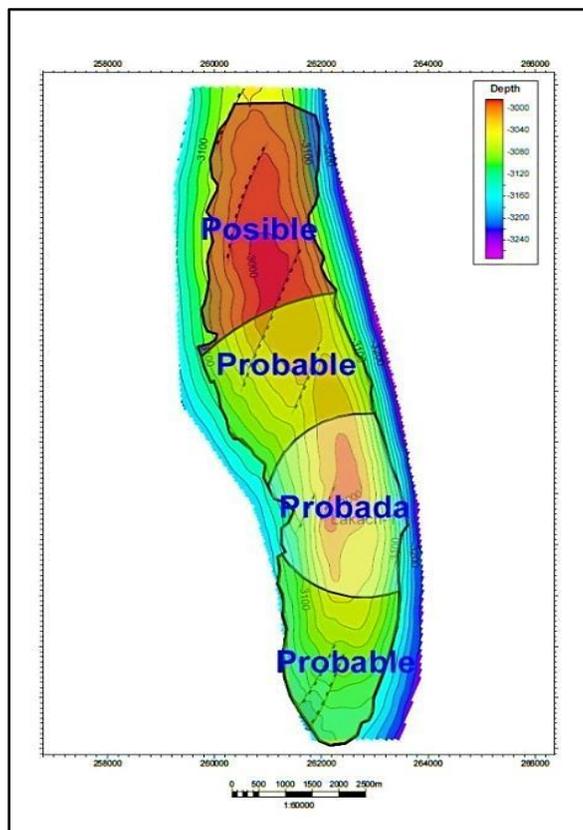


Figura 3.11 - Mapa de cimas y límites de reservas. Cima de la arena superior (AI-PEP, 2009)

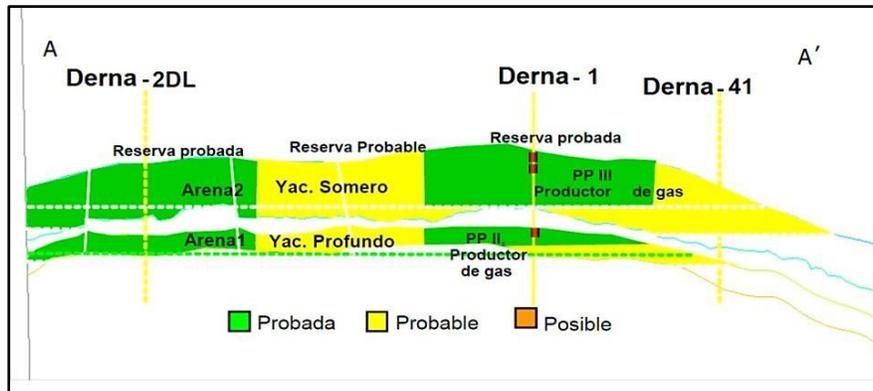


Figura 3.12 - Vista lateral de las reservas identificadas en el campo Derna. (PEMEX-PEP, 2012)

3.3 ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN

Para poder diseñar un plan de explotación exitoso, los modelos de evaluación del yacimiento y diseño de la infraestructura deben ser consistentes y permitir evaluar su factibilidad.

Esto se logra mediante la aplicación del concepto de un modelo integral en el cual se modelan todos los componentes del activo petrolero, contemplando el yacimiento, pozos e instalaciones de manera integral y acoplada.

Con base en lo anterior podemos elaborar una matriz de escenarios en la cual se logre identificar de manera conjunta cada una de las opciones que puedan aplicarse en el campo y así comparar, evaluar y descartar aquellas que no sean factibles como alternativas elegibles.

Tabla 3-5 - Matriz estratégica inicial

Escenarios	Método de Explotación	Tipo de Pozos	Terminación	Tipo de Plataforma	Instalaciones	Sistemas artificiales	Esquema de inyección	Fluido de Inyección
1 →	Primaria	Vertical - Desviado	Convencional	Flotante	Modulares	Ninguno	Ninguno	Agua
2 →	Sin inyección	Vertical-Horizontal	Doble	Ninguna	Centralizada	BH - BEC	Patrones	Gas
3 →	Mejorada	Vertical-Direccional	Conjunta	Fija	Distribuidas	BCP		Nitrógeno
4 →	Químicos	Vertical - Direccional-Multilateral	Selectiva	S. Submarino		BM - BN		Ninguno

3.3.1 Desarrollo del modelo integral

De acuerdo con la matriz estratégica obtenida a partir del marco de referencia de la fase de Visualización VCD-V, únicamente están seleccionados dos tipos de trayectoria de pozos: vertical y desviado. Se llevó a cabo un análisis donde se determinó que el comportamiento de afluencia para ambos pozos (vertical y desviado) es muy similar, por lo cual, para fines de simulación, se toma un modelo tipo para ambos pozos con los gastos iniciales obtenidos de acuerdo con el análisis de productividad.

Finalmente se generan las tablas hidráulicas o curvas de comportamiento de levantamiento vertical conjuntamente con el IPR. Los resultados de las corridas de los modelos, incluso en sus valores más bajos de volumen original, permiten establecer la factibilidad de los diferentes escenarios, en todos los casos de Tie-back directo a tierra los pronósticos terminan con presiones alrededor de 50 kg/cm².

El volumen recuperado es mayor para el caso de infraestructura con Plataforma Fija, lo que se explica debido a que la longitud del ducto a tierra es menor que en el caso de Tie-back y por tanto la energía demandada al yacimiento para llegar a la plataforma se reduce, resultando en un mayor volumen recuperado y una menor presión de abandono. A pesar de este hecho, el costo de la plataforma lo ubica en tercera posición.

La factibilidad técnica de Derna fluyendo directamente a tierra está fundamentada en campos de gas actualmente explotados en otras partes del mundo, sin necesidad de realizar un proceso de separación y compresión previa llegada a tierra fluyendo a través de un ducto y recorriendo distancias de hasta 120 km.

Debido a la premisa de solamente aplicar tecnología plenamente probada y dado que la distancia promedio de los pozos de Derna a la estación de acondicionamiento de gas es del orden de 60 km, se consideró y se corroboró con los modelos de simulación que es técnicamente factible desde el punto de vista de distancia máxima de interconexión.

Continuando con la conceptualización para la selección de un solo escenario se llevó a cabo el desarrollo del modelo integral, para el cual, se utilizaron las herramientas de modelado y simulación y los escenarios analizados corresponden al tipo de infraestructura Tie-back y Plataforma Fija.

El análisis realizado en esta etapa confirma los resultados previamente obtenidos con balance de materia estableciendo la factibilidad del uso del Tie-back.

3.3.2 Análisis de alternativas

Partiendo de la matriz estratégica inicial se dedujo que las variables de decisión más importantes son: El tipo de terminación, número de pozos, concepto de desarrollo y el punto de entrega. (Tabla 3-6).

Tabla 3-6 - Matriz de variables de decisión (PEP-CNH, 2010)

Tipo de Terminación	No de Pozos	Concepto Arquitectura	Punto de entrega
Yacimiento Superior	6	Tie - back	Estación "ALFA"
Yacimiento Inferior	8	Plataforma Fija	
Combinación	10	Sistema Flotante	

Buscando identificar los escenarios más atractivos, en los que se obtuviera la mayor recuperación volumétrica del recurso, se trabajó en el planteamiento de arreglos en los que se involucrara la explotación de ambos yacimientos, de manera individual y combinada, tomando en cuenta la variación en el número de pozos, tipo de trayectoria y terminación de los pozos. Como resultado de este esfuerzo fueron identificadas las cuatro alternativas de desarrollo técnicamente factibles con la mayor recuperación volumétrica las cuales son mostradas en la Tabla 3-7.

Tabla 3-7 - Matriz estratégica final (PEP-CNH, 2010)

Alternativa	Yacimientos	Tipo de pozo (trayectoria)	Número de pozos	Aparejo de producción	Concepto infraestructura	Ductos	Punto de entrega
A	4(A ₁ ,A ₂)+2(A ₂)	4D+2V	6	5 1/2	Tie-back	2	Estación "ALFA"
B	2(A ₁ ,A ₂)+4(A ₂)	4D+2V	6	5 1/2	Tie-back	2	
C	4(A ₁ ,A ₂)+2(A ₂)	4D+2V	6	5 1/2	Plataforma Fija	2	
D	2(A ₁ ,A ₂)+4(A ₂)	4D+2V	6	5 1/2	Plataforma Fija	2	

- **Alternativa A**

Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 4 pozos para explotar ambas arenas y 2 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back (interconexión larga) a la estación de acondicionamiento de gas.

El arreglo consta de sistemas submarinos a 1100 m de profundidad que serán interconectados a dos ductos que transportarían la producción hasta la estación de acondicionamiento de gas, considerando exclusivamente recuperación primaria, es decir, empleando únicamente la energía propia del yacimiento. (Figura 3.13).

- **Alternativa B**

Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back a la estación de acondicionamiento de gas.

El concepto de desarrollo y arreglo superficial submarino de la infraestructura es idéntico al del escenario A. La única variante es la terminación de los pozos, la cual permitirá el acceso a los yacimientos. (Figura 3.13)

La Figura 3.14, ilustra un aproximado del perfil topográfico asociado a los conceptos de desarrollo descritos en las alternativas A y B

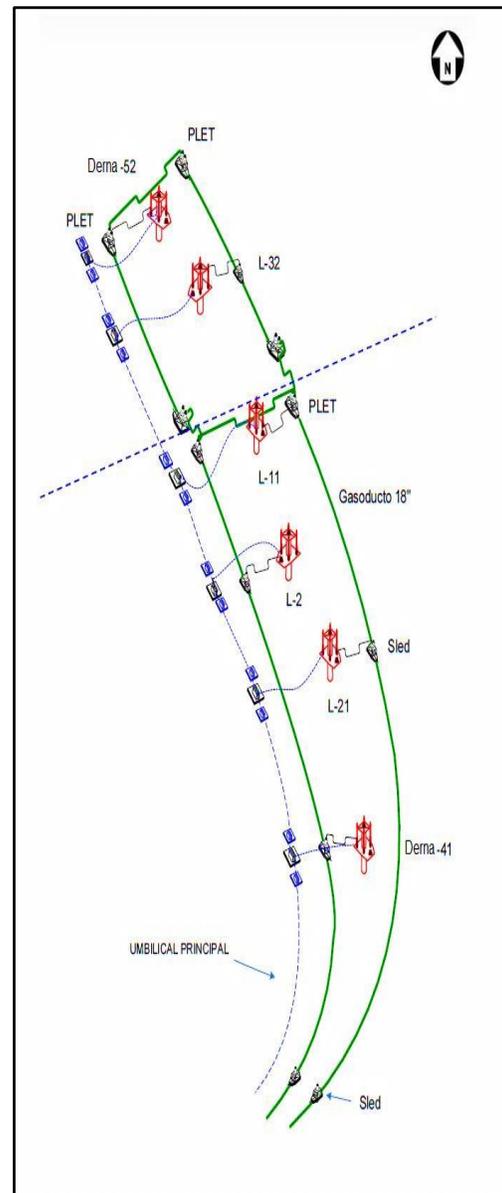


Figura 3.13 - Arreglo de infraestructura submarina de las alternativas A y B (AI-PEP, 2009)

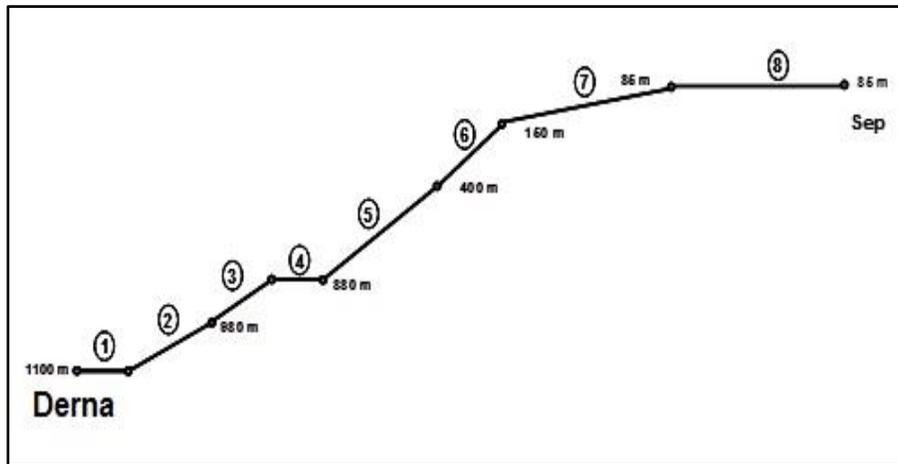


Figura 3.14 - Aproximación del perfil topográfico para el caso Tie-back a la estación de acondicionamiento de gas. (PEP-CNH, 2010)

- **Alternativa C**

Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos; siendo 4 pozos para la explotación de ambos yacimientos y 2 pozos para la explotación sólo del yacimiento superior, mediante sistemas submarinos instalados a 1100 m de profundidad interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia, en la que se acondicionaría el gas, para posteriormente enviar la producción a la estación de acondicionamiento de gas.

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

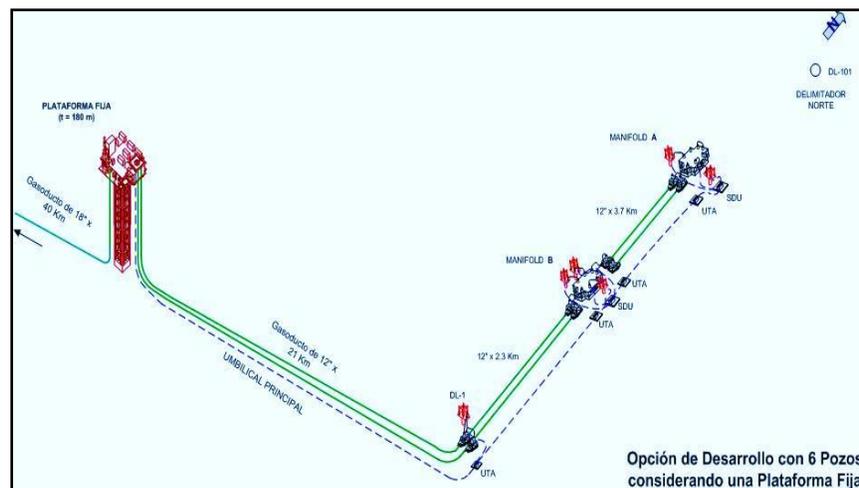


Figura 3.15 - Arreglo de infraestructura de Alternativa C (PEP-CNH, 2010)

- **Alternativa D**

Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar únicamente el yacimiento superior, los cuales mediante sistemas submarinos instalados a 1100 m de profundidad serán interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia en la que se acondicionaría el gas y enviado por un solo ducto a la estación en tierra.

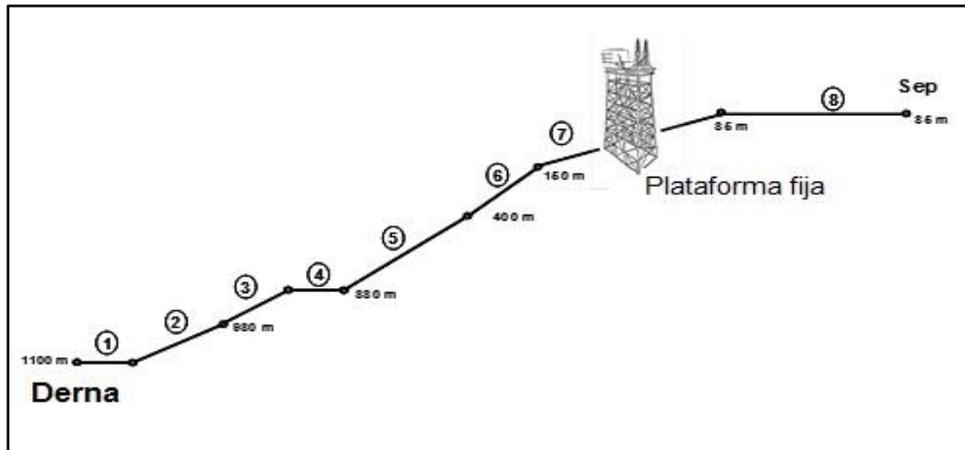


Figura 3.16 - Aproximación del perfil topográfico con una plataforma intermedia fija para alternativa D (PEP-CNH, 2010)

Una vez generado un modelo integrado de activo para cada escenario, se ejecuta la simulación involucrando las variables con incertidumbre para obtener los pronósticos probabilistas de producción. Dentro del universo de soluciones es posible determinar los pronósticos para los percentiles P10, P50 y P90.

Pronósticos de producción

Los perfiles de producción y de presiones son necesarios para analizar el comportamiento del yacimiento a lo largo del horizonte de producción, por lo que incluirlos en el programa de toma de información puede reducir la incertidumbre en la presencia de acuíferos, y las propiedades del yacimiento, de modo que se pueda estimar el comportamiento y contribución de cada uno de los mecanismos de producción presentes en el yacimiento.

A continuación se muestran los pronósticos de producción y acumulado para gas respectivamente de las cuatro alternativas con percentiles P10, P50 y P90.

Alternativa A Tie-back

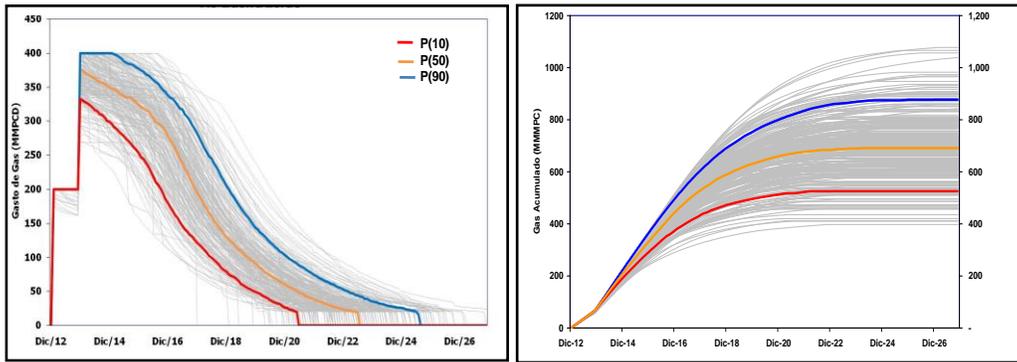


Figura 3.17 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 2 (PEP-CNH, 2010)

Alternativa B Tie-back

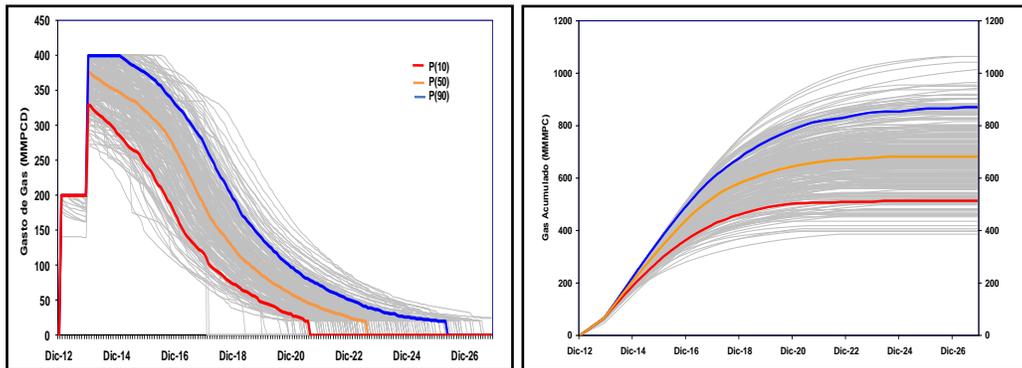


Figura 3.18 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 3 (PEP-CNH, 2010)

Alternativa C Plataforma Fija

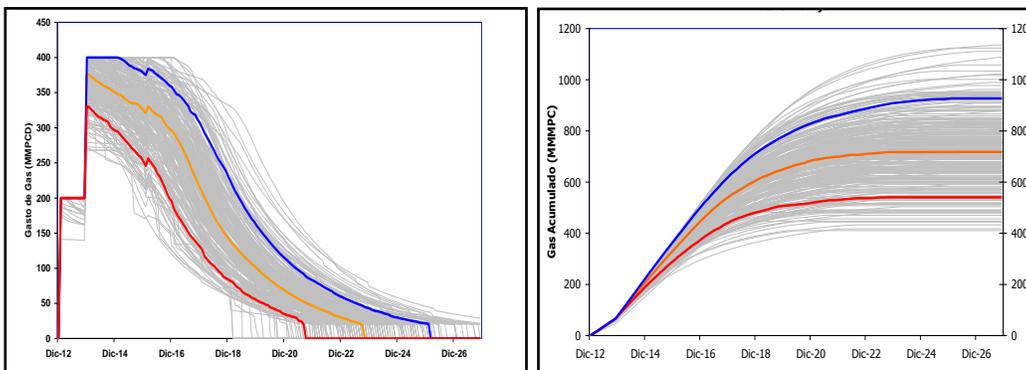


Figura 3.19 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 5 (PEP-CNH, 2010)

Alternativa D Plataforma Fija

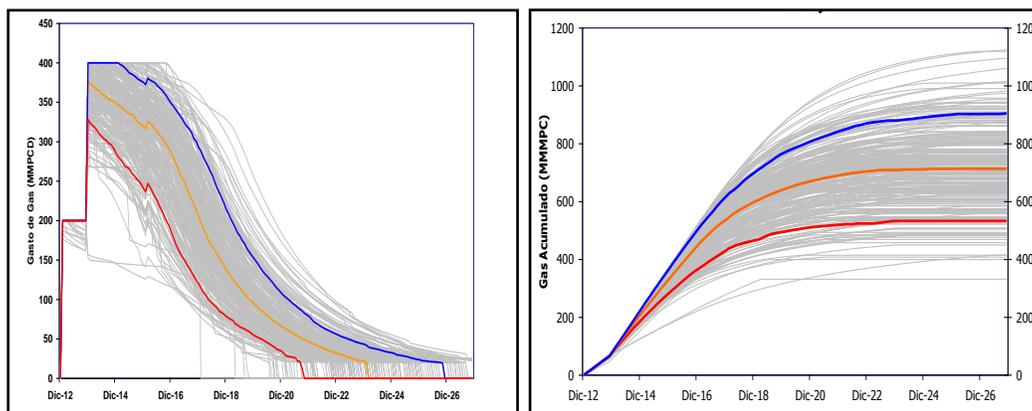


Figura 3.20 - Pronóstico de producción de gas de la alternativa 6 (PEP-CNH, 2010)

Productividad de pozos

Una estimación de producción así como el acumulado del campo, son mostrados por tipo de fluido, los cuales serán enviados por gasoductos para su comercialización.

Los perfiles probabilísticos de producción P₁₀, P₅₀ y P₉₀ para el campo Derna fueron proporcionados por el área de ingeniería de yacimientos. (Figura 3.21 y Figura 3.22).

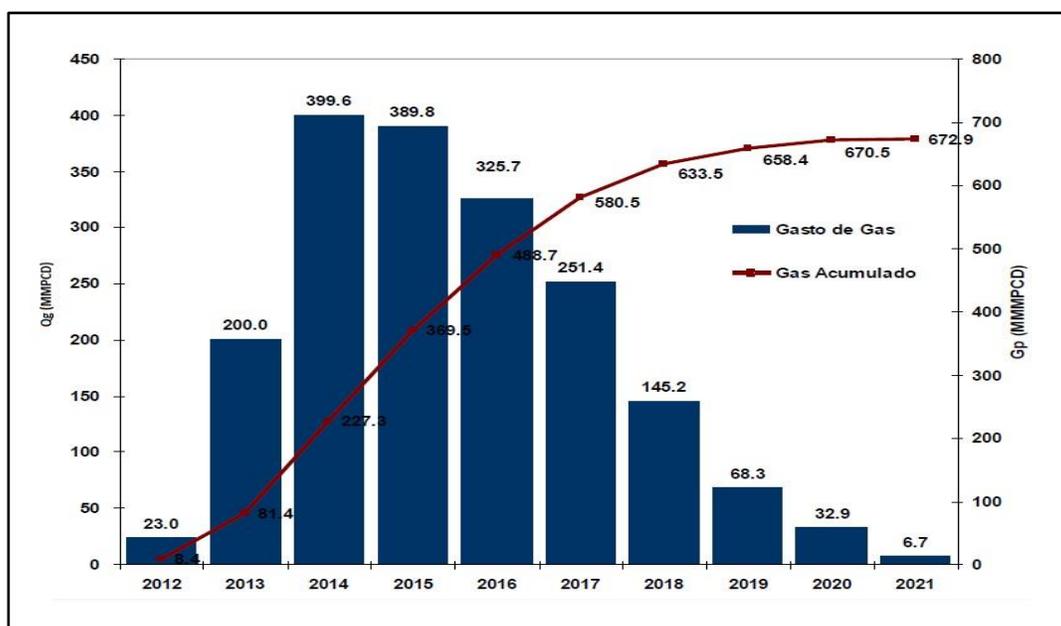


Figura 3.21 - Perfil de producción de gas a venta (AI-PEP, 2009)

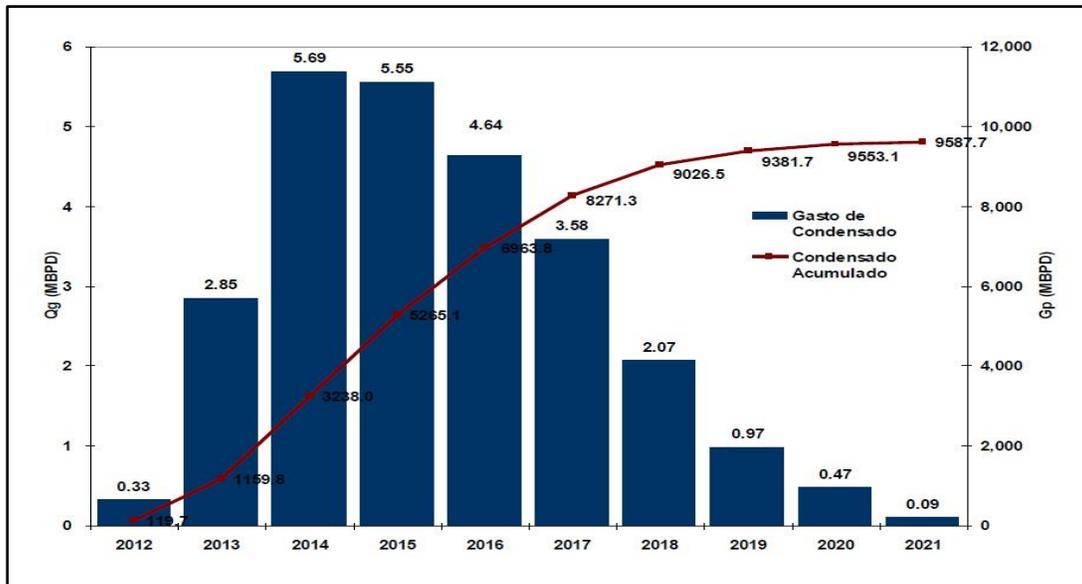


Figura 3.22 - Perfil de producción de condensados a venta (AI-PEP, 2009)

En la siguiente gráfica se muestra el perfil de producción de gas (P50) con un horizonte de producción estimado hasta el año 2024 que pertenece al perfil seleccionado para el diseño de instalaciones.

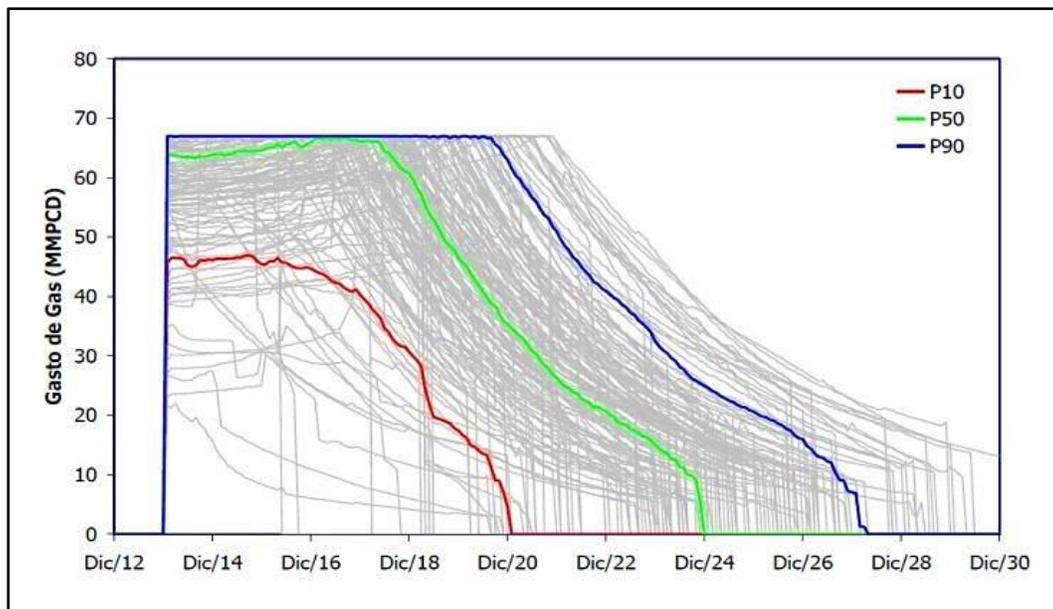


Figura 3.23 - Perfil probabilístico de producción P10, P50 y P90 (AI-PEP, 2009)

En base a estos perfiles probabilísticos de producción se determina la infraestructura requerida para el manejo de la producción y el costeo para cada uno de los escenarios que se plantean en este caso de estudio de la metodología VCD.

Tecnologías para el desarrollo de campos en aguas profundas

Para poder realizar la explotación de los yacimientos del campo Derna se requiere de equipo especializado, particularmente en la parte de perforación. En la actualidad existen diferentes sistemas y equipos que permiten realizar la perforación de pozos en tirantes de agua mayores a los 500 m.

Dado que no es técnicamente ni económicamente factible utilizar ni plataformas autoelevables ni plataformas fijas, es necesario utilizar plataformas flotantes llamadas también semisumergibles de perforación o barcos perforadores especializados, de los cuales, existen muy pocos en el mundo, lo que origina que su renta se encuentre actualmente entre 480 mil y 530 mil dólares diarios.

Dichas plataformas cuentan con las siguientes características:

1. Dispositivos de flotación, anclaje y/o posicionamiento dinámico
2. Tienen un alto grado de automatización
3. Disponen de capacidad para realizar pruebas de producción de pozo para obtener parámetros del yacimiento
4. Pueden operar en condiciones climáticas severas y cuenta con una mayor autonomía de operación

Su utilización dependerá de las condiciones de operación y disponibilidad en el mercado. Actualmente se dispone de equipos que pueden alcanzar profundidades de hasta más de 2500 m de tirante de agua. (Figura 3.24).

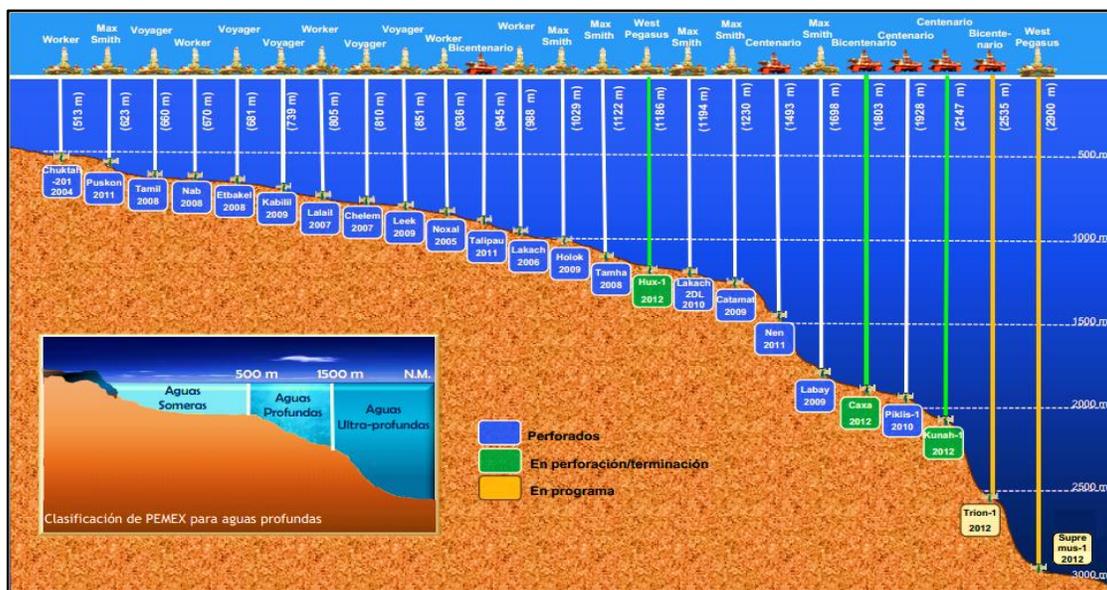


Figura 3.24 – Evolución de perforación en aguas profundas en México. (PEMEX-PEP, 2012)

Entre los equipos de perforación utilizados en aguas profundas se tienen:

- Plataformas fijas de torre (Compliant Tower)
- Drill Ship
- Plataforma de piernas tensionadas (TLP)
- Plataforma semisumergible

Conceptos alternativos de producción

Los equipos e instalaciones de proceso en tierra para el campo Derna que se encuentran a una relativa corta distancia de la costa permiten analizar alternativas de producción tales como:

- 1) Instalación de una estructura flotante con opción de desarrollo para conectarse a campos de un activo integral a futuro.
- 2) La colocación de un sistema de producción submarino hacia las instalaciones tierra adentro.

Todos los conceptos de producción requieren estudios detallados de ingeniería para optimizar sus diferentes parámetros.

– Estructura flotante de producción

En lo referente a la exploración de aguas profundas los equipos de procesamiento, almacenamiento y abastecimiento más comunes son:

- **FSU:** Floating Storage Unit (Sistema Flotante de Almacenamiento).
- **FSO:** Floating Storage and Offloading System (Sistema Flotante de Almacenamiento y Abastecimiento).
- **FPS:** Floating Production System (Sistema Flotante de Producción y Almacenamiento).
- **FPSO:** Floating Production Storage and Offloading (Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Abastecimiento).

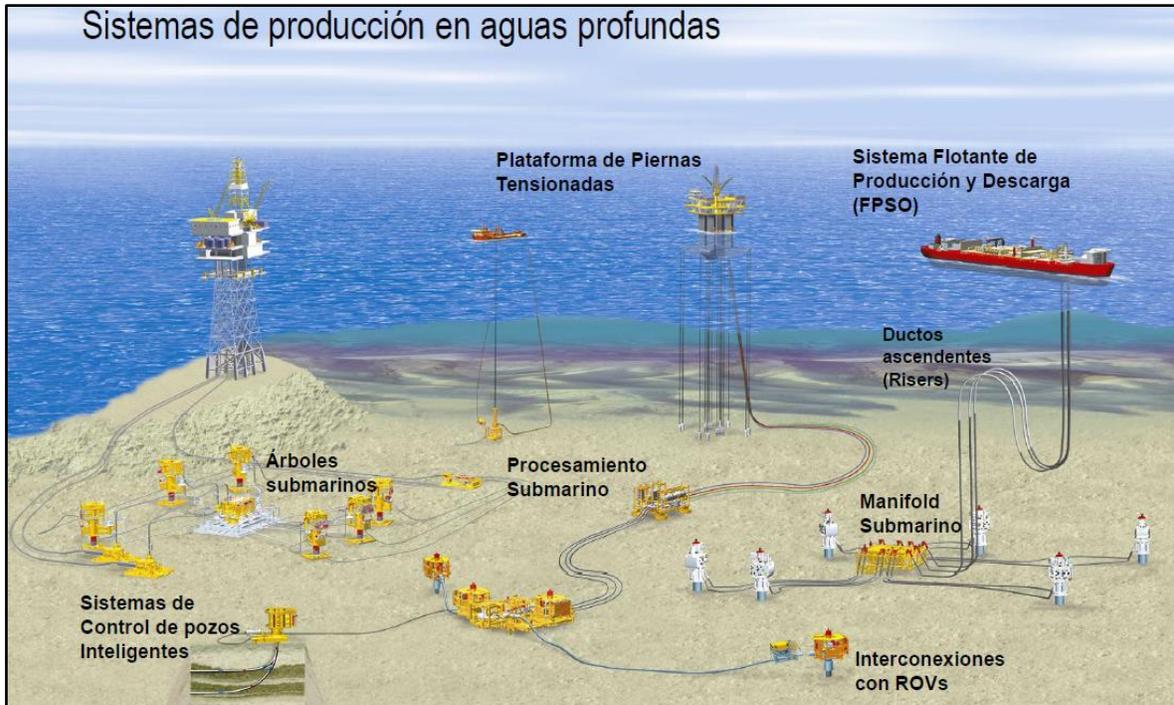


Figura 3.25 - Sistemas de producción en aguas profundas (Heredia Zavoni, 2012)

De estos sistemas flotantes utilizados en aguas profundas, el más completo es el FPSO por sus características ya que este, es capaz no solo de procesar el crudo sino almacenarlo o bien abastecer otros barcos o plataformas.

– ***Sistema de producción submarino***

En términos generales los campos de explotación de hidrocarburos en aguas profundas presentan condiciones cada vez más críticas con mayores presiones y altas temperaturas de yacimiento, que una vez fluyendo al lecho marino, se enfrentan a las bajas temperaturas y grandes presiones hidrostáticas y por último, en su recorrido a la playa a la topografía irregular del fondo marino.

El reto es transportar el gas en flujo multifásico a grandes distancias en combinación con los peligros típicos de la operación de campos en aguas profundas identificados por la formación de hidratos en la envolvente de fases, la producción de arenas y agua en los pozos y la creación de patrones de flujo indeseables en los gasoductos que provocarían bacheos cíclicos, cortes de agua, acumulación y taponamientos que requerirían el uso de diablos de limpieza que obligarían a cierres temporales de producción.

Los sistemas de producción submarinos que utilizan este concepto son muy diferentes en forma y tamaño, pueden ser:

- Un solo satélite con una línea de flujo ligada a las plataformas marinas, a instalaciones de procesamiento en tierra o instalaciones flotantes.
- Varios pozos localizados en una o más plantillas (templates).
- Pozos o un conjunto de pozos en plantillas agrupadas alrededor de una unidad de distribución de fluidos (manifold) con o sin procesamiento submarino conectado a las instalaciones en tierra o costa afuera.

Tie-Back Submarino a tierra

Un Tie-back submarino esta conectado a una estructura flotante; (Spar, TLP, Semisumergible o FPSO), o a un enlace con una plataforma intermedia en aguas someras y finalmente a un acoplamiento directo hasta instalaciones en tierra.

Uno de los aspectos clave en el diseño de un Tie-back a tierra es que al no contar con un sistema flotante sobre el campo submarino que le permita su operación directa, la Planta de Gas en tierra toma el lugar de ese sistema flotante convirtiéndose en un centro de control remoto de la operación de los pozos submarinos, de los ductos y de la planta en sí misma.

El concepto de un sistema de producción submarina a tierra se ha utilizado ya en varios desarrollos en todo el mundo.

Desarrollo y transferencia de tecnología

Sólo algunos de los sistemas submarinos de producción, conceptualmente desarrollados, se han aplicado comercialmente. Las compañías operadoras ya sean nacionales o internacionales, por lo general prefieren un enfoque más conservador en el desarrollo de nuevas tecnologías.

Esto cambiara conforme se demuestre la aplicación exitosa de las nuevas tecnologías, pero aun así será necesario la aplicación de programas eficaces de adquisición de tecnología.

3.3.3 Evaluación de alternativas

Las alternativas identificadas consideran sistemas submarinos, interconexiones largas o Tie Backs y plataformas fijas. En todos los casos son tecnologías probadas y están siendo aplicadas en proyectos de desarrollo de campos de gas en aguas profundas alrededor del mundo.

Un estudio de investigación a nivel mundial sobre estos conceptos de desarrollo en campos con similares conducciones generales, especialmente aquéllos desarrollados o en desarrollo mediante sistemas submarinos e interconectados por uno o dos ductos a centros de proceso situados en plataformas fijas o en tierra, los cuales cubren los aspectos de aplicabilidad tecnológica de todas las alternativas.

Algunos de los campos analizados que se han desarrollado o se encuentran en desarrollo bajo estos esquemas se describen en la Tabla 3-8.

Los más representativos son los campos productores de gas Ormen Lange (Figura 3.26) y Scarab-Saffron, los cuales está planeado su desarrollo mediante sistemas submarinos interconectados mediante dos ductos directamente a tierra, así mismo los campos productores de gas Canyon Express y Tyrihans, son desarrollos submarinos interconectados mediante dos ductos a centros de proceso en plataformas fijas.

La longitud de las interconexiones para los casos de envío de la producción directo a tierra varía entre 60 y 160 km, mientras que las interconexiones a centros de proceso en plataformas fijas se encuentran desde 9 hasta 94 km.

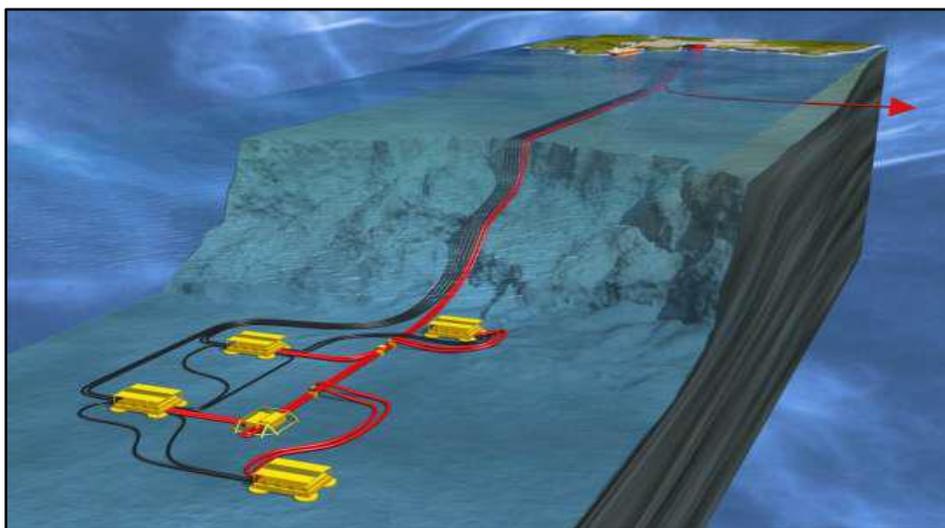


Figura 3.26 - Configuración submarina del campo Ormen Lange (CNH, 2011)

Por lo anterior, las 4 alternativas finales son técnicamente factibles.

Tabla 3-8 - Campos desarrollados bajo esquemas con sistemas submarinos, interconexiones largas o Tie Backs y plataformas fijas en el mundo. (PEP-CNH, 2010)

No.	Campo	Localización	Operador	Solución
1	Sul Capixaba	Espirito Santo Basin, Brasil	Petrobras	Tie-back a instalación en tierra
2	Golfinho	Espirito Santo Basin, Brasil	Petrobras	Tie-back a instalación en tierra
3	Snohvit	Mar de Barents, Noruega	Statoil	Tie-back a instalación en tierra
4	Corrib	Mar de Irlanda	Shell	Tie-back a instalación en tierra
5	Ormen Lange	Mar del Norte, Noruega	Statoil y Shell	Tie-back a instalación en tierra
6	Scarab / Saffron	Mar Mediterráneo, Egipto	BG Group	Tie-back a instalación en tierra
7	Bombax	Mar Caribe, TyT	BP	Tie-back a instalación en tierra
8	Mensa	Golfo de México, USA	Shell	Tie-back a plataforma fija
9	Canyon Express	Golfo de México, USA	Total	Tie-back a plataforma fija
10	Rivers Field	Mar de Irlanda	Centrica	Tie-back a plataforma fija
11	Mikkel	Mar del Norte, Noruega	Statoil	Tie-back a plataforma fija
12	Nuggets	Mar del Norte, UK	Total	Tie-back a plataforma fija
13	Tyrihans	Mar del Norte, Noruega	Statoil	Tie-back a plataforma fija
14	Vixen	Mar del Norte, UK	ConocoPhillips	Tie-back a plataforma fija
15	Easington ECA	Mar del Norte, UK	BG Group y BP	Tie-back a plataforma fija no tripulada
16	Coulomb	Golfo de México, USA	Shell	Tie-back a plataforma semisumergible
17	Independence Hub	Golfo de México, USA	Anadarko	Tie-back a plataforma semisumergible
18	Serrano y Oregano	Golfo de México, USA	Shell	Tie-back a plataforma TLP
19	Simian / Sienna	Mar Mediterráneo, Egipto	BG Group	Tie-back al sistema Scarab/Saffron vía un PLEM
20	Malampaya	Filipinas	Shell	Tie-back a plataforma CGS

Beneficios y desafíos de los sistemas de producción submarinos

El principal beneficio reconocido de los sistemas de producción submarinos es que disminuyen el costo de capital de los nuevos desarrollos ya que se evitan los gastos de construcción e instalación de la totalidad de plataformas o sistemas flotantes.

Después de la instalación de los equipos submarinos son considerablemente menos expuestos a las cargas ambiental (olas, corrientes, viento) en comparación con las unidades de alta mar fijas y flotantes.

Respecto a la evaluación de sistemas de producción submarina desarrollada por Scott para el MMS de EUA, se identificó siete desafíos que son considerados como algunos de los más importantes a resolver cuando se selecciona un sistema de producción submarina, (Romero Mata, 2009).

1. Procesamiento submarino
2. Aseguramiento de flujo
3. Reparación y mantenimiento de pozos
4. Monitoreo de pozos a largo plazo
5. Factores que influyen en la recuperación final de los hidrocarburos
6. Aspectos de seguridad y medio ambiente
7. Desarrollo y transferencia de tecnología
8. Confiabilidad de sistemas submarinos.

Criterios de selección de sistemas flotantes

No existe una respuesta simple a la pregunta de cuál es el concepto estructural más adecuado para la explotación de un campo en aguas profundas (Chakrabarti, 2005).

La selección del sistema de producción idóneo constituye frecuentemente un esfuerzo de varios años de estudios y análisis técnico-económicos, dentro de la metodología VCD-FEL.

Durante el desarrollo de un campo, las decisiones más importantes que afectan la selección del sistema flotante de producción están relacionadas con

- El tirante de aguas donde se localiza el yacimiento
- La localización y estructuración de los pozos
- La estrategia adoptada para la perforación
- Terminación
- Mantenimiento e intervención de los pozos
- Los mecanismos de entrega de los hidrocarburos a la plataforma
- El procesamiento y el envío de la producción a los centros de venta
- Almacenamiento y/o refinación

Los principales factores técnicos que afectan la selección y el diseño de los sistemas flotantes se muestran en la Figura 3.27.

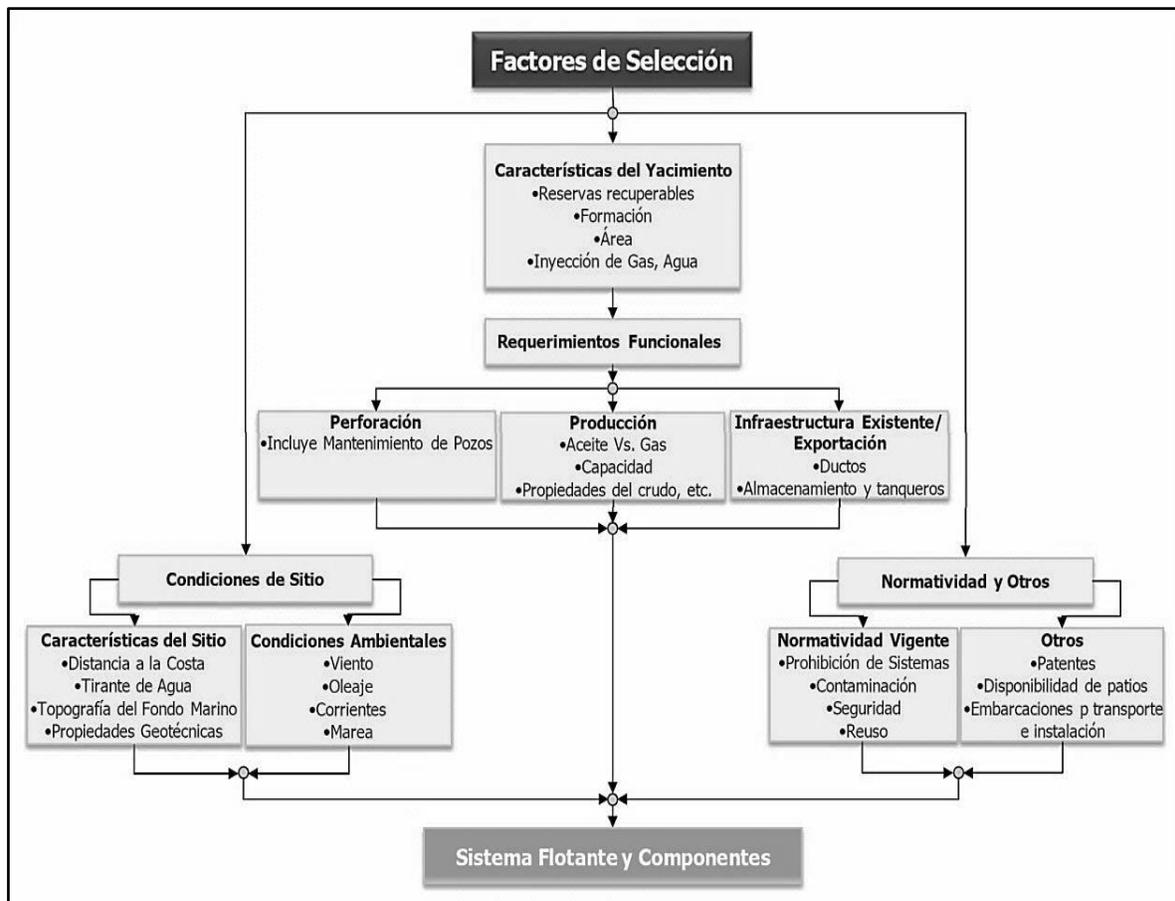


Figura 3.27 – Factores de selección de sistemas flotantes. (Barranco Cicilia, 2012) p. 30

Tecnología probada

De la revisión de proyectos similares a nivel internacional y de la tecnología calificada, se identificó que los sistemas flotantes de producción y Tie-back directo a tierra son tecnología probada para las características del campo Derna (tirante de agua y distancia a un sistema flotante de proceso o sistema de proceso a tierra).

Para la plataforma fija se identificó que es tecnología probada hasta tirantes de agua de 400 m, por lo que en el caso de estudio se contempló como una plataforma intermedia en tirantes de agua de 180 m. En el caso del FPSO, se identificó que no es una tecnología probada por lo tanto no fue considerada en la evaluación de escenarios.

Para el caso de la compresión submarina se identificó que es una tecnología en evaluación, por lo que para este estudio se consideró como tecnología no probada y no fue considerada en la evaluación de escenarios.

Aspecto económico de las alternativas

Considerando los niveles de inversión requeridos, así como los perfiles de producción relativos a cada una de las opciones analizadas y las premisas de precios de hidrocarburos, tasas de descuento y paridad peso/dólar que se mencionan más adelante, se obtienen los siguientes indicadores económicos antes y después de impuestos, para el horizonte de análisis de 2009 a 2023.

– Premisas económicas utilizadas para la evaluación de alternativas

Los supuestos económico-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del condensado igual a 77.97 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 6.22 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 14.45 pesos por dólar americano.
- El factor utilizado para convertir a barriles de petróleo crudo equivalente fue de 5000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.

– Estimado de ingresos e inversiones

Para cada una de las alternativas analizadas se determinaron los ingresos e inversiones del proyecto total. (Tabla 3-9, Tabla 3-10, Tabla 3-11 y Tabla 3-12).

Tabla 3-9 - Estimaciones Alternativa A. Desarrollo del campo con 6 pozos y Tie Back hacia “ALFA” (4 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)

Año	Inversión (mmpesos)	Inversión de abandono (mmpesos)	Ingresos Antes de impuestos (mmpesos)	Producción acumulada anual de Condensado (mb)	Producción acumulada anual de Gas (mmpc)	Gastos de Operación (mmpesos)
2011	415	0	0	0	0	45
2012	1063	0	0	0	0	44
2013	6841	0	0	0	0	51
2014	8265	0	1794	236	19	161
2015	279	0	11887	1567	126	695
2016	543	0	11993	1580	127	694
2017	392	0	13227	1743	140	754
2018	582	0	9369	1397	98	612
2019	590	0	7111	938	76	436
2020	387	0	3837	506	41	275
2021	405	0	1651	217	18	181
2022	381	0	1053	139	12	161
2023	1153	1093	214	28	2	129
Total	21295	1093	62135	8351	656	4236

Tabla 3-10 - Estimaciones Alternativa B. Desarrollo del campo con 6 pozos y Tie Back hacia "ALFA" (2 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de abandono (mm pesos)	Ingresos Antes de impuestos (mm pesos)	Producción acumulada anual de Condensado (mb)	Producción acumulada anual de Gas (mmmpc)	Gastos de Operación (mm pesos)
2011	415	0	0	0	0	45
2012	1063	0	0	0	0	44
2013	6841	0	0	0	0	51
2014	8265	0	1799	236	19	161
2015	279	0	11887	1567	126	695
2016	543	0	11965	1580	127	694
2017	392	0	13128	1731	139	754
2018	582	0	8982	1337	93	612
2019	590	0	6574	866	69	436
2020	387	0	3574	479	38	275
2021	405	0	1552	210	17	181
2022	381	0	923	116	9	161
2023	1153	1093	214	28	2	129
Total	21295	1093	60597	8151	641	4236

Tabla 3-11 - Estimaciones Alternativa C. Desarrollo del campo con 6 pozos y Plataforma Fija (4 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de abandono (mm pesos)	Ingresos Antes de impuestos (mm pesos)	Producción acumulada anual de Condensado (mb)	Producción acumulada anual de Gas (mmmpc)	Gastos de Operación (mm pesos)
2011	415	0	0	0	0	45
2012	1475	0	0	0	0	44
2013	8425	0	0	0	0	51
2014	11164	0	20	3	0	192
2015	413	0	8413	1210	88	1044
2016	653	0	14406	2062	150	1043
2017	538	0	14007	1995	147	1115
2018	706	0	13052	1885	137	944
2019	722	0	9606	1379	101	1046
2020	532	0	5982	848	63	540
2021	559	0	3745	525	39	216
2022	523	0	2166	301	23	192
2023	1797	1707	240	34	2	154
Total	27922	1707	71638	10242	749	6628

Tabla 3-12 - Estimaciones Alternativa D. Desarrollo del campo con 6 pozos y Plataforma Fija (2 pozos a las arenas 1 y 2) (PEP-CNH, 2010)

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de abandono (mm pesos)	Ingresos Antes de impuestos (mm pesos)	Producción acumulada anual de Condensado (mb)	Producción acumulada anual de Gas (mmmpc)	Gastos de Operación (mm pesos)
2011	415	0	0	0	0	45
2012	1,475	0	0	0	0	44
2013	8,425	0	0	0	0	51
2014	11,164	0	20	3	0	192
2015	413	0	8,414	1,211	88	1,044
2016	653	0	14,409	2,064	150	1,043
2017	538	0	13,902	1,981	146	1,115
2018	706	0	12,619	1,824	131	944
2019	722	0	8,890	1,306	92	1,046
2020	532	0	5,562	811	58	540
2021	559	0	3,528	508	37	216
2022	523	0	2,121	303	22	192
2023	1797	1,707	235	34	2	154
Total	27,922	1,707	69,699	10,045	728	6,628

Tabla 3-13 - Resumen de indicadores de las alternativas analizadas (PEP-CNH, 2010)

Indicadores		Antes de impuestos				Después de impuestos			
	Alternativa	A	B	C	D	A	B	C	D
VPN	mmpesos	15,014	14,394	12,278	11,505	6,036	5,627	3,210	2,706
VPI	mmpesos	14,560	14,560	18,895	18,895	14,560	14,560	18,895	18,895
VPN/VPI	peso/peso	1.08	1.04	0.68	0.64	0.43	0.41	0.18	0.15
B/C	peso/peso	2.00	1.95	1.63	1.60	1.30	0.92	0.85	0.84
TIR	%	46	45	32	32	27	27	18	18
PR	Años	6	7	8	8	8	8	9	9

Análisis de resultados

Como puede observarse y con base en el análisis económico anterior de la Tabla 3-13, la alternativa que presenta el mejor indicador VPN/VPI y la relación antes y después de impuestos es la alternativa A, por lo que se considera la mejor opción. (Figura 3.28 y Figura 3.29).

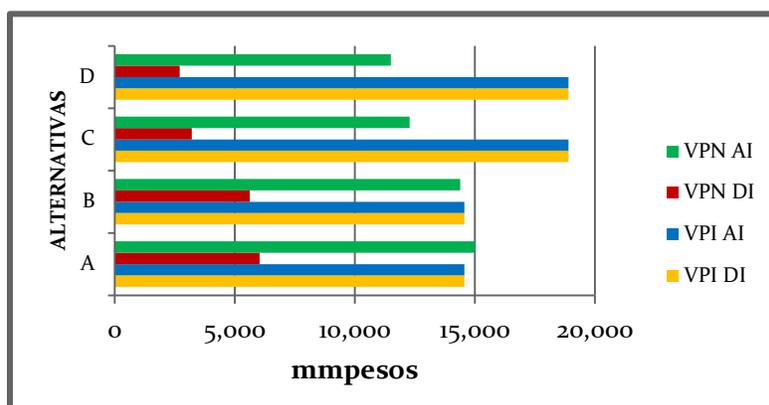


Figura 3.28 - Análisis VPN y VPI antes y después de impuestos

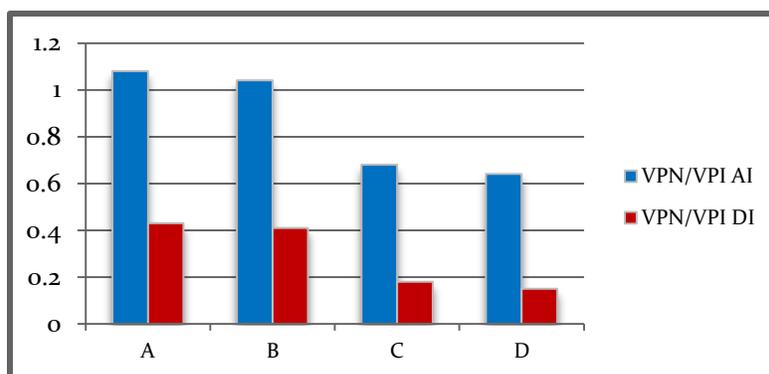


Figura 3.29 - Indicador VPN/VPI de las alternativas de explotación

Para la fase de definición, la elección de la mejor alternativa debe estar basada en los siguientes criterios con el objetivo de lograr el máximo valor para el proyecto:

- Mayor valor presente neto después de impuestos
- Alta eficiencia de la inversión
- Escenario de menor riesgo técnico
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos

3.3.4 Indicadores de evaluación del modelo de explotación

Como se indica al inicio del presente capítulo, la información anterior es de un proyecto que se encuentra desarrollando la etapa de conceptualización por lo que será posible evaluar mediante el uso de indicadores como el Índice FEL cuando ésta sea terminada y de igual manera realizar una nueva evaluación cuando se tenga la etapa de definición.

Sin embargo, la información analizada hasta el momento muestra que hay una alternativa de explotación preliminar que puede ser factible y que debe ser desarrollada a un nivel de detalle mayor en la siguiente fase VCD-D. Utilizando el índice FEL para evaluar la información disponible, el conjunto de actividades que integran los tres factores de ponderación son los siguientes. (Tabla 3-14).

Tabla 3-14 - Check List de actividades evaluadas por el Índice FEL. (Van der Weijde, 2008)

ÍNDICE FEL					
Factores locales de sitio		Definición de la ingeniería		Plan de ejecución del proyecto	
Equipo de diseño	X	Tareas de ingeniería		Estrategia de contratación	X
Datos de suelos	X	Alcance detallado	X	Regulación ambiental	X
Requerimientos ambientales	X	Materia prima/Características de producto	X	Organización del proyecto / Recursos	X
Requerimientos de salud y seguridad	X	Diagrama de flujo de procesos	X	Integrantes de equipo y funciones	
Trabajo local		Balance de materiales		Calendario integrado	X
Disponibilidad de materiales		Diagramas de tuberías e instrumentación	X	Elementos de ruta crítica	
Infraestructura	X	Diagramas electricos	X	Identificación de cierre	X
		Principales especificaciones de equipo	X	Requerimientos de horas extra	
		Estimado de costos	X	Planes	
		Adquisiciones en:		Puesta en marcha	
		Operaciones	X	Arranque	
		Mantenimiento		Operación	
		Negocios	X	Mano de obra	
				Aseguramiento de calidad	
				Control de calendario y costos	X
				Plan de administración de materiales	
				Integración de paquetes de diseño y construcción	
				Desarrollo de objetivos / Alcance del negocio	X

Analizando lo anterior se puede visualizar e inferir el avance de los paquetes de trabajo en las secciones evaluadas por el índice FEL y proponer las siguientes aseveraciones:

1. Los factores locales de sitio tienen un nivel preliminar
2. La definición de ingeniería cuenta con estudios avanzados
3. El plan de ejecución del proyecto hasta el momento cuenta con información preliminar

Con lo anterior es posible evaluar el VCD e identificar su avance de acuerdo con el alcance y planificación prevista. (Figura 3.30).

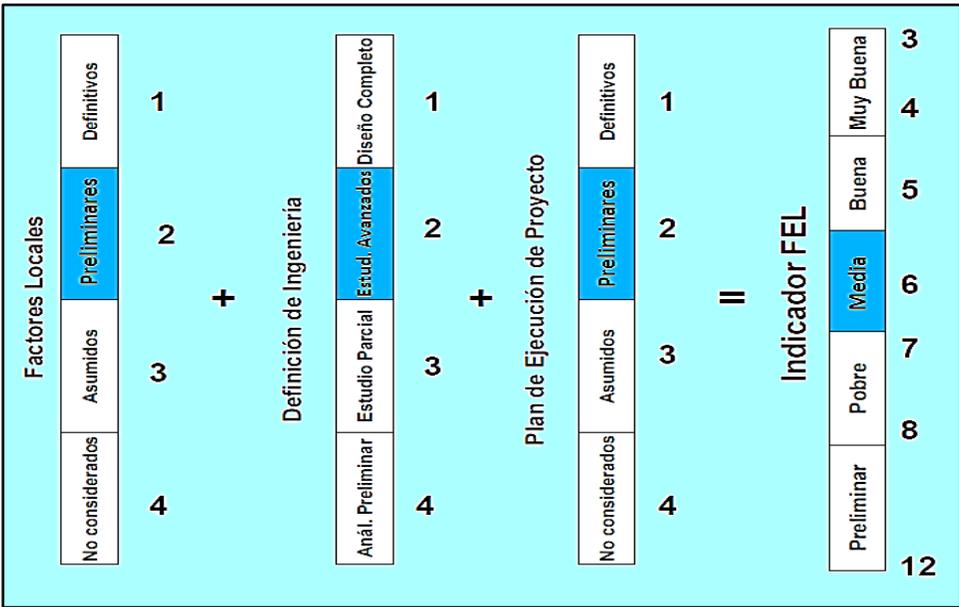


Figura 3.30 – Evaluación de VCD del proyecto Derna bajo el índice FEL

La figura anterior muestra que el proyecto hasta el momento tiene un indicador de nivel medio por lo que cumpliendo con los requerimientos al concluir la conceptualización, éste puede incrementar su nivel y crear mayor valor y probabilidad de éxito.

Para la fase de definición se deberá obtener un indicador menor a 6 en el índice FEL para garantizar que el diseño final del proyecto cumple con las especificaciones, estrategias y documentos necesarios para la ejecución del proyecto y debe. Además, deben definirse los costos y los beneficios del proyecto que servirán para soportar la aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución.

Dicha fase debe contar con los siguientes requerimientos dentro del DSD-D para realizar su posterior dictamen y según sea el caso su aprobación o corrección: (CNH, 2009).

1. Revisión de la información de la fase de conceptualización

- Objetivos y alcances del proyecto
- Ubicación geográfica
- Estrategias consideradas
- Motivo y justificación del proyecto
- Efectos de no realizarse el proyecto
- Recomendaciones

2. Actualización de datos y modelos definitivos

- Objetivos y alcance de la etapa de definición
- Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos
- Modelo geológico
- Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción
- Pronósticos de producción (del modelo de simulación)
 - Comportamiento de los yacimientos
 - Comportamiento de los pozos
- Productividad de pozos
 - Análisis de pozos
 - Monitoreo de pozos

3. Descripción del escenario de explotación a desarrollar

- Aspectos técnicos
- Justificación del mejor escenario integral de explotación
- Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación

4. Estrategia de administración del proyecto de explotación

5. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II

- Plan integral de explotación
 - Estrategia de explotación
 - Desarrollo inicial
 - Plataforma de producción

-
- Declinación
 - Abandono
 - Monitoreo de explotación del yacimiento
 - Tecnología a utilizar
 - Ingeniería básica y de detalle de pozos
 - Programa direccional
 - Programa de fluidos
 - Programa tuberías de revestimiento y producción
 - Selección de cabezales y árboles
 - Programa de toma de información
 - Diseño de la terminación
 - Riesgos mayores y plan de manejo
 - Tiempos de perforación y terminación
 - Costos de perforación y terminación
 - Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos
 - Ingeniería básica de instalaciones
 - Redes de recolección, distribución, inyección y transporte
 - Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas
 - Plantas auxiliares
 - Tratamiento y acondicionamiento de agua
 - Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega
 - Estimados de costos
 - Riesgos mayores y plan de manejo
 - Automatización integral subsuelo superficie
 - Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura
 - Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie
 - Plan de mitigación de riesgos
 - Plan de desincorporación de activos y/o abandono
 - Planes detallados para la administración
 - El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad
 - Costos de inversión, operación y mantenimiento
 - Programa de erogaciones
 - Costos de inversión, operación y mantenimiento
 - Programa de erogaciones
 - Derechos
 - Guías para el control del proyecto

6. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación

- Estructura de precios
- Consideraciones y premisas
- Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, F.E. antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC)
- Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios
- Riesgos mayores y plan de manejo
- Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres

7. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental

- Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas.
- Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica.
- Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental.
- Estudios de sitio: marino y terrestre
- Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros.
- Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales).
- Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales

8. Evaluación del grado de definición del proyecto

Debe realizarse nuevamente una evaluación con el índice FEL al término de la fase de definición y bajo el esquema de la metodología del PDRI se debe evaluar el grado de definición del proyecto. Dicha metodología evalúa 3 secciones que se dividen en 15 categorías. (Tabla 3-15).

Tabla 3-15 – Secciones y categorías evaluadas en el PDRI. (Villalobos Quintero, 2002)

SECCIÓN	CATEGORÍA
BASES DE DECISIÓN DEL PROYECTO "Proyecto correcto"	A. CRITERIOS / OBJETIVOS DE MANUFACTURA / FABRICACIÓN
	B. OBJETIVOS DEL NEGOCIO / FILOSOFÍA EMPRESARIAL
	C. DATOS BÁSICOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
	D. ALCANCE DEL PROYECTO
	E. INGENIERÍA DEL VALOR
DEFINICIÓN DEL ALCANCE TÉCNICO "Producto correcto"	F. INFORMACIÓN DEL SITIO
	G. INGENIERÍA MECÁNICA Y DE PROCESOS
	H. DEFINICIÓN DE EQUIPOS MAYORES
	I. INGENIERÍA CIVIL, ESTRUCTURAL Y ARQUITECTURA
	J. INFRAESTRUCTURA COMPLEMENTARIA
	K. INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y ELÉCTRICA
APROXIMACIÓN DE LA EJECUCIÓN "Camino correcto"	L. ESTRATEGIA DE PROCURA
	M. ENTREGA DE DOCUMENTACIÓN
	N. CONTROL DEL PROYECTO
	P. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Para evaluar el proyecto existen seis niveles de definición que van desde el nivel cero al nivel cinco.

- Nivel 0: elemento no aplica y no influye en la medición del proyecto.
- Nivel 1: definición entre el 90% y el 100%.
- Nivel 2: definición entre 70% y el 90%.
- Nivel 3: definición entre 40% y 70%.
- Nivel 4: definición entre 20% y 40%.
- Nivel 5: definición entre un 0% y un 20%.

La forma como el PDRI original cuantifica los proyectos es de menor a mayor, es decir, cuanto menor es la puntuación de un proyecto mayor es su grado de definición. El valor mínimo exigido para que un proyecto sea aceptable es de 200 puntos en una base de 1000.

Valores superiores indicarían que el proyecto todavía no está lo suficientemente maduro como para pasar a la fase siguiente en VCD o a etapas posteriores.

Con la información anterior se propone que sea llenado un formato similar al presentado en la Tabla 3-16 que muestre dicha evaluación al término de la definición y con ello demostrar que el proyecto posee un grado alto de madurez para que pueda obtener aprobación y así pasar a la fase de ejecución.

Tabla 3-16 - Formato PDRI para proyectos industriales. (Villalobos Quintero, 2002)

Proyecto: Renglón:
 Fecha:

SECCIÓN I - BASES DE DECISIÓN DEL PROYECTO										
CATEGORIA Elemento	Niveles de Definición						Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS		
	0	1	2	3	4	5				
A. CRITERIOS / OBJETIVOS DE MANUFACTURA / FABRICACIÓN (Puntuación Máxima = 45)										
A1. Filosofía de la Confiabilidad	S	0	1	5	9	14	20	1	1	
A2. Filosofía de Mantenimiento	S	0	1	3	5	7	9	1	1	
A3. Filosofía de Operación	S	0	1	4	7	12	16	1	1	
TOTAL CATEGORIA								3		
B. OBJETIVOS DEL NEGOCIO / FILOSOFÍA EMPRESARIAL (Puntuación Máxima = 213)										
B1. Productos	S	0	1	11	22	33	56	1	1	
B2. Estrategia de Mercadeo	S	0	2	5	10	16	26	1	2	
B3. Estrategia del Proyecto	S	0	1	5	9	14	23	1	1	
B4. Grado de Consecución del Proyecto / Vialidad	S	0	1	3	6	9	16	1	1	
B5. Capacidades	S	0	2	11	21	33	55	1	2	
B6. Consideraciones para futuras expansiones	N	0	2	3	6	10	17	1	0	
B7. Ciclo de Expectativa de Vida del Proyecto	S	0	1	2	3	5	8	1	1	
B8. Aspectos Sociales	N	0	1	2	5	7	12	1	0	
TOTAL CATEGORIA								8		
C. DATOS BÁSICOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO (Puntuación Máxima = 94)										
C1. Tecnología	S	0	2	10	21	39	54	1	2	
C2. Procesos	S	0	2	8	17	28	40	1	2	
TOTAL CATEGORIA								4		
D. ALCANCE DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 120)										
D1. Declaración de los Objetivos del Proyecto (S/N)	S	0	2				25	1	2	
D2. Criterios de diseño del Proyecto	S	0	3	6	11	16	22	1	3	
D3. Características del sitio Disponible vs. Requerido (S/N)	S	0	2				29	1	2	
D4. Requerimientos para Desmantelamiento y Demolición	S	0	2	5	8	12	15	1	2	
D5. Alcance de las guías y disciplina del trabajo	S	0	1	4	7	10	13	1	1	
D6. Programación del Proyecto (S/N)	S	0	2				16	1	2	
TOTAL CATEGORIA								12		
E. INGENIERÍA DEL VALOR (Puntuación Máxima = 27)										
E1. Simplificación de los Procesos	S	0	0				8	1	0	
E2. Diseño y Materiales Alternativos considerados	N	0	0				7	1	0	
E3. Análisis de Diseño para Constructibilidad	S	0	0	3	5	8	12	1	0	
TOTAL CATEGORIA								0		
SECCIÓN I Puntuación Máxima =								499	TOTAL	27
SECCIÓN I PDRI META =								99,8		

Tabla 3-16. Continuación

SECCIÓN II - DEFINICIÓN DEL ALCANCE TÉCNICO									
CATEGORIA Elemento		Niveles de Definición					Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS	
		0	1	2	3	4			5
F. INFORMACIÓN DEL SITIO (Puntuación Máxima = 104)									
F1. Localización del Sitio	N	0	2				32	1	0
F2. Reconocimiento y estudios de suelos	N	0	1	4	7	10	13	1	0
F3. Evaluación del Medio Ambiente	N	0	2	5	10	15	21	1	0
F4. Requerimientos de Permisos	S	0	1	3	5	9	12	1	1
F5. Fuentes provenientes de servicios públicos y condiciones de suministro	S	0	1	4	8	12	18	1	1
F6. Protección contra fuego y consideraciones de Seguridad	S	0	1	2	4	5	8	1	1
TOTAL CATEGORIA								3	
G. INGENIERÍA MECÁNICA Y DE PROCESOS (Puntuación Máxima = 196)									
G1. Hoja de Flujo de Proceso	S	0	2	8	17	26	36	1	2
G2. Balance de Masas y Energía	S	0	1	5	10	17	23	1	1
G3. Diagrama de Instrumentación y Tuberías (P&ID's)	S	0	2	8	15	23	31	1	2
G4. Gerencia de Seguridad de los Procesos	S	0	1	2	4	6	8	2	2
G5. Diagrama de Flujo de Servicios	S	0	1	3	6	9	12	1	1
G6. Especificaciones	S	0	1	4	8	12	17	1	1
G7. Requerimientos de los Sistemas de Tuberías	S	0	1	2	4	6	8	1	1
G8. Planos de Planta del Conjunto (Plot Plan)	S	0	1	4	8	13	17	1	1
G9. Lista de Equipos Mecánicos	N	0	1	4	9	13	18	2	0
G10. Lista de Líneas	S	0	1	2	4	6	8	1	1
G11. Lista de Puntos de Conexión	S	0	1	2	3	4	6	1	1
G12. Lista de Tuberías Especiales	N	0	1	1	2	3	4	2	0
G13. Índice de Instrumentos	S	0	1	2	4	5	8	1	1
TOTAL CATEGORIA								14	
H. DEFINICIÓN DE EQUIPOS MAYORES (Puntuación Máxima = 33)									
H1. Estado de Equipos	N	0	1	4	8	12	16	1	0
H2. Diagramas de Ubicación de Equipos	N	0	1	2	5	7	10	1	0
H3. Requerimientos de Servicios para los Equipos	N	0	1	2	3	5	7	2	0
TOTAL CATEGORIA								0	
I. INGENIERÍA CIVIL, ESTRUCTURAL Y ARQUITECTURA (Puntuación Máxima = 19)									
I1. Requerimientos Estructurales y Civiles	S	0	1	3	6	9	12	1	1
I2. Requerimientos de Arquitectura	N	0	1	2	4	5	7	2	0
TOTAL CATEGORIA								1	
J. INFRAESTRUCTURA COMPLEMENTARIA (Puntuación Máxima = 25)									
J1. Tratamiento de agua requerido	N	0	1	3	5	7	10	2	0
J2. Requerimientos de facilidades de carga, descarga y almacenamiento	N	0	1	3	5	7	10	1	0
J3. Requerimientos de Transporte (S/N)	N	0	1			5		1	0
TOTAL CATEGORIA								0	
K. INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y ELÉCTRICA (Puntuación Máxima = 46)									
K1. Filosofía de Control	S	0	1	3	5	7	10	1	1
K2. Diagramas Lógicos	S	0	1			4		5	4
K3. Clasificación Eléctrica de Areas	S	0	0	2	4	7	9	1	0
K4. Requerimientos para Subestaciones / fuentes de poder Identificadas	N	0	1	3	5	7	9	2	0
K5. Diagramas Unifilares	N	0	1	2	4	6	8	1	0
K6. Especificaciones Eléctricas y de Instrumentación	S	0	1	2	3	5	6	1	1
TOTAL CATEGORIA								6	
SECCIÓN II Puntuación Máxima =							423	TOTAL	24
SECCION II PDRI META =							84,6		

Tabla 3-16. Continuación

SECCION III - APROXIMACIÓN DE LA EJECUCIÓN									
CATEGORIA Elemento	Niveles de Definición						Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS	
	0	1	2	3	4	5			
L. ESTRATEGIA DE PROCURA (Puntuación Máxima = 16) (Puntuación Máxima = 16)									
L1. Estrategia de Procura	S	0	1	2	4	6	8	1	1
L2. Procedimiento de Procura y Planes	S	0	0	1	2	4	5	1	0
L3. Matriz de Responsabilidades de Procura (S/N)	S	0	0				3	1	0
TOTAL CATEGORIA								1	
M. ENTREGA DE DOCUMENTACIÓN (Puntuación Máxima = 9) (Puntuación Máxima = 9)									
M1. Diseño asistido por Computadora / Requerimientos del Modelo	S	0	0	1	1	2	4	1	0
M2. Documentos con entregas definidas	S	0	0	1	2	3	4	1	0
M3. Matriz de Distribución de documentos (S/N)	S	0	0				1	5	1
TOTAL CATEGORIA								1	
N. CONTROL DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 17) (Puntuación Máxima = 17)									
N1. Requerimientos de Control de Proyectos	S	0	0	2	4	6	8	1	0
N2. Requerimientos de Contabilidad del Proyecto	S	0	0	1	2	2	4	1	0
N3. Análisis de Riesgos Costo y Tiempo (S/N)	S	0	1				5	1	1
TOTAL CATEGORIA								1	
P. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 36) (Puntuación Máxima = 36)									
P1. Requerimientos de Aprobación del Custodio	S	0	0	2	3	5	6	1	0
P2. Ingeniería / Plan de Construcción (aproximación)	S	0	1	3	5	8	11	1	1
P3. Requerimientos de Parada y Arranque (S/N)	S	0	1				7	1	1
P4. Pre-Arranque / Secuencia de Requerimientos	S	0	1	1	2	4	5	2	1
P5. Requerimientos de Arranque	S	0	0	1	2	3	4	5	4
P6. Requerimientos de Entrenamiento	S	0	0	1	1	2	3	1	0
TOTAL CATEGORIA								7	
SECCIÓN III Puntuación Máxima = 78									
TOTAL								10	

PDRI META SECCIÓN III 16

TOTAL PDRI PROYECTO (I+II+III) = 61

PDRI Puntuación Máxima = 1000

PDRI META Puntuación = 200

% NIVEL DE DEFINICION CON RESPETO A PDRI META = 117,4% al 00-Ene-00

Una vez elegida la mejor alternativa de explotación para el campo Derna en la etapa de definición de la metodología VCD-FEL y esta haya sido aprobada, el proyecto tendrá que ser desarrollado y ejecutado como parte de la administración integral del ciclo de vida de proyectos y de las etapas de explotación de la cadena de valor de proyectos petroleros. Dicha administración debe cumplir con las mejores prácticas propuestas por el PMI para maximizar el éxito del proyecto.

En el presente capítulo se desarrollan los procesos de gestión de proyectos y las áreas del conocimiento mostradas en el PMBOK y su interacción durante el desarrollo del proyecto de explotación Derna.

4.1 PROCESOS DE INICIACIÓN

De acuerdo al ciclo de vida presentado en el PMBOK, la primera etapa es la inicialización, en la que se expone la documentación inicial del proyecto.

Para este grupo de procesos intervienen las siguientes áreas de conocimiento con sus respectivas acciones:

Área de gestión de la integración del proyecto:

- Desarrollar el acta de constitución del proyecto:

Definir a los interesados, la descripción del requerimiento, la justificación, objetivos, restricciones, presupuestos si se requiere financiamiento extraordinario, recursos humanos y técnicos a utilizar y la organización.

- Desarrollar el alcance preliminar:

Definir los entregables aceptables, riesgos en caso de no finalizar el proyecto; definición de un EDT. Es en este caso adónde se determina si se trata de un requerimiento, o de un proyecto amplio según la solicitud de desarrollo.

- Identificar a los interesados:

Normalmente, el interesado siempre es un usuario o departamento; para el caso, el solicitante del requerimiento.

Dado que este es el grupo de procesos iniciales, se asume que las herramientas a ser utilizadas se encuentran correctamente configuradas, así como contar con el personal idóneo seleccionado para las actividades a realizar.

Área de gestión del alcance del proyecto:

- Enunciado del alcance del proyecto
- Factores de éxito del Proyecto
- Estructura de desglose de trabajo (WBS)

4.1.1 Plan de gestión de la integración

Acta de constitución del proyecto (Project Charter)

➤ Información General

- Nombre del Proyecto: Proyecto Integral de Explotación Derna
- Elaborado por: Ricardo André Monterrubio Tejadilla
- Autorizado por: Gaspar Franco Hernández
- Interesado: Directores y administradores de proyectos
- Fecha de creación: Febrero de 2012
- Fecha de última modificación: Febrero de 2013

➤ Descripción del Proyecto

El proyecto de explotación Derna está realizado a partir de una etapa de delimitación y caracterización dentro de la cadena de valor de proyectos petroleros, en el que se pretende explotar los yacimientos del campo Derna.

Dicho campo está localizado en aguas profundas del Golfo de México con tirante de agua promedio de 980 mts y del cual se han identificado reservas de gas no asociado.

➤ Justificación del Proyecto

El Proyecto se fundamenta en los antecedentes y planes en materia de desarrollo de aguas profundas de aguas nacionales y alternativas de explotación para este tipo de campos, centrándose en responder a las necesidades particulares de alcanzar una mayor producción de gas a nivel mundial y como alternativa de mediación entre las metas y el desarrollo integral de hidrocarburos del país.

➤ **Objetivos del Proyecto**

El proyecto de explotación Derna tiene como objetivo maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) del campo Derna con el fin de extraer 682 [MMMPC] de gas natural, totalizando un volumen a venta de 656 [MMMPC] de gas y 8.5 [MMB] de condensado, para ello se requerirá una inversión de 21, 296 [MM] de pesos.

➤ **Costo presupuestado del Proyecto**

El presupuesto para el desarrollo integral del proyecto es de \$21,296 [MM] (Veintiún mil doscientos noventa y seis millones de pesos).

➤ **Organización**

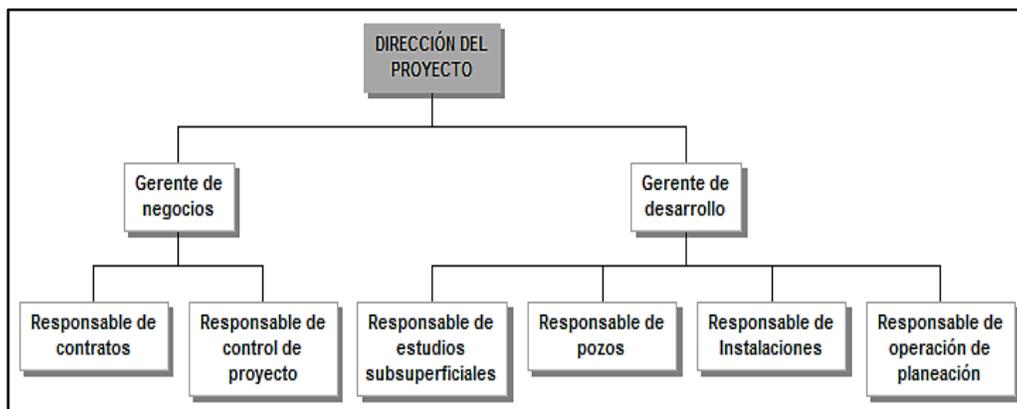


Figura 4.1 – Estructura organizacional. Modificado de (PEP-CNH, 2010)

➤ **Riesgos**

La administración del proyecto se centrará en la gestión de riesgos como uno de los ámbitos más importantes para controlar el correcto desarrollo del proyecto dentro de los parámetros y criterios establecidos, evitar cualquier amenaza que pueda comprometerlo, y poder aprovechar las oportunidades que se presenten.

Además de clasificar los riesgos en base a sus fuentes de origen, se clasificarán también por niveles de prioridad para poder separar los riesgos que requieran de una respuesta inmediata de la administración de los que únicamente serán monitoreados.

Como medida previa a la elaboración de las respuestas, se estudiará la aplicación de estrategias de gestión de riesgos y sobre las cuales se propondrán luego las posibles respuestas.

Alcance preliminar del Proyecto

El Proyecto de Explotación Derna considera la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo y un pozo delimitador que se encuentran en profundidades que van de 942-1145 metros.

Incluye la construcción de infraestructura para el desarrollo del campo mediante sistemas submarinos, ductos, umbilicales y una estación de acondicionamiento de gas y proceso terrestre así como realizar en el periodo 2016-2022, 3 intervenciones con equipo semisumergible de perforación³ y 7 reparaciones menores⁴.

➤ Tiempo de ejecución del proyecto

El Proyecto se desarrollará para un periodo de 2012 a 2024, tomando como inicio el día 18 de Febrero de 2012.

➤ Principales Hitos

Tabla 4-1 – Principales hitos del proyecto

HITO	CRITERIO DE CHEQUEO
Aprobación de diseño definitivo	Índice FEL / PDRI
Inicio del proyecto	Project Charter autorizado y firmado (Gerencia del Proyecto y Patrocinador)
Plan de explotación	Plan de trabajo oficial
Ejecución del proyecto	Orden de inicio del plan de trabajo oficial
Instalación de infraestructura costa fuera y en tierra	Pruebas técnicas y de funcionalidad
Perforación y terminación pozos productores	Pruebas de presión-producción a pozos
Primera producción	Pruebas de arranque
Base de datos	Actualización periódica
Funcionalidad operativa	Monitoreo y control
Limite económico	Existencia / Funcionalidad
Fin del proyecto	Conformidad del cliente
Cierre	Acta de cierre

➤ Entregables

Tabla 4-2 – Entregables del proyecto

Ítem	Fecha	Responsable
Información Técnico económica del proyecto de explotación	26/09/2012	Gerencia de Proyecto Dirección de Planeación
Dictamen favorable	02/10/2012	Órgano regulador CNH
Documento de aprobación	19/01/2013	Gerencia de Proyecto Dirección de Planeación
Acta constitutiva	10/03/2013	Gerencia de Proyecto
Plan de gestión del proyecto	12/03/2013	Administrador de proyecto

³ Cambio de válvula de tormenta, cambio de válvula de fondo y cambio de aparejo

⁴ Intervenciones con embarcación ligera, como son reparación de árbol e infraestructura submarina

➤ Restricciones:

Para los posibles perfiles de producción es posible que puedan presentarse variaciones debido principalmente a:

- Incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad del presupuesto
- Efectos de las variables macroeconómicas
- Variaciones en los precios de los hidrocarburos
- Incremento en los costos de los equipos de perforación y reparación de pozos
- Demoras en los tiempos de construcción y variaciones en la estimación de costos de infraestructura
- Problemas operativos en la planeación y ejecución de la perforación y terminación de pozos
- Fenómenos naturales que interrumpan la continuidad operativa de los campos
- Incremento en los costos de herramientas, materiales, servicios y tecnologías
- Distribución en el volumen original de hidrocarburos
- Variaciones en las cuotas iniciales de producción en los pozos
- Comportamiento de los yacimientos y acuíferos asociados

4.2 PROCESOS DE PLANIFICACIÓN

El grupo de procesos de planificación 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 proyecto que se utilizarán para llevarlo a cabo.

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 de:

- Alcance
- Tiempo
- Costos
- Calidad
- Comunicación
- Riesgos
- Adquisiciones

Las actualizaciones que surgen de los cambios aprobados durante el proyecto pueden tener un impacto considerable en partes del plan para la dirección del proyecto y en los documentos del proyecto.

Estas actualizaciones a los documentos aportan mayor precisión en torno al cronograma, costos y requisitos de recursos a fin de cumplir con el alcance definido del proyecto.

El equipo del proyecto debe estimular la participación de todos los interesados pertinentes durante la planificación del proyecto y en el desarrollo del plan para la dirección y documentos del proyecto.

Debido a que el proceso de retroalimentación y mejora no puede continuar de manera indefinida, los procedimientos establecidos por la organización dictan cuándo se termina el esfuerzo de planificación inicial.

Estos procedimientos se verán afectados por la naturaleza del proyecto, por los límites establecidos del proyecto, por las actividades de seguimiento y control apropiadas y por el entorno en el que el proyecto se llevará a cabo.

4.2.1 Plan de gestión del alcance

Enunciado del alcance del proyecto

El Proyecto pretende explotar los yacimientos de hidrocarburos pertenecientes al campo Derna, dicho proyecto se delimitó dentro de un polígono regular con un área de aproximadamente 100 km².

El proyecto inició en el año 2008 la etapa de visualización y en el año 2009 la etapa de conceptualización. Posteriormente cuando se realice la etapa de definición, el desarrollo será del 2012 al 2014 y se explotará del año 2014 al 2023, abandonando el campo en este último año.

El objetivo del proyecto de explotación Derna es maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) del campo Derna con el fin de extraer 682 mil millones de pies cúbicos de gas natural, totalizando un volumen a venta de 656 mil millones de pies cúbicos de gas y 8.5 millones de barriles de condensado, mediante la perforación de 1 pozo delimitador y 6 pozos de desarrollo.

La construcción de infraestructura necesaria para la explotación del campo consiste en sistemas submarinos, ductos, umbilicales y una estación terrestre de proceso para el acondicionamiento de gas,

Además se consideran intervenciones a pozos con equipo semisumergible y reparaciones menores, para ello se requerirá de una inversión total de 21,296 millones de pesos, en el periodo de 2011 a 2023.

Factores de éxito del proyecto

Con base en la información obtenida de los análisis de sensibilidad, se determinó que la rentabilidad del proyecto se mantendrá, siempre que:

- La inversión incremental no se eleve más allá del 41.46 % de lo considerado inicialmente.
- Los precios de los hidrocarburos no disminuyan más del 19.03 por ciento, de los planteados en el análisis.⁵
- Que el volumen de hidrocarburos que se considera recuperar con la ejecución del proyecto no disminuya por debajo del 20.09 % de lo planteado inicialmente.
- Contar con la disponibilidad de equipos para la perforación y/o intervención a pozos, así como embarcaciones para el apoyo de actividades que integran el proyecto de acuerdo con base al programa establecido.
- Que el tamaño de los yacimientos así como las características petrofísicas y dinámicas se mantengan conforme a lo planteado en sus modelos iniciales para el plan de desarrollo de los campos.
- Que el avance del contacto gas-agua durante la explotación de los campos se comporte de acuerdo a lo previsto en los modelos de simulación

Estructura de desglose de trabajo (WBS)

Para el desarrollo de la estructura WBS y la realización del proyecto de explotación, primeramente se concibió la manera en la que se deseaba proceder a realizar las tareas a un alto nivel, luego se ordenaron todas éstas en secuencia cronológica, y por último se fue progresivamente aumentando el detalle de las tareas y separándolas hasta tener finalmente conocidas todas las tareas de manera que el WBS se adapte al 100% a las características de ejecución del trabajo a realizar.

⁵ 71.94 dólares por barril y 5.61 dólares por millar de pie cúbico de gas natural

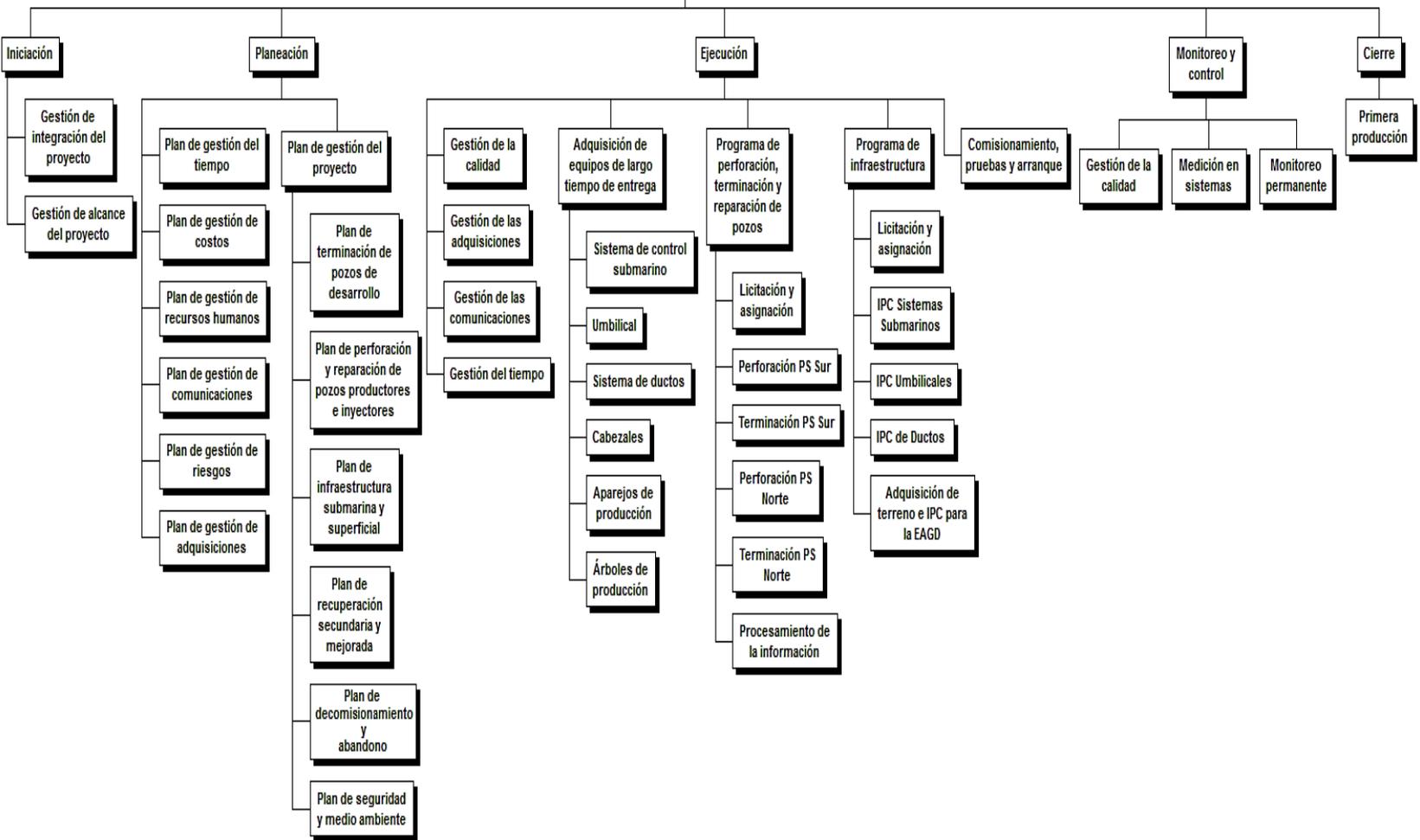


Figura 4-2 - WBS del proyecto de explotación Derría. Creado en WBS Chart Pro 2010.

4.2.2 Plan de gestión de tiempo del proyecto

Una vez determinada la estructura de subdivisión del trabajo, en la que se han listado, definido y estructurado de manera detallada todas las actividades a realizar en el proyecto, se desea planificar el tema de los tiempos en la ejecución del proyecto para poder tener información precisa sobre las duraciones de las actividades.

La importancia de este análisis radica en saber la duración del proyecto y compararla respecto al plazo de tiempo del que se dispone, saber qué actividades son las más cruciales, cuales consumen más recursos, y cuales ralentizan la ejecución para ver si es posible acortar sus duraciones o acomodar el esquema de sucesión de actividades para lograr un término de ejecución menor.

Cronograma del proyecto

El desarrollo del cronograma exige que se revisen y se corrijan las estimaciones de duración y las estimaciones de los recursos para crear un cronograma del proyecto aprobado que pueda servir como línea base con respecto a la cual poder medir el avance. Dentro del cronograma es posible determinar si habrá o no cadena crítica y cuál sería en caso de haber, de qué actividades depende cada actividad y qué otras actividades dependen de la misma.

Deben indicarse los hitos y actividades principales para cada una de las fases de la vida del proyecto, estableciendo su fecha de inicio y fin, la probabilidad de que se logre tal programa y los comentarios que se considere apropiado al respecto.

Hito o actividad	Fecha Inicio	Fecha Fin	Duración	Aspectos críticos
Desarrollo inicial				
Plataforma de producción				
Declinación				
Abandono				

Tabla 4-3. Cronograma para secuencia de actividades

El cronograma del proyecto de explotación fue desarrollado en base a la información de los tiempos, en que destacan principalmente las duraciones y el calendario. Finalmente el cronograma del proyecto detallado por actividades de la estructura de subdivisión del trabajo será de la siguiente manera:

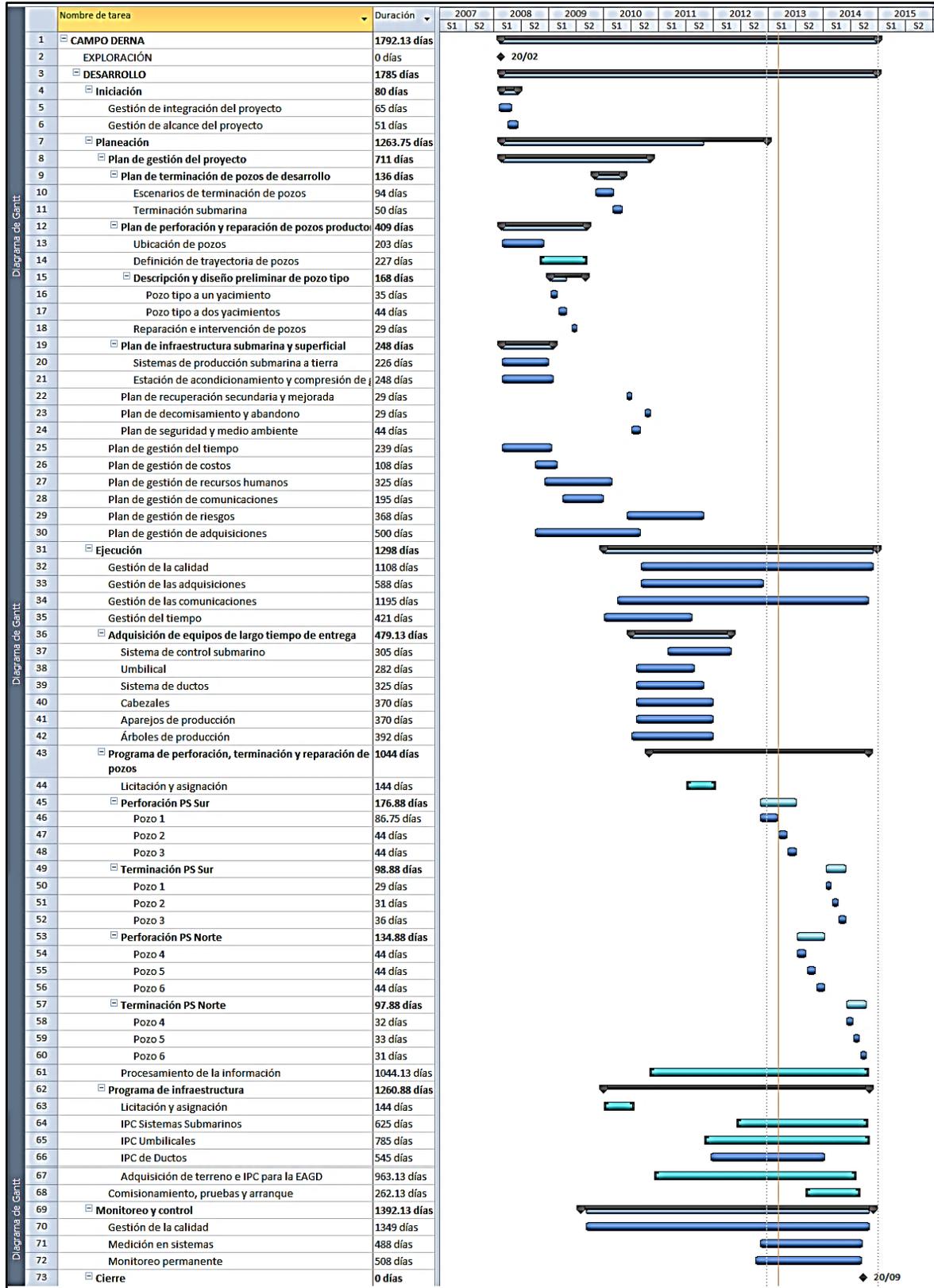


Figura 4.3 - Cronograma de actividades para el proyecto. Creado en MS Project 2010.

4.2.3 Plan de gestión de costos

La Gestión de costos del proyecto incluye los procesos involucrados en la planificación, estimación, preparación del presupuesto y control de costos para que el proyecto pueda ser completado dentro del presupuesto aprobado.

Hay que tomar en cuenta que existe una diferencia entre una estimación y la presupuestación de costos en los proyectos ya que la primera solo determina los costos de los recursos necesarios para completar las actividades del proyecto. Es fundamental tener costos presupuestados aprobados para asignar los recursos necesarios a los componentes individuales del proyecto para que éstos puedan ser medidos y administrados.

El presupuesto debe estar basado en toda la información disponible, incluyendo la duración, tecnología, lugar, fechas, tipo de contrato, especificaciones, riesgo y en su caso, si se cuenta con experiencia en proyectos similares para tener un punto de comparación entre presupuestos. Las estimaciones presupuestadas pueden ser de diferente tipo dependiendo de la etapa del proyecto, la información disponible y el riesgo. (Ver 2.5.5).

Para el proyecto deben utilizarse herramientas o métodos de estimación de costos como:

- Análoga (Top-Down)
- Paramétrica
- Ofertas de proveedores o contratistas
- Detallada (Bottom-Up)

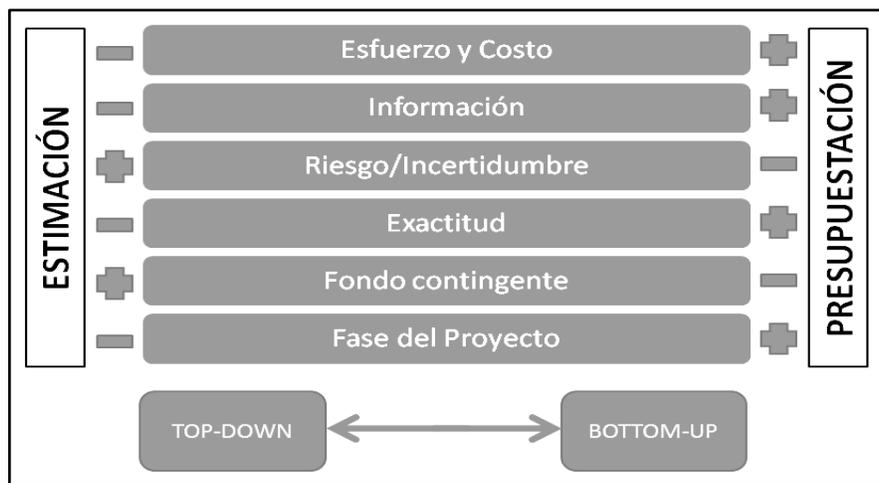


Figura 4.4 - Características entre estimación y presupuestación de costos. (Marín, 2012)

Para el periodo 2011-2023, el proyecto requiere una inversión de 21,296 millones de pesos, de los cuales 15,933 millones de pesos, corresponden a inversión estratégica y 5,363 millones de pesos, a inversión operacional.

Tabla 4-4 – Costos presupuestados del proyecto Derna (PEP-CNH, 2010)

Inversión por programa (mmpesos)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ductos	90	106	1628	3881	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desarrollo de campos	0	531	3594	2348	5	0	0	11	0	0	0	0	0
Modernización y optimización de infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalaciones de producción	82	177	1491	1940	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Intervenciones en pozos	0	0	0	0	0	319	92	319	319	92	92	92	0
Infraestructura de edificios administrativos	0	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento de estructuras marinas	0	0	0	3	65	123	180	152	169	185	197	158	33
Mantenimiento de instalaciones de producción	0	0	0	13	65	78	103	87	92	104	110	128	24
Seguridad industrial	0	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Protección ecológica	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacitación y actualización	17	8	7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gestión de activos	176	123	107	67	32	23	17	13	9	6	5	4	3
Abandono de campos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1093
Desarrollo tecnológico de explotación	49	22	12	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	415	1063	6841	8265	279	543	392	582	590	387	405	381	1153

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 4,237 millones de pesos.

Tabla 4-5 - Gasto de Operación (PEP-CNH, 2010)

Descripción de la actividad	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2023	2011-2023
Gasto de operación	45	44	52	161	695	3,240	4,237

Sin embargo, dependiendo de la complejidad natural y tecnológica del proyecto, la información para la estimación de los costos puede variar considerando la alta volatilidad del mercado de hidrocarburos producto de la demanda, originando incrementos y cambios repentinos sustanciales en los costos de la industria petrolera.

Algunos de los costos que pueden cambiar repentinamente son: arrendamientos de equipos de perforación y embarcaciones, transporte, costos del acero y servicios de fluidos de perforación, entre otros. Parte fundamental de la estrategia de desarrollo del proyecto se orienta a la reducción de costos principalmente en los servicios de perforación y de construcción de infraestructura.

Los resultados de la evaluación económica del Proyecto de Explotación Derna se presentan en la Tabla 4-6 y Tabla 4-7.

Tabla 4-6 - Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (millones de pesos) (PEP-CNH, 2010)

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos condensados	Ingresos gas	Total Ingresos	F.E antes de impuestos	F.E después de impuestos
2011	45	415	0	0	0	-460	-460
2012	44	1063	0	0	0	-1107	-1107
2013	51	6841	0	0	0	-6892	-6892
2014	161	8265	242	1552	1794	-6632	-6987
2015	695	279	1602	10285	11887	10913	7325
2016	694	543	1616	10376	11992	10755	7199
2017	754	392	1783	11444	13227	12081	8071
2018	612	582	1428	7942	9370	8176	5614
2019	436	590	959	6152	7111	6085	4206
2020	275	387	517	3320	3837	3175	2343
2021	181	405	223	1428	1651	1065	736
2022	161	381	142	911	1053	511	302
2023	129	1153	28	185	213	-1069	-1110
Total	4236	21295	8540	53595	62135	36604	19242

Tabla 4-7 - Indicadores económicos antes y después de impuestos (PEP-CNH, 2010)

	Indicadores Económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	15014	6036	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	14560	14560	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	1.08	0.43	peso/peso
Relación beneficio costo	RBC	2	1.30	peso/peso
Periodo de recuperación de la inversión	PRI	6.3	8.4	años

Al final de la vida productiva, el proyecto debe ser desmantelado y abandonado para restaurar la zona afectada y llevarla a una condición segura que minimice el impacto potencial residual al medio ambiente y que permita el restablecimiento de actividades como la pesca y la navegación en el sitio.

Dentro de las actividades de abandono del campo se incluye el desmantelamiento de instalaciones, recuperación de equipos instalados, la inertización de ductos y el taponamiento de pozos, así mismo se tendrá que rehabilitar las áreas que fueran modificadas para la explotación del mismo.

Tabla 4-8 - Programa físico y de inversión para abandono de instalaciones (PEP-CNH, 2010)

Actividad	2023	Inversión (MMpesos)	Total
Taponamiento de pozos	6	880	6
Inertización de ductos	1	91	1
Desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos e instalaciones	1	70	1

4.2.4 Plan de gestión de calidad

La gestión de calidad del proyecto debe incluir los procesos y las actividades de la organización ejecutante que determinan las políticas, los objetivos y las responsabilidades relativos a la calidad, de modo que el proyecto satisfaga las necesidades que motivaron su creación.

Planificación de Calidad

Identifica normas de calidad que son relevantes para el proyecto y determinar cómo satisfacerlas.

- **Análisis Coste-Beneficio:** El principal beneficio de cumplir con los requisitos de calidad significa, menores costes y mayor satisfacción de los interesados.
- **Estudios Comparativos:** Un estudio comparativo implica comparar prácticas del proyecto reales o planificadas con las de otros proyectos, a fin de generar ideas de mejoras y de proporcionar una base respecto a la cual medir el rendimiento.
- **Coste de calidad:** Costes totales incurridos en inversiones para prevenir el incumplimiento de los requisitos, evaluar la conformidad del producto o servicio con los requisitos, y por no cumplir con los requisitos.

COSTES DE CONFORMIDAD	COSTES DE NO CONFORMIDAD
COSTES DE PREVENCIÓN (Crear un proyecto de calidad) CAPACITACIÓN ENTRENAMIENTO MANPOWER DOCUMENTACIÓN DEL PROCESO EQUIAMIENTO TIEMPO ESTIMADO PARA HACERLO CORRECTAMENTE	COSTES POR FALLOS INTERNOS (Fallos encontrados en el proyecto) REHACER DESECHAR
COSTES DE EVALUACIÓN (Ensayos de calidad) PRUEBAS DE CALIDAD INSPECCIONES	COSTES POR FALLOS EXTERNOS (Fallos encontrados por el cliente) EXIGIBLES POR RESPONSABILIDAD GARANTÍA DEL TRABAJO

Tabla 4-9 - Coste de calidad en el proyecto.

Aseguramiento y control de calidad

Aplicando las actividades planificadas y sistemáticas relativas a la calidad, para asegurar que el proyecto emplee todos los procesos necesarios para cumplir con los requisitos y supervisando los resultados específicos del proyecto, para determinar si cumplen con las normas de calidad pertinentes e identificando modos de eliminar las causas de un rendimiento insatisfactorio.

Es recomendable plantear preguntas para encontrar los elementos esenciales que ayuden a mejorar el control de calidad y que satisfagan los objetivos del proyecto para este tipo de control:

¿Cuáles son los estándares de calidad del proyecto?

Nivel de definición que se requiere alcanzar antes de la ejecución del proyecto medido como índice FEL o PDRI, y el nivel de desempeño esperado en la etapa de ejecución medido como índice de salud del proyecto. Se debe especificar si además se requiere cumplir con una certificación de un tercero como IPA ya que esto significará trabajo adicional durante las etapas de definición.

¿Qué requerimientos de calidad son necesarios para lograr los objetivos de negocio?

Conformidad a requerimientos de los clientes, conformidad a normas, mínimo re-trabajo, mínima tasa de rechazos, estándares de desempeño, nivel de redundancia, nivel de mantenimiento requerido.

Existen herramientas y técnicas que permiten determinar y evaluar la calidad como las conocidas como las Siete Herramientas de Calidad Básicas:

1. Diagrama de Causa y Efecto
2. Diagramas de Control
3. Diagramas de Flujo
4. Histograma
5. Diagrama de Pareto
6. Diagrama de Comportamiento
7. Diagrama de Dispersión

Presentar diagramas o histogramas en el proyecto de explotación mejorara la salud del proyecto y asegurara la calidad durante etapas posteriores como en la ejecución y cierre del mismo. A continuación se presenta un formato propuesto para la gestión de la calidad del proyecto de explotación. (Figura 4.5).

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Hecha por	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
1.0	RAMT	GFH	GFH	03/13	Versión original

PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

NOMBRE DEL PROYECTO	SIGLAS DEL PROYECTO
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DERNA	P.E. D.

POLÍTICA DE CALIDAD DEL PROYECTO: ESPECIFICAR LA INTENCIÓN DE DIRECCIÓN QUE FORMALMENTE TIENE EL EQUIPO DE PROYECTO CON RELACIÓN A LA CALIDAD DEL PROYECTO.

LÍNEA BASE DE CALIDAD DEL PROYECTO: ESPECIFICAR LOS FACTORES DE CALIDAD RELEVANTES PARA EL PRODUCTO DEL PROYECTO Y PARA LA GESTIÓN DEL PROYECTO. PARA CADA FACTOR DE CALIDAD RELEVANTE DEFINIR LOS OBJETIVOS DE CALIDAD, LAS MÉTRICAS A UTILIZAR, Y LAS FRECUENCIAS DE MEDICIÓN Y DE REPORTE.

FACTOR DE CALIDAD RELEVANTE	OBJETIVO DE CALIDAD	MÉTRICA A UTILIZAR	FRECUENCIA Y MOMENTO DE MEDICIÓN	FRECUENCIA Y MOMENTO DE REPORTE

PLAN DE MEJORA DE PROCESOS: ESPECIFICAR LOS PASOS PARA ANALIZAR PROCESOS, LOS CUALES FACILITARÁN LA IDENTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES QUE GENERAN DESPERDICIO O QUE NO AGREGAN VALOR.

Cada vez que se deba mejorar un proceso se seguirán los siguientes pasos:

1. Delimitar el proceso
2. Determinar la oportunidad de mejora
3. Tomar información sobre el proceso
4. Analizar la información levantada
5. Definir las acciones correctivas para mejorar el proceso
6. Aplicar las acciones correctivas
7. Verificar si las acciones correctivas han sido efectivas
8. Estandarizar las mejoras logradas para hacerlas parte del proceso

MATRIZ DE ACTIVIDADES DE CALIDAD: ESPECIFICAR PARA CADA PAQUETE DE TRABAJO SI EXISTE UN ESTÁNDAR O NORMA DE CALIDAD APLICABLE A SU ELABORACIÓN. ANALIZAR LA CAPACIDAD DEL PROCESO QUE GENERARÁ CADA ENTREGABLE Y DISEÑAR ACTIVIDADES DE PREVENCIÓN Y DE CONTROL QUE ASEGURARÁN LA OBTENCIÓN DE ENTREGABLES CON EL NIVEL DE CALIDAD REQUERIDO (VER MATRIZ ADJUNTA).

PAQUETE DE TRABAJO	ESTÁNDAR O NORMA DE CALIDAD APLICABLE	ACTIVIDADES DE PREVENCIÓN	ACTIVIDADES DE CONTROL

ROLES PARA LA GESTIÓN DE LA CALIDAD: ESPECIFICAR LOS ROLES QUE SERÁN NECESARIOS EN EL EQUIPO DE PROYECTO PARA DESARROLLAR LOS ENTREGABLES Y ACTIVIDADES DE GESTIÓN DE LA CALIDAD. PARA CADA ROL ESPECIFICAR: OBJETIVOS, FUNCIONES, NIVELES DE AUTORIDAD, A QUIEN REPORTA, A QUIEN SUPERVISA, REQUISITOS DE CONOCIMIENTOS, HABILIDADES, Y EXPERIENCIA PARA DESEMPEÑAR EL ROL

ROL 1	
ROL 2	

ORGANIZACIÓN PARA LA CALIDAD DEL PROYECTO: ESPECIFICAR EL ORGANIGRAMA DEL PROYECTO INDICANDO CLARAMENTE DONDE ESTARÁN SITUADOS LOS ROLES PARA LA GESTIÓN DE LA CALIDAD

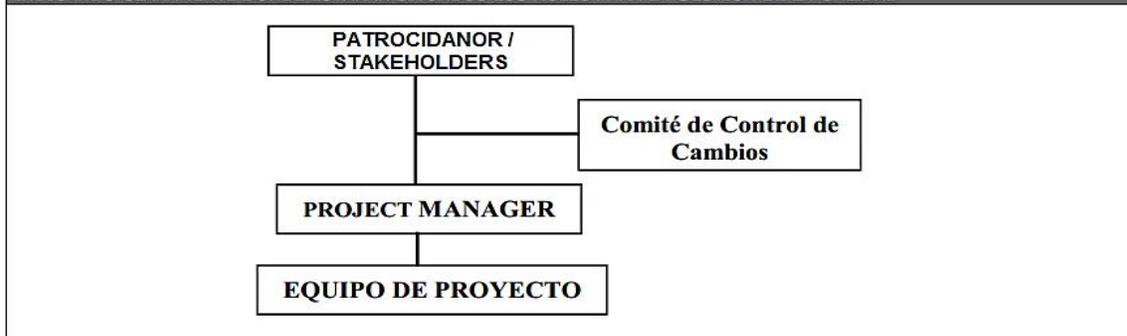


Figura 4.5 - Plan de gestión de calidad. (Dharma Consulting, 2013).

DOCUMENTOS NORMATIVOS PARA LA CALIDAD: <i>ESPECIFICAR QUE DOCUMENTOS NORMATIVOS REGISTRAN LOS PROCESOS Y ACTIVIDADES DE GESTIÓN DE LA CALIDAD</i>	
PROCEDIMIENTOS	1. Para Mejora de Procesos
	2. Para Auditorías de Procesos
	3. Para Reuniones de Aseguramiento de Calidad
	4. Para Resolución de Problemas
PLANTILLAS	1. Métricas
	2. Plan de Gestión de Calidad
FORMATOS	1. Métricas
	2. Línea Base de Calidad
	3. Plan de Gestión de Calidad
CHECKLISTS	1. De Métricas
	2. De Auditorías
	3. De Acciones Correctivas
OTROS DOCUMENTOS	
PROCESOS DE GESTIÓN DE LA CALIDAD: <i>ESPECIFICAR EL ENFOQUE PARA REALIZAR LOS PROCESOS DE GESTIÓN DE LA CALIDAD INDICANDO EL QUÉ, QUIÉN, CÓMO, CUÁNDO, DÓNDE, CON QUÉ, Y PORQUÉ</i>	
ENFOQUE DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	El aseguramiento de calidad se hará monitoreando continuamente la performance del trabajo, los resultados del control de calidad, y sobre todo las métricas
	De esta manera se descubrirá tempranamente cualquier necesidad de auditoría de procesos, o de mejora de procesos
	Los resultados se formalizarán como solicitudes de cambio y/o acciones correctivas/preventivas
	Asimismo se verificará que dichas solicitudes de cambio, y/o acciones correctivas/preventivas se hayan ejecutado y hayan sido efectivas
ENFOQUE DE CONTROL DE LA CALIDAD	El control de calidad se ejecutara revisando los entregables para ver si están conformes o no
	Los resultados de estas mediciones se consolidarán y se enviarán al proceso de aseguramiento de calidad
	Asimismo en este proceso se hará la medición de las métricas y se informarán al proceso de aseguramiento de calidad
	Los entregables que han sido reprocesados se volverán a revisar para verificar si ya se han vuelto conformes
	Para los defectos detectados se tratará de detectar las causas raíces de los defectos para eliminar las fuentes del error, los resultados y conclusiones se formalizarán como solicitudes de cambio y/o acciones correctivas/preventivas
ENFOQUE DE MEJORA DE PROCESOS	Cada vez que se requiera mejorar un proceso se seguirá lo siguiente:
	1. Delimitar el proceso
	2. Determinar la oportunidad de mejora
	3. Tomar información sobre el proceso
	4. Analizar la información levantada
	5. Definir las acciones correctivas para mejorar el proceso
	6. Aplicar las acciones correctivas
	7. Verificar si las acciones correctivas han sido efectivas
	8. Estandarizar las mejoras logradas para hacerlas parte del proceso

Figura 4.5 – Continuación

4.2.5 Plan de gestión de recursos humanos

La Gestión de los recursos humanos debe organizar y dirigir el equipo del proyecto, compuesto por las personas a quienes se han asignado roles y responsabilidades para concluir el proyecto.

Debe mostrarse un organigrama de asignación de roles y responsabilidades del que los miembros del equipo de dirección del proyecto deben participar como parte de la planificación y toma de decisiones del proyecto permitiendo aportar experiencia durante el proceso de planificación y fortaleciendo el compromiso con el proyecto.

Las personas o empresas que participan en el proyecto pueden estar dentro o fuera de la organización que lleva a cabo el proyecto. En el caso de proyectos con amplio espectro de recursos como los de explotación petrolera, suele ser habitual la participación de empresas fuera de la organización para resolver aquellas partes del proyecto que el equipo de dirección no alcanza a cubrir.

Los procesos para la gestión de recursos humanos deben incluir:

- Identificación y documentación de roles y responsabilidades creando el plan de gestión 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 lograr un mejor rendimiento del proyecto.
- Seguimiento del rendimiento de los miembros del equipo.

Para el proyecto de explotación Derna se elaboró un diagrama de tipo jerárquico con las principales áreas para el desarrollo de actividades.

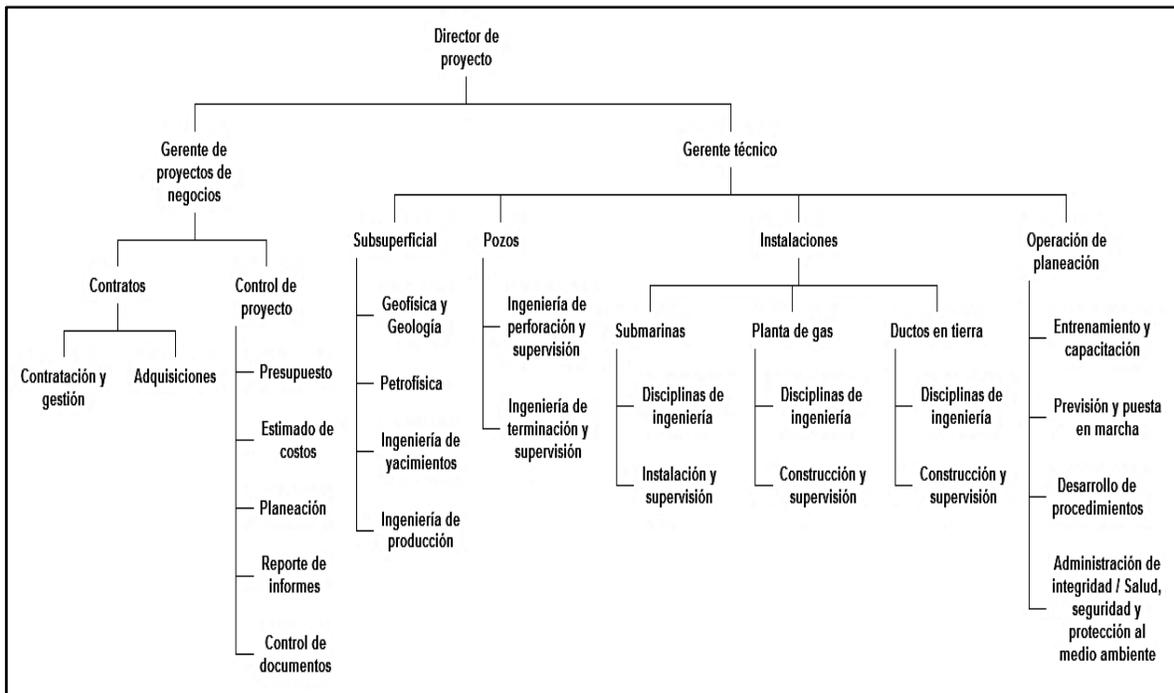


Figura 4.6 - Diagrama organizacional de proyecto de explotación Derna

Se presenta un formato definido para la gestión de recursos humanos para el proyecto de explotación, mostrando la información relevante para el mismo.

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Hecha por	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
1.0	RAMT	GFH	GFH	03/13	Versión original

PLAN DE RECURSOS HUMANOS

NOMBRE DEL PROYECTO		SIGLAS DEL PROYECTO	
PROYETO DE EXPLOTACIÓN DERNÁ		P.E.D.	
ORGANIGRAMA DEL PROYECTO: <i>ESPECIFICAR EL ORGANIGRAMA DEL PROYECTO.</i>			
<i>NOTA: ADJUNTAR ORGANIGRAMA DEL PROYECTO.</i>			
ROLES Y RESPONSABILIDADES: <i>ESPECIFICAR LA MATRIZ DE ASIGNACIONES DE RESPONSABILIDADES (RAM).</i>			
<i>NOTA: ADJUNTAR MATRIZ RAM.</i>			
DESCRIPCIÓN DE ROLES: <i>NOMBRE DEL ROL, OBJETIVOS, FUNCIONES, NIVELES DE AUTORIDAD, A QUIÉN REPORTA, A QUIÉN SUPERVISA, REQUISITOS DE CONOCIMIENTOS, HABILIDADES, Y EXPERIENCIA PARA DESEMPEÑAR ROL.</i>			
<i>NOTA: ADJUNTAR FORMATOS DE DESCRIPCIÓN DE ROLES.</i>			
ADQUISICIÓN DEL PERSONAL DEL PROYECTO: <i>CÓMO, DE DÓNDE, CUÁNDO, CUÁNTO, ETC.?</i>			
<i>NOTA: ADJUNTAR CUADRO DE ADQUISICIÓN DE PERSONAL.</i>			
CRONOGRAMAS E HISTOGRAMAS DE TRABAJO DEL PERSONAL DEL PROYECTO: <i>CRONOGRAMAS DE ASIGNACIÓN DE PERSONAS Y ROLES, HISTOGRAMAS DE TRABAJO TOTALES Y POR ESPECIALIDADES.</i>			
<i>NOTA: ADJUNTAR DIAGRAMA DE CARGA DE PERSONAL.</i>			
CRITERIOS DE LIBERACIÓN DEL PERSONAL DEL PROYECTO: <i>CUÁNTO, CÓMO, HACIA DÓNDE?</i>			
ROL	CRITERIO DE LIBERACIÓN	¿CÓMO?	DESTINO DE ASIGNACIÓN
CAPACITACIÓN, ENTRENAMIENTO, MENTORING REQUERIDO: <i>QUÉ, PORQUÉ, CUÁNDO, CÓMO, DÓNDE, POR QUIÉN, CUÁNTO?</i>			
SISTEMA DE RECONOCIMIENTO Y RECOMPENSAS: <i>QUÉ, PORQUÉ, CUÁNTO, CÓMO, DÓNDE, POR QUIÉN, CUÁNTO?</i>			
CUMPLIMIENTO DE REGULACIONES, PACTOS, Y POLÍTICAS: <i>QUÉ, PORQUÉ, CUÁNDO, CÓMO, DÓNDE, POR QUIÉN, CUÁNTO?</i>			
REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD: <i>QUÉ, PORQUÉ, CUÁNDO, CÓMO, DÓNDE, POR QUIÉN, CUÁNTO?</i>			

Figura 4.7 – Plan de gestión de recursos humanos. (Dharma Consulting, 2013).

4.2.6 Plan de gestión de las comunicaciones

La Gestión de las Comunicaciones del Proyecto, a nivel general, consiste en la generación, recopilación, distribución, almacenamiento, recuperación y disposición final de la información del proyecto. El director de proyecto de explotación no solo debe conocer cómo gestionar las comunicaciones, sino que debe estar preparado para comunicarse de forma clara y efectiva.

El proceso de comunicaciones en el proyecto involucra 5 diferentes subprocesos en los que se identifica la necesidad de diversos requerimientos o recursos, así como también los diferentes entregables generados durante la gestión. (Figura 4.8).

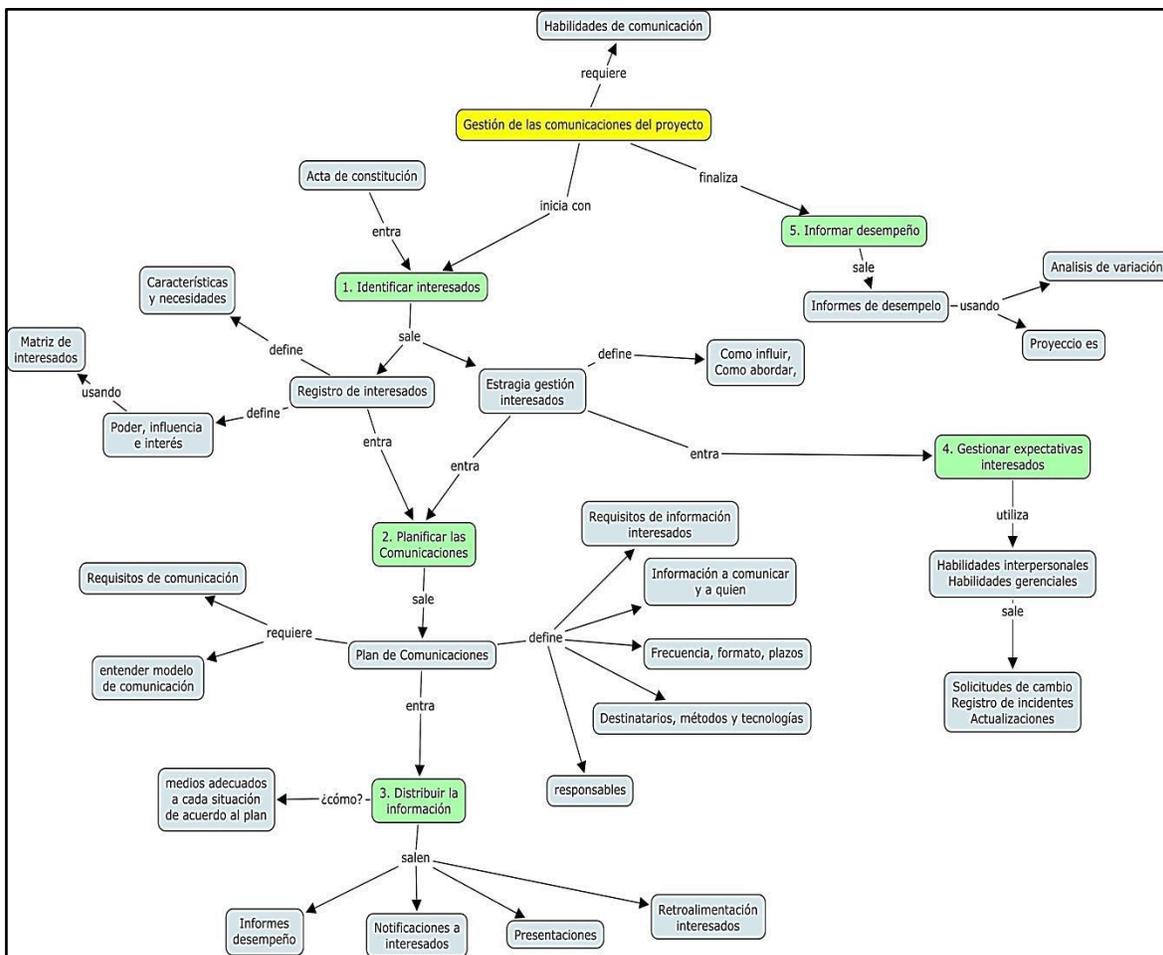


Figura 4.8 – Mapa conceptual de la gestión de las comunicaciones. (Ramirez, 2011).

A continuación se presenta un formato definido para la gestión de las comunicaciones para el proyecto de explotación, mostrando la información relevante para el mismo

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Hecha por	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
1.0	RAMT	GFH	GFH	03/13	Versión original

PLAN DE GESTIÓN DE COMUNICACIONES

NOMBRE DEL PROYECTO	SIGLAS DEL PROYECTO
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DERNA	P.E. D.

COMUNICACIONES DEL PROYECTO: *ESPECIFICAR LA MATRIZ DE COMUNICACIONES DEL PROYECTO.*

Ver Matriz de Comunicaciones del Proyecto – versión 1.0

NOTA: ADJUNTAR MATRIZ DE COMUNICACIONES DEL PROYECTO

PROCEDIMIENTO PARA TRATAR POLÉMICAS: *DEFINA EL PROCEDIMIENTO PARA PROCESAR Y RESOLVER LAS POLÉMICAS, ESPECIFICANDO LA FORMA DE CAPTURARLAS Y REGISTRARLAS, EL MODO EN QUE SE ABORDARÁ SU TRATAMIENTO Y RESOLUCIÓN, LA FORMA DE CONTROLARLAS Y HACERLES SEGUIMIENTO, Y EL MÉTODO DE ESCALAMIENTO EN CASO DE NO PODER RESOLVERLAS.*

1. Se captan las polémicas a través de la observación y conversación, o de alguna persona o grupo que los exprese formalmente.
2. Se codifican y registran las polémicas en el Log de Control de Polémicas.
3. El Log de Control de Polémicas contiene.
 - Código de la Polémica
 - Descripción
 - Involucrados
 - Enfoque de solución
 - Acciones de solución
 - Responsable
 - Fecha
 - Resultado obtenido

Código de Polémica	Descripción	Involucrados	Enfoque de Solución	Acciones de Solución	Responsable	Fecha	Resultado Obtenido

PROCEDIMIENTO PARA ACTUALIZAR EL PLAN DE GESTIÓN DE COMUNICACIONES: *DEFINA EL PROCEDIMIENTO PARA REVISAR Y ACTUALIZAR EL PLAN DE GESTIÓN DE COMUNICACIONES.*

El Plan de Gestión de las Comunicaciones deberá ser revisado y/o actualizado cada vez que:

1. Hay una solicitud de cambio aprobada que impacte el Plan de Proyecto.
2. Hay una acción correctiva que impacte los requerimientos o necesidades de información de los stakeholders.
3. Hay personas que ingresan o salen del proyecto.
4. Hay cambios en las asignaciones de personas a roles del proyecto.
5. Hay cambios en la matriz autoridad versus influencia de los stakeholders.
6. Hay solicitudes inusuales de informes o reportes adicionales.
7. Hay quejas, sugerencias, comentarios o evidencias de requerimientos de información no satisfechos.
8. Hay evidencias de resistencia al cambio.
9. Hay evidencias de deficiencias de comunicación intraproyecto y extraproyecto.

La actualización del Plan de Gestión de las Comunicaciones deberá seguir los siguientes pasos:

1. Identificación y clasificación de stakeholders.
2. Determinación de requerimientos de información.
3. Elaboración de la Matriz de Comunicaciones del Proyecto.
4. Actualización del Plan de Gestión de las Comunicaciones.
5. Aprobación del Plan de Gestión de las Comunicaciones.
6. Difusión del nuevo Plan de Gestión de las Comunicaciones.

Figura 4.9 – Plan de gestión de las comunicaciones. (Dharma Consulting, 2013).

GUÍAS PARA EVENTOS DE COMUNICACIÓN: <i>DEFINA GUÍA PARA REUNIONES, CONFERENCIAS, CORREO ELECTRÓNICO, ETC.</i>
<p>Guías para Reuniones .- Todas las reuniones deberán seguir las siguientes pautas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Debe fijarse la agenda con anterioridad. 2. Debe coordinarse e informarse fecha, hora, y lugar con los participantes. 3. Se debe empezar puntual. 4. Se deben fijar los objetivos de la reunión, los roles (por lo menos el facilitador y el anotador), los procesos grupales de trabajo, y los métodos de solución de controversias. 5. Se debe cumplir a cabalidad los roles de facilitador (dirige el proceso grupal de trabajo) y de anotador (toma nota de los resultados formales de la reunión). 6. Se debe terminar puntual. 7. Se debe emitir un Acta de Reunión (ver formato adjunto), la cual se debe repartir a los participantes (previa revisión por parte de ellos).
<p>Guías para Correo Electrónico.- Todos los correos electrónicos deberán seguir las siguientes pautas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Los correos electrónicos entre el Equipo de Proyecto de Dharma y el Cliente deberán ser enviados por el Project Manager con copia al Sponsor, para establecer una sola vía formal de comunicación con el Cliente. 2. Los enviados por el Cliente y recibidos por cualquier persona del Equipo de Proyecto de Dharma deberán ser copiados al Project Manager y el Sponsor (si es que éstos no han sido considerados en el reparto), para que todas las comunicaciones con el Cliente estén en conocimiento de los responsables de la parte contractual. 3. Los correos internos entre miembros del Equipo de Proyecto de Dharma, deberán ser copiados a la lista Equipo_Dharma que contiene las direcciones de los miembros, para que todos estén permanentemente informados de lo que sucede en el proyecto.
GUÍAS PARA DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO: <i>DEFINA LAS GUÍAS PARA CODIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO, RECUPERACIÓN, Y REPARTO DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO.</i>
<p>Guías para Codificación de Documentos.- La codificación de los documentos del proyecto será la siguiente:</p> <p style="text-align: center;">AAAA_BBB_CCC.DDD</p> <p>Donde: AAAA = Código del Proyecto= 'PROD' BBB = Abreviatura del Tipo de Documento= pch, sst, wbs, dwbs, org, ram, etc. CCC = Versión del Documento='v1_0', 'v2_0', etc. DDD = Formato del Archivo=doc, exe, pdf, mpp, etc.</p>
<p>Guías para Almacenamiento de Documentos.- El almacenamiento de los documentos del proyecto deberá seguir las siguientes pautas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Durante la ejecución del proyecto cada miembro del equipo mantendrá en su máquina una carpeta con la misma estructura que el WBS del proyecto, donde guardará en las sub-carpetas correspondientes las versiones de los documentos que vaya generando. 2. Al cierre de una fase o al cierre del proyecto cada miembro del equipo deberá eliminar los archivos temporales de trabajo de los documentos y se quedará con las versiones controladas y numeradas (ver guías para el control de versiones), las cuales se enviarán al Project Manager. 3. El Project Manager consolidará todas las versiones controladas y numeradas de los documentos, en un archivo final del proyecto, el cual será una carpeta con la misma estructura del WBS, donde se almacenarán en el lugar correspondiente los documentos finales del proyecto. Esta carpeta se archivará en la Biblioteca de Proyectos de Dharma, y se guardará protegida contra escritura. 4. Se publicará una Relación de Documentos del Proyecto y la ruta de acceso para consulta. 5. Los miembros de equipo borrarán sus carpetas de trabajo para eliminar redundancias de información y multiplicidad de versiones.
<p>Guías para Recuperación y Reparto de Documentos.-</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La recuperación de documentos a partir de la Biblioteca de Proyectos de Dharma es libre para todos los integrantes del Equipo de Proyecto de Dharma. 2. La recuperación de documentos a partir de la Biblioteca de Proyectos de Dharma para otros miembros de Dharma que no sean del Proyecto requiere autorización del Project Manager. 3. El acceso a la información del proyecto por parte de personas que no son de Dharma requiere autorización de Gerencia General, pues esta información se considera confidencial, tanto para Dharma como para el Cliente. 4. El reparto de documentos digitales e impresos es responsabilidad del Project Manager. 5. El reparto de documentos impresos no contempla el control de copias numeradas.
GUÍAS PARA EL CONTROL DE VERSIONES: <i>DEFINA GUÍAS PARA REGISTRO Y CONTROL ORDENADO DE LAS VERSIONES DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO.</i>

Figura 4.9 – Continuación

Una herramienta que el proyecto debe presentar para la el éxito de las comunicaciones entre los participantes es la matriz de comunicaciones en donde se logra clasificar la información que será revisada durante las diferentes etapas en las que el proyecto se encuentre.

Tabla 4-10 - Matriz de comunicaciones del proyecto

<i>MATRIZ DE COMUNICACIONES DEL PROYECTO</i>								
INFORMACIÓN	CONTENIDO	FORMATO	NIVEL DE DETALLE	RESPONSABLE DE COMUNICAR	GRUPO RECEPTOR	METODOLOGÍA O TECNOLOGÍA	FRECUENCIA DE COMUNICACIÓN	CÓDIGO DE ELEMENTO WBS
Iniciación del Proyecto	Datos y comunicación sobre la iniciación del proyecto	Project Charter	Medio	PROJECT MANAGER	Sponsor, Asistentes de Aula, Instructores	Documento digital (PDF) vía correo electrónico	Una sola vez	Project Charter
Iniciación del Proyecto	Datos preliminares sobre el alcance del proyecto	Scope Statement	Alto	PROJECT MANAGER	Sponsor, Asistentes de Aula, Instructores	Documento digital (PDF) vía correo electrónico	Una sola vez	Scope Statement
Planificación del Proyecto	Planificación detallada del Proyecto: Alcance, Tiempo, Costo, Calidad, RRHH, Comunicaciones, Riesgos, y Adquisiciones	Plan del Proyecto	Muy alto	PROJECT MANAGER	Sponsor, Asistentes de Aula, Instructores	Documento digital (PDF) vía correo electrónico	Una sola vez	Plan del Proyecto
Estado del Proyecto	Estado Actual (EVM), Progreso (EVM), Pronóstico de Tiempo y Costo, Problemas y -pendientes	Informe de Performance	Alto	PROJECT MANAGER	Sponsor, asistentes de aula	Documento impreso	Semanal	Informe de Estado del Proyecto
Coordinación del Proyecto	Información detallada de las reuniones de coordinación semanal	Acta de Reunión	Alto	PROJECT MANAGER	Sponsor, asistentes de aula	Documento digital (PDF) vía correo electrónico	Semanal	Reunión de Coordinación Semanal
Cierre del Proyecto	Datos y comunicación sobre el cierre del proyecto	Cierre del proyecto	Medio	PROJECT MANAGER	Sponsor, Asistentes de Aula, Instructores	Documento digital (PDF) vía correo electrónico	Una sola vez	Cierre del Proyecto

4.2.7 Plan de gestión de riesgos

En este capítulo se presentan los riesgos detectados durante la etapa de definición y que pueden ocurrir durante la etapa ejecutora, clasificándolos conforme a su impacto y probabilidad.

Los riesgos posibles se capturan en la tabla y a cada uno se le evalúa el impacto sobre el proyecto, en caso de ocurrir, y la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 4-11 - Clasificación de riesgo. Impacto vs Probabilidad

Parámetro evaluado	Calificación	Valor numérico	Parámetro evaluado	Calificación	Valor numérico
Impacto	Muy Alto	5	Probabilidad	Muy Alta	5
	Alto	4		Alta	4
	Medio	3		Media	3
	Bajo	2		Baja	2
	Muy Bajo	1		Muy Baja	1

Los riesgos mayores será aquellos cuya combinación de impacto y probabilidad sean los más altos.

Se aconseja que la identificación y evaluación de riesgos se haga en grupo, con la participación de los miembros del equipo de proyecto y de personas con experiencia en el tipo de proyectos y en la región.

Para la gestión de riesgos del proyecto Derna se realizó con un equipo multidisciplinario concentrado principalmente en la identificación, establecimiento de prioridades y la administración de riesgos asociados, desde la perspectiva de:

- Salud
- Seguridad
- Medio ambiente
- Finanzas
- Seguridad social y patrimonial
- Cronograma

Identificación de Riesgos

Una gran variedad de riesgos impactan en esta industria: cualquier variación en alguno de ellos puede alterar significativamente los resultados esperados. Como primer paso, en un análisis de riesgos, resulta vital identificar todas las variables sujetas a riesgo.

Luego, hay que entender el comportamiento de dichas variables, sus interrelaciones y, sobre todo, analizar cómo se comportarán en el futuro. A efectos de entender ese comportamiento futuro, debemos conocer los motivos por los cuales la variable se mueve para un lado o para el otro.

Posteriormente, es preciso saber qué herramientas habría que utilizar para calcular, cuantificar y monitorear el riesgo y su impacto en el proyecto. (Del Regno, 2010).

Mediante la aplicación de un enfoque estructurado para la identificación de aquellos riesgos que se pudieran presentar durante las diferentes etapas del proyecto. Existen tres tipos de riesgos principales en los proyectos en aguas profundas:

- Riesgos geológicos: Debidos a la complejidad de estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos, en algunos casos la presencia de cuerpos salinos deterioran las imágenes del subsuelo y disminuyen la probabilidad de descubrir yacimientos en estos ambientes.

- Riesgos de operación: Flujos de agua somera y flujos de gas que pudieran provocar reventones durante la perforación, corrientes submarinas y oleaje que ponen en riesgo las instalaciones de perforación e infraestructura de producción, disponibilidad de equipos de perforación, instalación y mantenimiento que incrementan los costos y retrasan las operaciones, afectación a los pozos, infraestructura submarina, ductos y la estación de acondicionamiento de gas.
- Riesgos financieros

Exposición de capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación.

Para el análisis de peligros y riesgos es posible utilizar metodologías como herramientas que utilizan un enfoque estructurado para la identificación de peligros, sus consecuencias, posibles mitigantes y su clasificación con base en su severidad y probabilidad.

Evaluación de riesgos

Los proyectos de explotación petrolera enfrentan importantes riesgos y éstos deben ser cuantificados para realizar una buena evaluación y decidir acertadamente sobre grandes inversiones.

Para cuantificar los riesgos, muchas compañías petroleras han establecido normas sobre la evaluación de riesgos de proyectos de producción para que esa evaluación sea homogénea en las diferentes divisiones de la empresa.

Una vez identificados, estos riesgos se clasificaron de acuerdo a su severidad y probabilidad de ocurrencia. Posteriormente se logró evaluar la combinación de severidad y probabilidad de ocurrencia del peligro y clasificarlos en una matriz en la que se obtuvieron tres sectores (Alto, Medio y Bajo).

Los resultados de la clasificación del riesgo y los principales eventos de alto riesgo identificados se muestran en la Tabla 4-12 y Tabla 4-13 respectivamente.

Tabla 4-12 - Clasificación del riesgo (PEP-CNH, 2010)

S/N	Categoría de riesgo	Número de eventos de riesgo
1	Alto	24
2	Medio	49
3	Bajo	2
Total		75

Tabla 4-13 - Temas identificados como de riesgo alto (PEP-CNH, 2010)

Código del riesgo	Descripción del riesgo	Medidas de prevención/mitigación existentes y/ recomendadas
Ambiental 1	Tormenta o huracán de gran magnitud abatiéndose sobre el Golfo de México (durante la construcción del proyecto) que provoque un nivel de daño importante a catastrófico	Hay en la actualidad planes de administración de emergencia para huracanes.
Ambiental 2	Descontrol del pozo durante la perforación y terminación, dando lugar a lesiones al personal y daños al activo	Estudios previos a la perforación (análisis de presión de poros, extensión del gradiente de fractura). Análisis pre-operativo de perforación y plan de contingencia. Estudios y análisis petrofísico
Diseño 1	Incertidumbre en la información del yacimiento con respecto a la caracterización y al volumen de fluidos, lo que conlleva a cambios tardíos de diseño	Se han desarrollado modelos probabilísticos (estáticos y dinámicos) y se han llevado a cabo análisis de sensibilidad para incertidumbre del yacimiento. Modelo integrado de activo
Diseño 2	Experiencia limitada en proyectos en aguas profundas, lo que puede generar retrasos en la ejecución del proyecto	Contratación de una empresa de probada experiencia para dar soporte en la administración del proyecto. Formación de un grupo integrado de proyecto con personal experimentado y reforzado con personal calificado externo
Diseño 3	Riesgo potencial de re-trabajos durante la ingeniería básica por falta de información que generara el pozo delimitador, lo cual redundara en retrasos del proyecto	Acelerar la perforación del pozo delimitador y alinear la contratación de la ingeniería básica a la obtención de la información necesaria
Ejecución 1	El acceso limitado a la planta de gas en tierra. Falta de infraestructura: rutas angostas, puentes pequeños, etc. que pueden dar lugar, en última instancia, a retrasos y mayores costos en la construcción de la planta de gas	Realizar un estudio en la zona para identificar cuello de botella y rutas alternas para el transporte de los equipos mayores.
Ejecución 2	Falta de equipos de levante, espacio, muelles y demás soporte logístico para carga, descarga y almacenamiento de equipos y realización de las pruebas SIT, etc., pueden dar lugar a problemas de seguridad y a excederse en tiempo y costos del proyecto	Realizar un estudio para identificar requerimientos de soporte logístico y los sitios factibles de ser utilizados para el almacenamiento y pruebas de los sistemas submarinos y equipos principales de la planta de gas
Ejecución 3	Procesos de contratación ineficientes que generaran la adjudicación tardía de los contratos, dando lugar a retrasos en cronograma, costos adicionales y pérdida de valor al proyecto	Desarrollar una estrategia de contratación basada en prácticas internacionales exitosas y con apego a la normatividad aplicable. Integrar un grupo de trabajo con personal altamente calificado en procesos de contratación
Ejecución 4	Estrategia de procura inexistente o inadecuada, lo que da lugar a demoras en la adquisición de equipos de largo tiempo de entrega (árboles, umbilical, tuberías, sistema de control, compresores, etc.)	Desarrollar un plan de procura el cual deberá ser actualizado mediante un monitoreo permanentemente de las condiciones del mercado

Una vez se tengan identificados y evaluados, el plan de gestión de riesgos deberá contener una matriz en la que sean ponderados dichos riesgos por tipo de riesgo, probabilidad e impacto como se muestra a continuación:

Tabla 4-14 – Identificación y evaluación cualitativa de riesgos

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Hecha por	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
1.0	RAMT	GFH	GFH	03/13	Versión original

IDENTIFICACION Y EVALUACIÓN CUALITATIVA DE RIESGOS

NOMBRE DEL PROYECTO	SIGLAS DEL PROYECTO
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DERNÁ	P.E.D.

PROBABILIDAD	VALOR NUMÉRICO	IMPACTO	VALOR NUMÉRICO
Muy Improbable	0.1	Muy Bajo	0.05
Relativamente Probable	0.3	Bajo	0.10
Probable	0.5	Moderado	0.20
Muy Probable	0.7	Alto	0.40
Casi Certeza	0.9	Muy Alto	0.80

TIPO DE RIESGO	PROBABILIDAD X IMPACTO
Muy Alto	mayor a 0.50
Alto	menor a 0.50
Moderado	menor a 0.30
Bajo	menor a 0.10
Muy Bajo	menor a 0.05

CÓDIGO DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	CAUSA RAÍZ	ENTREGABLES AFECTADOS	ESTIMACIÓN DE PROBABILIDAD	OBJETIVO AFECTADO	ESTIMACIÓN DE IMPACTO	PROB X IMPACTO	TIPO DE RIESGO
					Alcance			
					Tiempo			
					Costo			
					Calidad			
					TOTAL PROBABILIDAD X IMPACTO			

Análisis de sensibilidad

Los resultados muestran que el proyecto generará ganancias después de impuestos en Valor Presente a pesar de que la Inversión sufra un aumento de hasta 44%, permaneciendo la producción y precio sin variaciones. Así mismo, el proyecto seguirá siendo rentable aún en caso de sufrir una reducción hasta de 31% en los volúmenes de producción de gas y condensados, o una reducción en el precio del gas y del condensado de hasta 20%.

Tabla 4-15 -Análisis de sensibilidad (PEP-CNH, 2010)

Análisis de Sensibilidad	Variación %		
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión :	0	108%	44%
Millones de pesos	21295	43253	30123
Volumen :	0	-53%	-31%
Gas (mmmpc)	656	323	465
Condensados (mmb)	8.4	4.2	6.3
Precio :	0	-50%	-20%
Gas (usd/mpc) -	6.23	3.29	5.0
Condensados (usd/b) -	78.0	41.09	63.17

Presupuesto de gestión de riesgos

Hay costes asociados con gestionar riesgos de proyectos. Cada proyecto tiene un desafío único de riesgos y gestionarlo incurre en costes por evaluar riesgos y por abordar riesgos. (Hillson, 2004).

- Evaluando riesgo: Hay costes de poner en práctica el proceso de riesgo en el proyecto, incluido gastar tiempo y recursos en talleres o encuestas de identificar riesgos, hacer evaluaciones y análisis de riesgos, asistir a evaluaciones de riesgos, escribir informes de riesgos etcétera.
- Abordando riesgo: Esto incluye el coste de ejecutar planes de responder a riesgos, esas acciones que no se incluyeron en el plan de proyecto original pero que se consideran necesarias para abordar riesgos identificados de manera apropiada.

Debe haber medidas para casos de emergencia y algo a lo que recurrir en el caso de que ocurran los riesgos. Esta factura no se habría acumulado si los riesgos no se habían identificado, pero son costes necesarios para optimizar las posibilidades de cumplir los objetivos de proyecto.

El coste de evaluar el riesgo se debe incluir en el presupuesto total para gestionar el proyecto, y debe haber un fondo para imprevistos suficiente en el presupuesto de proyecto para cubrir el coste de abordar riesgos.

Tabla 4-16 – Presupuesto de gestión de riesgos

PRESUPUESTO DE GESTIÓN DE RIESGOS						
PROCESO	PERSONAS		MATERIALES		EQUIPOS	TOTAL
Planificación de Gestión de los Riesgos	Líder	\$ 50		\$ 25	\$ 0	
	Apoyo	\$ 150		\$ 75	\$ 20	
	Miembros	\$ 30		\$ 40	\$ 80	
		\$ 230		\$ 140	\$ 100	\$ 470
Identificación de Riesgos	Líder					
	Apoyo					
	Miembros					
Análisis Cualitativo de Riesgos	Líder					
	Apoyo					
	Miembros					
Análisis Cuantitativo de Riesgos	Líder					
	Apoyo					
	Miembros					
Planificación de Respuesta a los Riesgos	Líder					
	Apoyo					
	Miembros					
Seguimiento y Control del Riesgos	Líder					
	Apoyo					
	Miembros					
						\$ 470

Aspectos a considerar dentro de la gestión de riesgos del proyecto

Cuanto mayor sea la información obtenida para realizar un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos, entonces se contará con mayor detalle de los procesos operativos para poder efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre de los riesgos.

Asimismo, el sistema de administración integral de la seguridad deberá ser manifiesto y verificable y debe de haber una interrelación entre las instalaciones y el personal y contribuir a una revisión y actualización periódica de los procedimientos que deriven en prácticas seguras de trabajo.

Tanto el proceso de identificación como el de evaluación de riesgos operativos se debe hacer con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron señaladas por certificadores, auditores externos o auditores internos, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción), la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

Para la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales, tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros. El siguiente paso corresponderá a verificar que las medidas preventivas o mitigantes sean aplicadas y verificar que los riesgos sean eliminados y/o controlados.

4.2.8 Plan de gestión de las adquisiciones

Al generar un plan de adquisiciones se debe incluir y contemplar todos aquellos recursos y/o servicios que serán necesarios para llevar a cabo el proyecto de explotación. Para ello se requiere de información generada por áreas de diseño de instalaciones para la perforación de pozos de desarrollo, contratación de servicios operativos y ejecutores, infraestructura de producción, así como las necesarias para el transporte, proceso y almacenamiento y de hidrocarburos.

Para la elaboración del plan de adquisiciones se debe considerar cada uno de las siguientes características y presentarlas en un formato que contenga la integración de ellas:

- *Adquisiciones del proyecto*: especificar la matriz de adquisiciones del proyecto.

Tabla 4-17 – Matriz de adquisiciones del proyecto

CONTROL DE VERSIONES						
Versión	Hecha por	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo	
1.0	RAMT	GFH	GFH	03/13	Versión original	
NOMBRE DEL PROYECTO			SIGLAS DEL PROYECTO			
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DERNA			P.E.D.			
PRODUCTO O SERVICIO A ADQUIRIR	TIPO DE CONTRATO	PROCEDIMIENTO DE CONTRATACIÓN	FORMA DE CONTACTAR PROVEEDORES	REQUERIMIENTO DE ESTIMACIONES INDEPENDIENTES	ÁREA/ROL/ PERSONA RESPONSABLE DE LA COMPRA	MANEJO DE MÚLTIPLES PROVEEDORES
Proveedor		Descripción		Fecha de adquisición	Cantidad	Importe (\$)

- *Procedimientos estándar a seguir*: procedimientos de adquisición
- *Formatos estándar a utilizar*: formatos de adquisición que se deben seguir.
- *Coordinación con otros aspectos de la gestión del proyecto*: coordinación con el cronograma del proyecto, reporte de performance, cambios en las decisiones de hacer o comprar, coordinación de fechas contractuales con la programación del proyecto, etc.
- *Coordinación con la gestión de proyectos de los proveedores*: coordinación con la gestión de proyectos de proveedores, enlaces de procesos, procedimientos, formatos y/o metodologías.
- *Restricciones y supuestos*: que puedan afectar las adquisiciones planificadas y por lo tanto el logro de los objetivos del proyecto.
- *Riesgos y respuestas*: principales riesgos relacionados a las adquisiciones, y respuestas que han sido consideradas en la gestión de riesgos del proyecto.

4.2.9 Plan de gestión del proyecto (Plan de desarrollo)

En el yacimiento superior se encuentra un poco más de las 2/3 partes del volumen original, tiene mayor espesor y mejor calidad, mientras que el yacimiento inferior tiene menor espesor y con más intercalaciones de lutitas, además tiene un acuífero asociado que puede ser producido.

El factor de recuperación está regido directamente por la presión de abandono, actualmente se tienen estudios en los que se sustenta que el número óptimo de pozos para extraer la reserva 2P son seis.

Para el desarrollo del campo se plantea un esquema 6 pozos submarinos, distribuidos en tirante de agua de 900 m en la parte más somera y 1,200 m en la zona más profunda, cuatro de ellos producirán de ambas arenas y dos de la Arena Superior.

La producción se recolectará y se transportará a través de dos gasoductos de diámetro de 18 pulgadas por 60 km de longitud, aproximadamente, enviándose a la estación de acondicionamiento de gas Derna que será construida en las inmediaciones de la estación de compresión "ALFA", con una presión y temperatura de llegada de 25 [kg/cm²] y 19°C, respectivamente.

El fluido se acondicionará y comprimirá para su inyección a una presión de 70 kg/cm² a un ducto de 48 pulgadas de diámetro. Para las etapas de operación y mantenimiento se estima un tiempo de vida de 20 años, para finalmente abandonar el campo y recuperar las instalaciones.

Se contemplan tres etapas de explotación, la primera a partir de Septiembre del 2015 con 4 pozos. La segunda con la incorporación de dos pozos de desarrollo adicionales. La tercera y última, con declinación continúa a razón del 22% anual promedio, hasta alcanzar la presión en cabeza de abandono mínima de 85 kg/cm².

Todos los pozos van a ser terminados con aparejo de producción de diámetro de 5 ½ pulgadas y en especial los 4 pozos que van a producir de ambas arenas requerirán de un medio de control de flujo, ya que se pronostica producción de agua en la Arena Inferior.

De los análisis de geomecánica realizados a los núcleos cortados en el pozo exploratorio Derna-1, se determinó que la formación es propensa a producir arena por lo que será necesaria la instalación de un sistema de control de arena. (Ver 4.2.9.3).

4.2.9.1 Plan de infraestructura submarina y superficial

Para la explotación del yacimiento localizado en aguas profundas se requieren diversos sistemas submarinos, con el objeto de perforar, producir y transportar los hidrocarburos. Así mismo es necesario conocer la infraestructura para el proceso de la producción de gas que este en tierra.

Se pretende seleccionar la infraestructura de explotación óptima para el manejo de la producción del campo Derna. Lo primero que se va realizar es seleccionar dicha infraestructura para cuando ambas formaciones (Mioceno inferior y medio) se encuentren en la fase de flujo natural.

El yacimiento superior contiene mayor cantidad de reservas recuperables, al estar la formación confinada a una presión elevada, se espera que todos los pozos del campo sean pozos fluyentes por un periodo de tiempo largo.

Una vez seleccionada la infraestructura de explotación óptima para pozos fluyentes, se plantearán los escenarios para el manejo de la producción del campo.

Sistema de producción submarina a tierra

El concepto de infraestructura seleccionado para la explotación del campo Derna consiste en un desarrollo totalmente submarino donde la producción de los pozos fluirá a través de dos ductos de Ø 18 in, utilizando la propia energía del yacimiento, hasta una estación para el acondicionamiento del gas que será construida en tierra a una distancia aproximada de 60 km al suroeste del campo.

El conjunto de instalaciones ha sido conceptualizado para manejar 400 mmpcd de gas que se obtendrán de la producción que aporten los seis pozos estimados para drenar la reserva 2P del yacimiento.

La infraestructura del proyecto considera un diseño modular, de tal forma que se podría iniciar la producción del campo Derna con la menor cantidad de pozos posible e incrementar los volúmenes de producción conforme se vaya concluyendo la perforación y terminación de los pozos.

Uno de los aspectos clave en el diseño de un Tie-back a tierra es que al no contar con un sistema flotante sobre el campo submarino que le permita su operación directa, la Planta de Gas en tierra toma el lugar de ese sistema flotante convirtiéndose en un centro de control remoto de la operación de los pozos submarinos, de los ductos y de la planta en sí misma.

Estación de acondicionamiento y compresión de gas en tierra

Las instalaciones de la estación de acondicionamiento de gas contarán con una capacidad de procesamiento de hasta 400 mmpcd de gas y será desarrollado bajo un concepto "Modular" que permita la construcción de manera gradual, o bien, permita la desincorporación durante el abandono en una etapa posterior.

Una vez en tierra, los 400 mmpcd de gas ingresan a la Estación de acondicionamiento a través de dos trampas de pateo-recibo a 25 [kg/cm²] y 19°C, de donde se conduce hacia la sección de separación bifásica para retener los líquidos generados por el transporte (aprox. 5,200 bd), los líquidos serán enviados al separador Trifásico y de ahí a la unidad de tratamiento de agua para su disposición final.

El diseño de la Estación de Acondicionamiento de Gas considera sistemas, equipos e instrumentación de campo necesarios para operar y manejar la producción de gas de manera continua y segura.

La estación de Compresión "ALFA" se localiza en las costas de Veracruz próxima a la ciudad de Coatzacoalcos con coordenadas 18°41'52"N 95°34'37"W. Esta se encuentra a aproximadamente 60 Km de distancia del campo Derna.

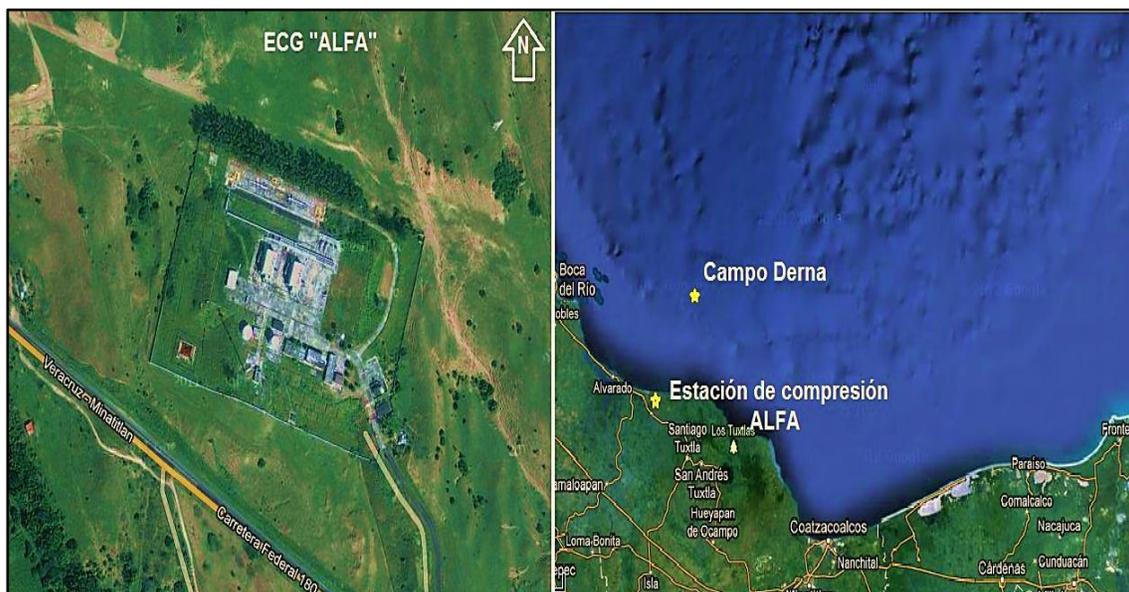


Figura 4.10 - Localización de la Estación de Compresión y ubicación del campo Derna. Modificado del Google Earth 2012.

Las características de la estación de compresión, se exponen en la Tabla 4-18.

Tabla 4-18 - Detalles técnicos de la Estación de Compresión de “ALFA” (Romero Mata, 2009)

Generador de Gases Modelo	General Electric LM-2500-PB
Potencia nominal	20.5 MW (27,500 HP)
Velocidad Máxima	9,870 CFM
Cantidad	2
Compresor Centrifugo Modelo	Clark-Dresser Centrifugo-7.5
Presión de diseño	86.2 bars (1250 psia)
Temp. max. de operación	467 K (380 °F)
Capacidad nominal	18,358 CFM
Consumo específico (ft ³ /hp/hr)	6.78 14.9 MW
Potencia max. en sitio	(20,000 HP)

El gas libre de líquidos será succionado por los compresores a 24 kg/cm² y descargado a 69 kg/cm², durante este proceso de compresión serán obtenidos condensados y agua de alta presión.

Árbol de producción

A cada pozo se le instalará un árbol de válvulas submarino y estos a su vez se conectarán a los ductos mediante líneas de interconexión “Jumpers” de 6 pulgadas de diámetro y estructuras submarinas instaladas en los ductos llamadas *In-line Sled* (ILS).

En los extremos de ambos ductos se instalarán estructuras de terminación (PLET) las cuales se interconectarán entre sí mediante un *Jumper* de diámetro de 18 pulgadas para formar un circuito, tal y como se indica en el siguiente esquema.

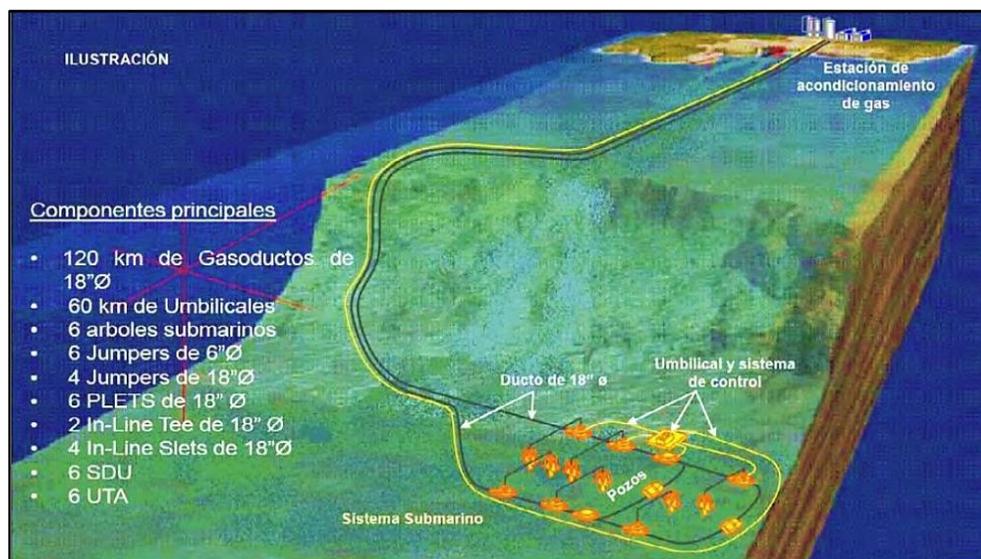


Figura 4.11 - Arquitectura submarina de la ruta de ductos y umbilicales (AI-PEP, 2009)

Los pozos están distribuidos linealmente a lo largo del campo a una separación promedio de 1,000 m, estos se conectan a los gasoductos en forma alterna mediante líneas y estructuras de interconexión (Jumpers, In-line Sleds y PLET's respectivamente), se considera que ambos gasoductos operaran a la misma presión mediante la regulación del estrangulador instalado en cada árbol de producción.

Las condiciones de operación consideradas en los árboles submarinos, son:

- Presión máxima en cabeza: 300 kg/cm²
- Presión mínima en cabeza: 31 kg/cm²
- Temperatura en cabeza: 44 °C
- Presión mínima en bajante: 31 kg/cm²
- Temperatura en bajante: 22°C

Sistema de ductos

El sistema de ductos transportará la producción desde el sistema submarino ubicado a 1,200 m de profundidad, hasta la estación de acondicionamiento de gas ubicada en la costa a 60 km de distancia.

Dicho sistema está compuesto por dos líneas interconectadas entre sí en el extremo submarino formando un circuito, cuyo diseño será de tubería rígida de acero al carbón con diámetro de 18 pulgadas y 60 km de longitud aproximadamente.

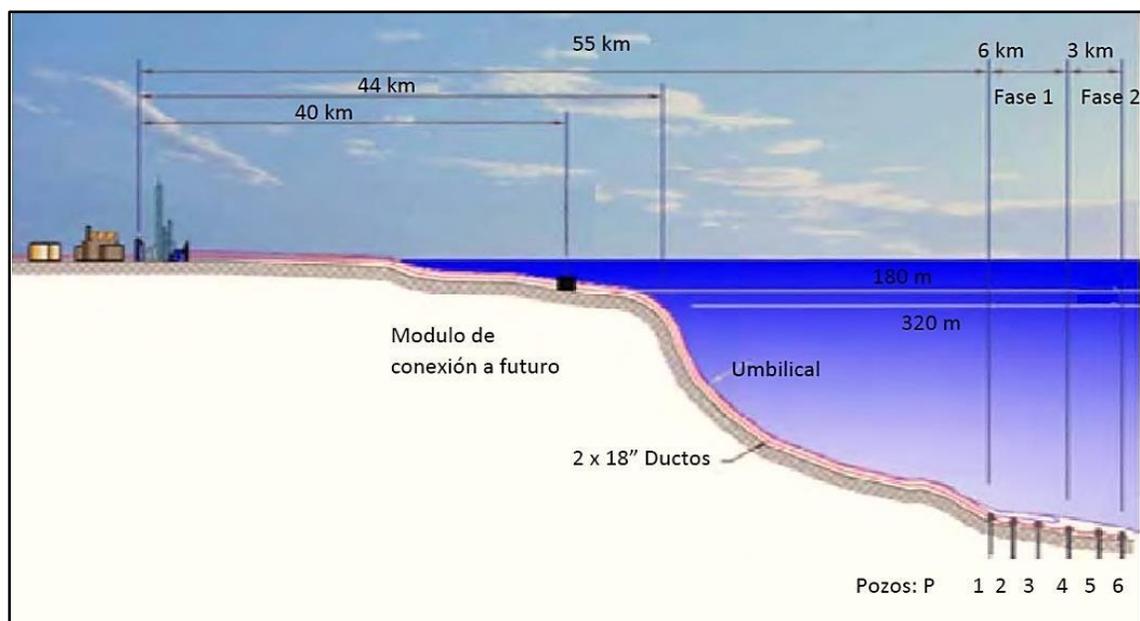


Figura 4.12 - Diseño conceptual de los ductos del campo Derna (AI-PEP, 2009)

Umbilicales

El umbilical conducirá a través de tubos, fibras ópticas y cables: la alimentación hidráulica, la inyección de químicos, las señales de comunicación y la energía eléctrica, conforme a los requerimientos de los componentes del sistema de producción submarino.

En la estación de tierra, el umbilical se conectará a la unidad de terminación del umbilical y transportará los fluidos y señales a una distancia aproximada de 60 km, hasta las instalaciones submarinas en una profundidad de 1,200 m donde se conectará a una unidad de distribución submarina.

Sistema de control submarino

Los elementos de control que se instalarán en el fondo marino son:

- Unidad de terminación de umbilical submarina/Sistema de distribución submarino
- Módulo de control submarino (SCM)
- Líneas de suministro de servicios eléctrico, hidráulico e inyección de químicos (flying leads)
- Sensores en fondo de pozo y equipos submarinos

4.2.9.2 Plan de perforación y reparación de pozos

Para el desarrollo del Campo Derna se tiene considerado el estudio de límite técnico de perforación, el cual es la base del análisis de desempeño de la perforación en los pozos perforados en aguas profundas en México.

Los pozos perforados a la fecha son exploratorios, la estadística de tiempos de perforación y de prueba, representan tiempos mayores a los que se presentarían en un pozo de desarrollo.

Debido el mismo concepto exploratorio de los pozos actuales, no se tienen estadísticos nacionales de los tiempos de terminación de pozos.

Es importante mencionar que con base al comportamiento de las características de la parte norte del campo, obtenidas con la perforación del pozo exploratorio delimitador Derna-2 DL, éste tiene altas probabilidades de recuperarse como productor, lo cual se considera en su diseño, dependiendo de los resultados de las pruebas de producción.

La determinación del tipo de equipo de perforación y terminación a utilizar, así como la definición de la estrategia de desarrollo del campo, son factor para la estimación de los tiempos y costos a considerar en esta etapa del proceso de planeación.

La mejor alternativa de perforación y terminación del proyecto, incluye la disponibilidad de una unidad móvil de perforación marina (MODU)⁶ de reciente generación, ya sea plataforma semisumergible o un barco de perforación.

En este sentido, se espera la asignación de un equipo de acuerdo con las necesidades de perforación, terminación y puesta en marcha de los pozos a producción.

Los criterios para la selección del MODU se basan en la definición de requerimientos específicos sobre las capacidades que inciden directamente en el desempeño del equipo. Estas capacidades son:

- Bombeo
- Carga
- Almacenamiento
- Tirantes de agua (rango mínimo de 1,200 m)
- Alcance de perforación (al menos 4,000 m de profundidad)

Igualmente, en la selección del equipo debe tomar en cuenta aspectos muy importantes como son:

- Terminación submarina
- Innovación tecnológica
- Flexibilidad
- Desempeño
- Limitantes

Ubicación de pozos

El pozo de evaluación Derna-1 se encuentra en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México, frente a la costa de Veracruz a 131 kilómetros al noroeste del Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, en un tirante de agua de profundidad 988 metros.

Según la información acerca de estudios conceptuales realizados para el campo Derna, los seis pozos submarinos se encuentran en profundidades que van de 942-1145 metros.

⁶ Mobile Offshore Drilling Units

Los 6 pozos serán perforados por plataformas semisumergibles; estos estarán interconectados a terminaciones finales de ductos (PLET's)⁷ y a su vez las dos tuberías submarinas se conectarán a la Estación de Compresión de Gas.

El pozo "Derna-2DL", establece las coordenadas del sistema en la Latitud 19° 04 '17,14" N, longitud 95 ° 16' 16,52" O; Tirante de Agua 1,210 m.

Teniendo en cuenta que este es el pozo situado en aguas más profundas que las anteriores referencias, por lo que es considerado como pozo para efectos de la delimitación como se ha mencionado anteriormente.

Las ubicación de los pozos y su profundidad está basado en la interpretación de modelos probabilísticos y utilizando la base de datos de mapas batimétricos de los océanos. (Tabla 4-19).

Tabla 4-19 - Ubicación de pozos (Romero Mata, 2009)

Designación del pozo	Propósito	Tirante de Agua (m)	Longitud	Latitud
P1	Producción	942	95°16' 31" O	19° 01' 06" N
P2	Producción	968	95°16' 12" O	19° 01' 06" N
P3	Producción	1005	95°16' 56" O	19° 02' 03" N
P4	Producción	1054	95°16' 54" O	19° 02' 03" N
P5	Producción	1100	95°16' 54" O	19° 02' 03" N
P6	Producción	1145	95°16' 06" O	19° 03' 26" N
2DL	Delimitación	1210	95°16' 52" O	19° 04' 17" N

Trayectoria

A partir del Modelo Geomecánico desarrollado para el pozo delimitador, se efectuó un análisis de sensibilidad a diferentes profundidades para evaluar, desde el punto de vista geomecánico, el riesgo e incertidumbre asociada a las trayectorias de los pozos.

Los resultados obtenidos apuntan hacia una mínima posibilidad de perforar pozos horizontales o de alto ángulo de inclinación, además se sabe que los problemas de estabilidad pueden existir aún después de la perforación.

⁷ Siglas en ingles utilizadas para definir "Pipe Line End Terminations"

Dado que la mayoría de los pozos horizontales se terminan en agujero descubierto, es factible que ocurra colapso del pozo a través de la vida productiva si se realizara la terminación de esta manera.

Para la ubicación más adecuada para los conductores de los pozos del campo Derna, se tomó en cuenta la conjugación de diferentes premisas desde el punto de vista del yacimiento, perforación e infraestructura submarina.

Las premisas para la construcción de los pozos fueron:

1. Punto de inicio de desvío 2000 m
2. Severidad máxima de 2° por cada 30 m
3. Ángulo máximo de inclinación 30° (\pm 800 m)
4. Desplazamiento máximo de 500 m

Las premisas para la construcción de la infraestructura submarina fueron:

1. Pozos dispersos
2. Alineación máxima de los cabezales de los pozos
3. La separación mínima entre cabezales debe ser igual al tirante de agua

El requerimiento de acuerdo al yacimiento fue alcanzar las coordenadas al objetivo para cada uno de los pozos, en un escenario de 6 pozos de desarrollo localizados en las mejores zonas de acuerdo a los atributos de la formación de interés (porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, etc.).

Descripción y diseño preliminar del pozo tipo

Con la finalidad de explotar los dos yacimientos del Campo Derna se analizaron diferentes escenarios para los pozos:

- 1) Pozos verticales para explotar el yacimiento superior o ambos yacimientos
- 2) Pozos direccionales para explotar el yacimiento superior o ambos yacimientos
- 3) Pozos con terminación instrumentada o sencilla

Los diferentes escenarios contemplan el caso de tener pozos individuales o dispersos y que se presentara producción de arena, por lo cual se considera la instalación de sistemas de control de arena y como consecuencia diámetros amplios de tuberías de revestimiento de explotación.

La determinación de los estados mecánicos se definió a partir del análisis de productividad de pozos, dentro del cual, se estableció un diámetro de aparejo de producción de 5½ pulgadas.

– ***Producir simultáneamente dos yacimientos***

- Tipo de terminación instrumentada
- Válvula de control de intervalo de 5½ pulgadas para el control del Yacimiento Superior
- Válvula de control de flujo on/off de 5½ pulgadas para el control del Yacimiento Inferior.

De acuerdo a lo anterior y considerando la necesidad de tener sistemas para el control de arena, se determinó un diámetro de 9 5/8 pulgadas como mínimo para la tubería de revestimiento de explotación.

– ***Producir sólo el yacimiento superior***

- Tipo de terminación sencilla con sistemas para el control de arena
- TR de explotación 7 in diámetro mínimo

A partir de los resultados del plan direccional, de la definición de la ventana operativa y de considerar aspectos geológicos, se determinan las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

De esta manera, con los asentamientos definidos y considerando los requerimientos de explotación, se llega a la definición del estado mecánico de los pozos del campo.

Pozos tipo a un yacimiento

Con base a la ventana operativa para el fluido de control de los pozos y en función del comportamiento de los gradientes de presión se tienen dos casos para el estado mecánico del Pozo Tipo que irá solo al yacimiento superior.

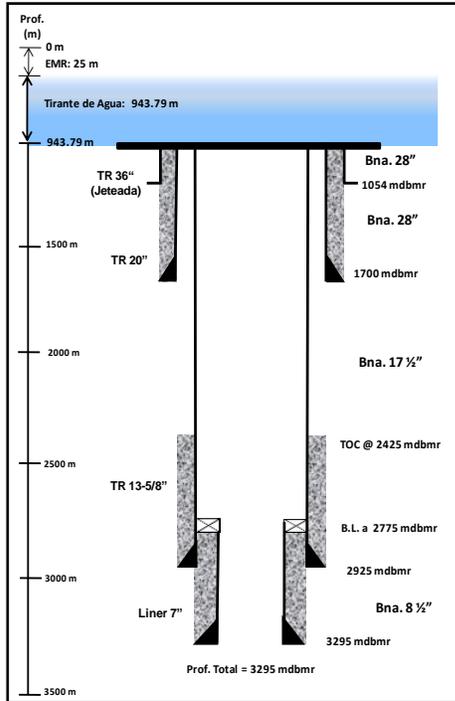


Figura 4.14 - Estado mecánico del pozo tipo que va a un yacimiento en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)

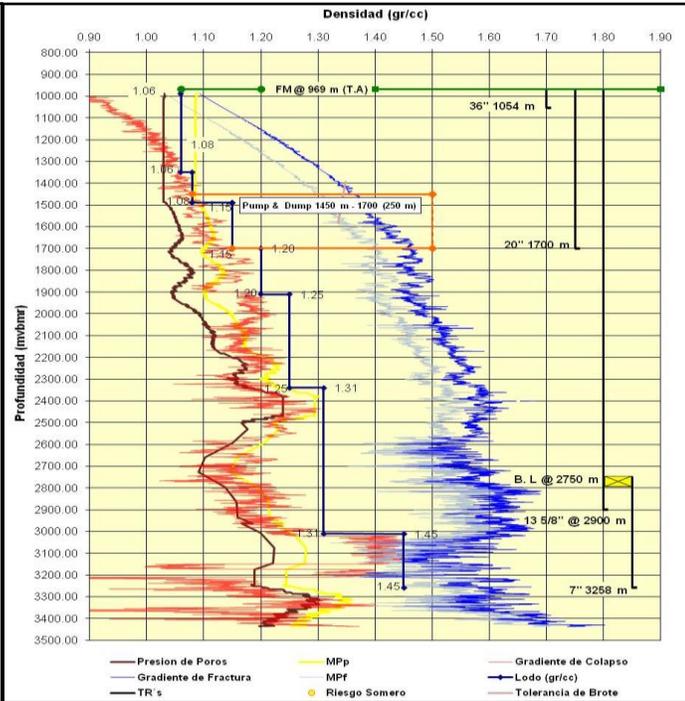


Figura 4.13 - Ventana operativa definida para el diseño del pozo tipo que va a un yacimiento en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)

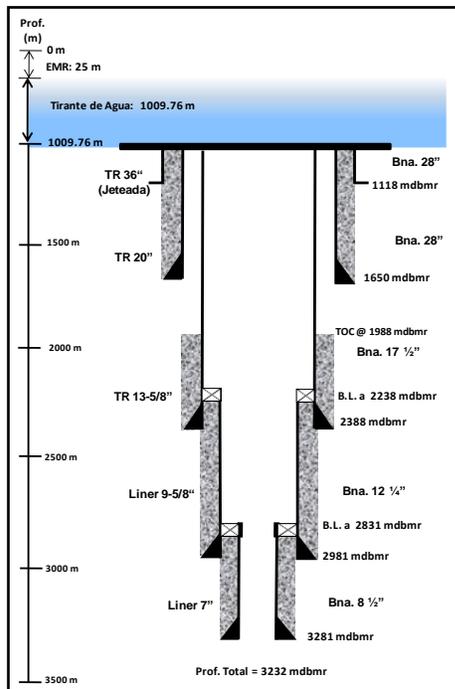


Figura 4.16 - Estado mecánico del pozo tipo que va a un yacimiento en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)

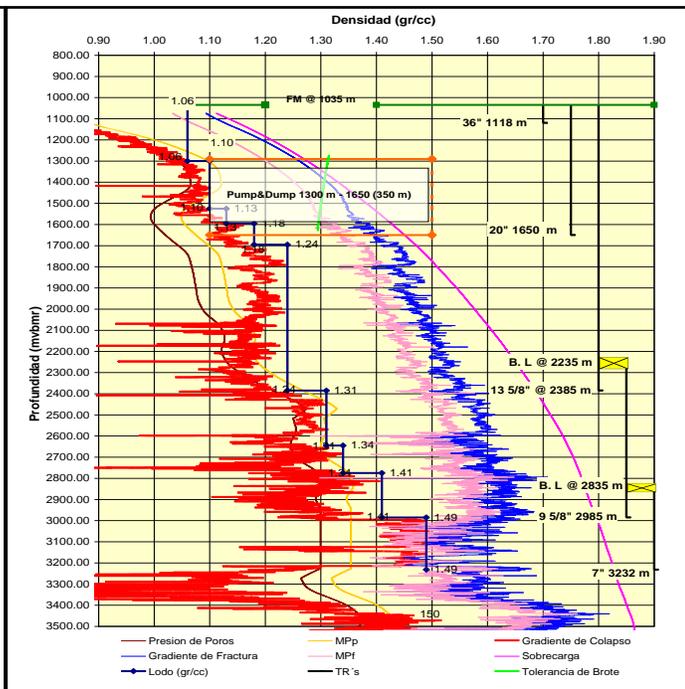


Figura 4.15 - Ventana operativa definida para el diseño del pozo tipo que va a un yacimiento en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)

La diferencia entre los dos arreglos de tuberías de revestimiento considerados para este caso, se marca en poder profundizar la tubería de revestimiento intermedia de 13 5/8 pulgadas por debajo de los 2350 m y de esta forma será posible alcanzar el objetivo en solo 4 etapas. (Figura 4.14 y Figura 4.16).

Pozos tipo a dos yacimientos

La base del diseño del pozo es la determinación de la ventana operativa para el fluido de control.

Los valores de la ventana operativa definida para este tipo de pozo, se muestran en la Figura 4.17, en ella se puede observar el gradiente de presión de poro, el de fractura y el de sobrecarga, así como los márgenes para diseño.

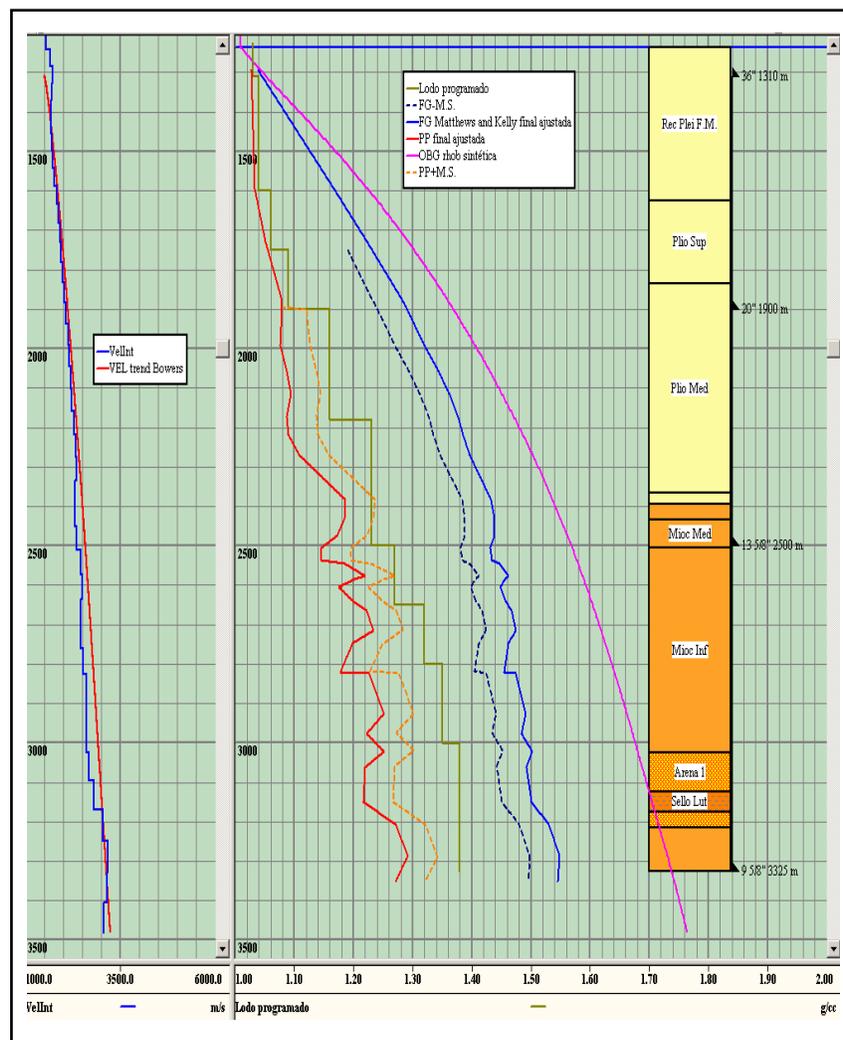


Figura 4.17 - Ventana operativa definida para el diseño de los pozos tipo que van a dos yacimientos (PEP-CNH, 2010)

De acuerdo al comportamiento de los gradientes de presión mostrados anteriormente se tienen dos casos para el estado mecánico para el Pozo Tipo que irá a los dos yacimientos. (Figura 4.18 y Figura 4.19).

Para ambos casos se considera la instalación de un Cabezal Submarino 18 3/4 pulgadas, 15,000 psi, 36 x 20 pulgadas x 13-5/8 pulgadas X 9-5/8 pulgadas (DMS-700).

Además se incluye la especificación de material para servicios amargos (H₂S) y (CO₂)(PSL-3) y presión de trabajo de 15 mil libras sobre pulgada cuadrada.

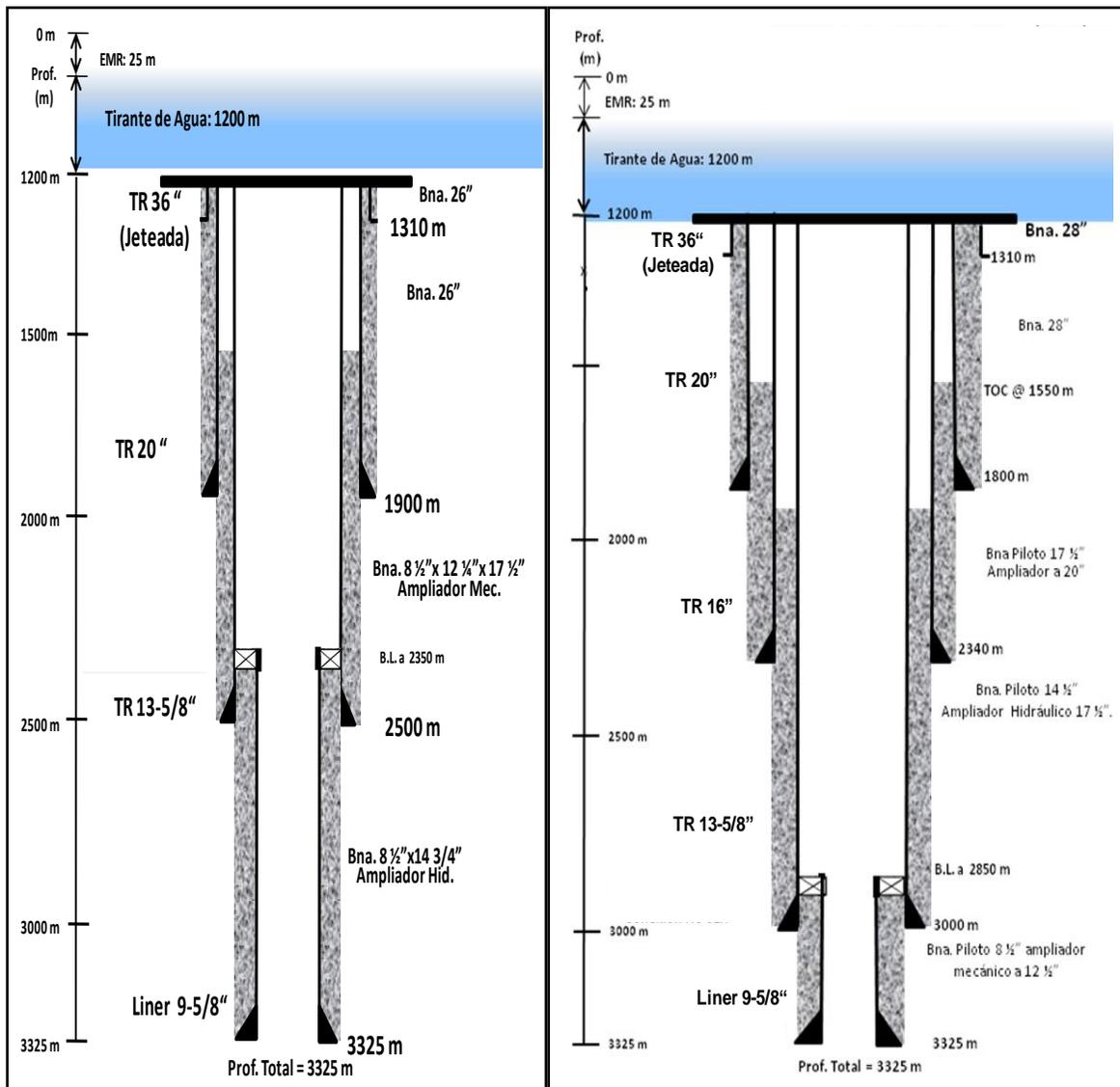


Figura 4.18 - Estado mecánico del pozo tipo que va a dos yacimientos en 4 etapas (PEP-CNH, 2010)

Figura 4.19 - Estado mecánico del pozo tipo que va a dos yacimientos en 5 etapas (PEP-CNH, 2010)

Reparación e intervención de pozos

De acuerdo al párrafo de Integridad y Confiabilidad en el diseño de los pozos, se contempla considerar diseños para una vida productiva mínimo de 12 años, metalurgia resistente a la corrosión y a altas velocidades de erosión. De lo anterior, aunque se pretende en el proyecto no regresar a efectuar reparaciones e intervenciones a los pozos, en esta etapa se contemplan 3 intervenciones de pozos (cambio válvula de tormenta, cambio válvula de fondo, cambio de aparejo) con equipo semisumergibles y 4 intervenciones ligeras con embarcaciones ligeras (arreglo de árbol submarino e infraestructura submarina), esto durante el periodo de los años 2016 a 2019.

4.2.9.3 Plan de terminación de pozos de desarrollo

La filosofía general del diseño, es prevenir o evitar al máximo intervenciones futuras (mayores o menores), por lo tanto, se debe considerar el uso de tecnología de equipos, servicios y materiales, probada en pozos de aguas profundas.

Considerar mínimo daño a la formación y disparos bajo balance. Con el objeto de optimizar las terminaciones y de minimizar la intervención futura de pozos se plantea distintas consideraciones referentes a:

- Integridad y confiabilidad

Diseños para una vida productiva mínimo de 12 años, metalurgia resistente a la corrosión y a altas velocidades de erosión. Los esfuerzos se enfocan en minimizar: los tiempos de operación, el daño a la formación, los puntos de fuga y el uso de sellos elastoméricos.

- Seguridad

Utilizar una válvula de seguridad de 10 mil psi, para instalarse fuera de la zona de formación de hidratos, materiales con aleaciones especiales en ambientes corrosivos, tuberías de producción con conexiones Premium, con desempeño a la tensión y compresión al 100%.

- Control de arena

La producción de arena combinada con las altas velocidades del gas provocaría erosión en las diferentes tuberías expuestas al flujo, especialmente en los cambios de dirección o reducciones, provocando daños a la tubería.

Para minimizar los efectos erosivos de la producción de arena es necesario instalar un sistema de control de arena en el fondo del pozo. De acuerdo a los análisis realizados con la información disponible, se contempla la aplicación de *Frac-Pack* para dicho control.

El *Frac-Pack* es una terminación que combina una fractura hidráulica en la cual se bombea un empacamiento de grava como sustentante, este empacamiento también es colocado en los disparos y en el espacio anular entre un cedazo y la tubería de revestimiento. (Figura 4.20).

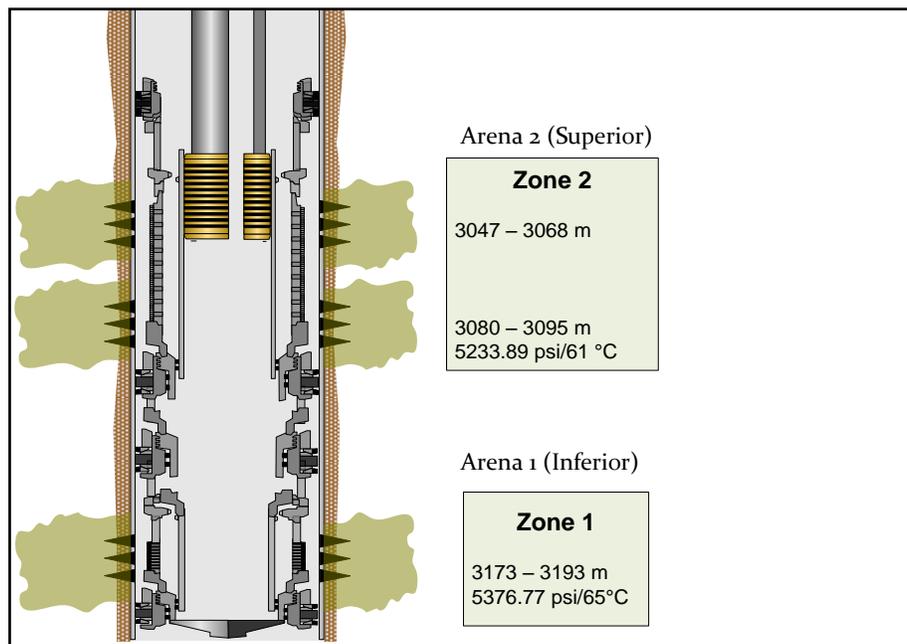


Figura 4.20 - Esquema de sistema de control de arena Frac-Pack (PEP-CNH, 2010)

- Productividad de pozos

Los resultados del análisis para obtener la producción inicial sin rebasar la velocidad de erosión y la simulación para el cálculo la producción acumulada en el pozo horizontal arrojaron los siguientes resultados:

- La producción potencial para cada una de las dos arenas es de 65 y 82 millones de pies cúbicos diarios de gas con TP de 5 ½ y 7 in respectivamente para la arena inferior.
- Para la arena superior es de 84 y 129 millones de pies cúbicos diarios de gas con 5 ½ y 7 in.

- La sección horizontal “óptima” considerando como límite de producción mínima de 0.1 mmpcd/m de sección horizontal fue de 300 y 400 m para la arena inferior con TP de 5 ½ y 7 in respectivamente, mientras que para la arena superior fue de 160 y 245 m para la TP de 5 ½ y 7 in.
 - La caída de presión en la formación por cada metro expuesto al flujo para alcanzar las producciones iniciales mencionadas anteriormente son de 0.28 y 0.23 (kg/cm²)/m con TP de 5 ½ y 7 in respectivamente para la arena inferior, y para la arena superior 0.39 y 0.29 (kg/cm²)/m.
 - El punto anterior es un método para reducir la producción de arena y evita o reduce la conificación de agua.
- Aseguramiento de flujo

Tomando en cuenta que se presente la producción de agua, más la producción de CO₂ de 0.13% asociada al gas, se tendrá el fenómeno de incrustaciones de Carbonato de Calcio, por lo que se contempla tener un punto de inyección de inhibidor para este tipo de incrustaciones.

De acuerdo a la información disponible al momento, se tiene una caracterización de la envolvente de formación de hidratos, (Figura 4.21).

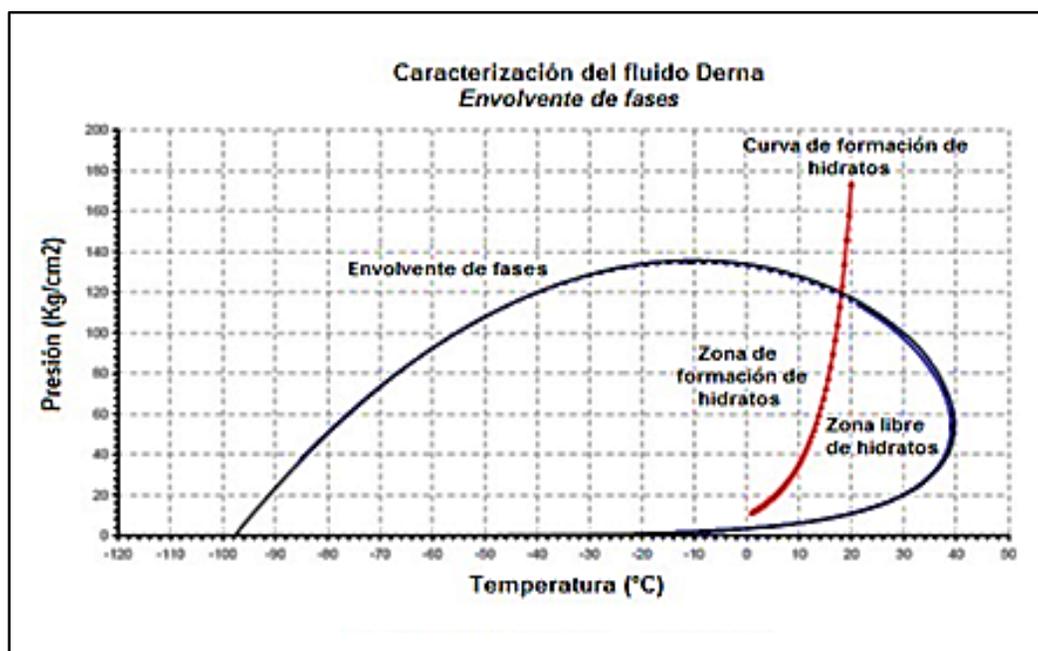


Figura 4.21 - Envolvente de fases y curva de formación de hidratos (PEP-CNH, 2010)

Escenarios de terminación de pozos

Se ha conceptualizado el siguiente arreglo para la terminación de pozos en el Campo Derna, con un programa para terminar 4 pozos que van a explotar una zona y tres pozos que explotarán dos zonas. De esta manera se tiene la conformación de 2 Pozos Tipo en cuanto a terminación se refiere:

- Pozo tipo que va a un yacimiento (Superior)
- Pozo tipo que va a dos yacimientos

Los componentes que se consideran para cada uno de los escenarios de terminación de los pozos, tanto para la terminación inferior como superior, se muestra en la Figura 4.22.

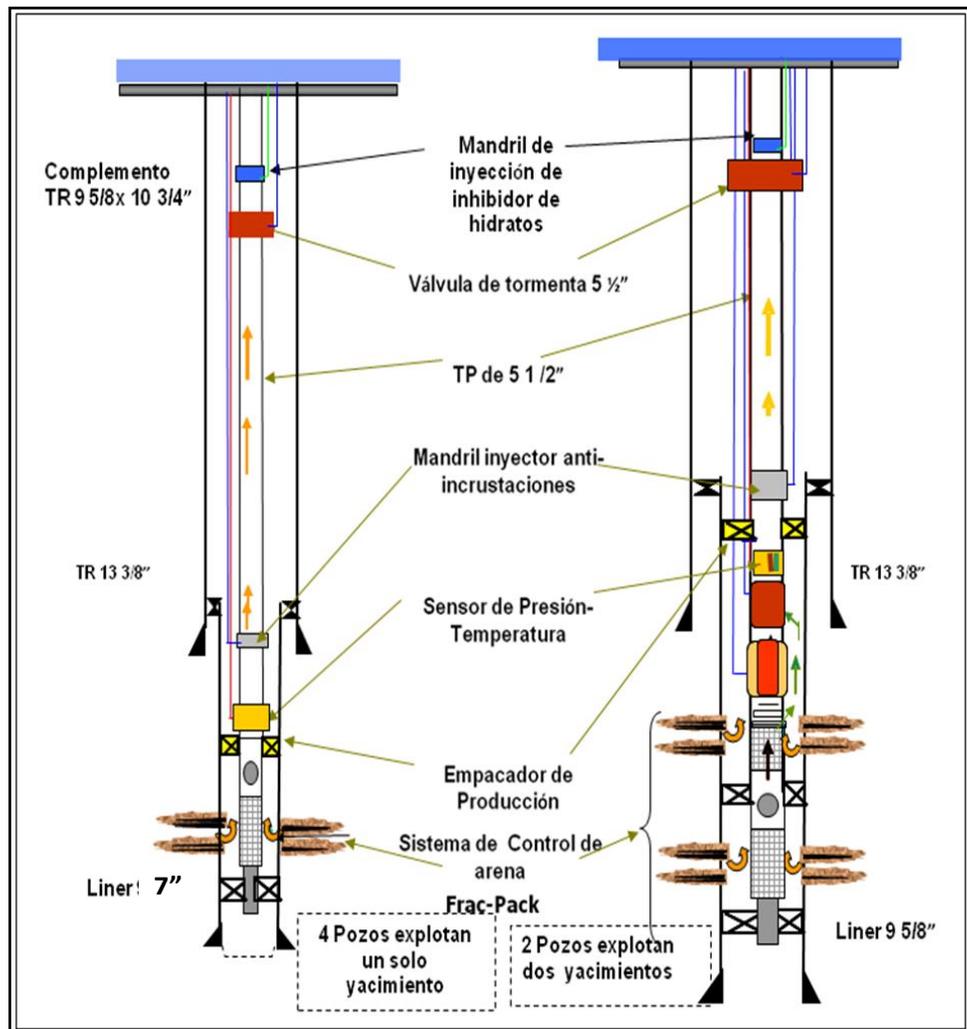


Figura 4.22 - Escenarios para la terminación de los pozos de desarrollo del Campo Derna (PEP-CNH, 2010)

Debido a la contratación de servicios y materiales de largo tiempo de entrega, como son el árbol horizontal, los cabezales submarinos y componentes de la terminación del pozo, se consideraron tres escenarios para la terminación de desarrollo. (Tabla 4-20).

Los escenarios planteados son evaluados comparativamente en los tiempos implícitos para su ejecución, a efecto de tener dimensionados conceptualmente todos los casos posibles de ejecutarse y no así para seleccionar el mejor.

Esto último es debido a la etapa en que se encuentra el proyecto, donde no se tiene definido el tipo de equipo para ejecutar la estrategia de perforación, prueba, terminación y puesta en producción de los pozos.

Tabla 4-20 - Escenarios para la terminación de desarrollo en el Campo Derna (PEP-CNH, 2010)

Escenarios	No. de intervalos	Opción	Caso
1. Terminación después de la Perforación.	1. Para pozos con una Zona.	1. Terminación Continua.	1.1.1.
		2. Terminación continúa con disparo y Frac-Pack en un solo viaje.	1.2.1.
	2. Para pozos con dos Zonas	1. Terminación Continua.	1.1.2.
		2. Terminación continúa con disparo y Frac-Pack en un solo viaje (zona inferior).	1.2.2.
2. Terminación inferior (sin Prueba DST), Abandono temporal y Recuperación.	1. Para pozos con una Zona.	1. Terminación inferior sin prueba.	2.1.1.
	2. Para pozos con dos Zonas.	1. Terminación inferior sin prueba.	2.1.2.
	1. Para pozos con una zona	1. Terminación inferior con prueba.	3.1.1.
3. Terminación inferior (con Prueba DST) Abandono Temporal y Recuperación.	2. Para pozos con dos Zonas	1. Terminación inferior con prueba independiente.	3.1.2
		2. Terminación con prueba selectiva.	3.2.2

La nomenclatura utilizada para nombrar los casos es posicional, de acuerdo al siguiente código: el primer dígito indica el escenario al que le corresponde (1, 2 ó 3), el segundo dígito indica la opción para efectuar la terminación y el tercer dígito indica el número de zonas a terminar en el pozo.

Terminación submarina

El Árbol Submarino de Producción considerado para los pozos de desarrollo del Campo Derna es del Tipo Horizontal y tiene las características que se describen en la Tabla 4-21.

Las terminaciones de los pozos serán diseñadas con dos barreras contra flujos del pozo bajo cualquier condición. Los sistemas de cabezales estándares de los pozos estarán basados en el cabezal de 18 ¾ in y de 10,000 psi de presión de diseño.

Tabla 4-21 - Características de árbol submarino de producción (PEP-CNH, 2010)

TIPO DE ÁRBOL	HORIZONTAL
Tamaño Nominal	5 in x 2 in
Presión de Diseño	10,000 lb/in ²
Tirante de Diseño	10,000 pie (3000 m)
Temperatura de Diseño	“U” 0 – 250 F Corriente arriba del estrangulador -20 – 250 F Corriente abajo del estrangulador
Clase de Material	FF
Especificación de Producto	Nivel de Especificación de Producto PSL-3G
Desempeño requerido	Nivel PR ₂
Capacidad de Momento	
Flexionante	Alta Capacidad

Las terminaciones de los pozos serán diseñadas con dos barreras contra flujos del pozo bajo cualquier condición. Los sistemas de cabezales estándares de los pozos (Standard Wellhead Systems) estarán basados comúnmente en el cabezal de 18 ¾ in y de 10,000 psi de presión de diseño.

Los árboles submarinos horizontales serán diseñados para 10,000 psi debido a la estandarización de la fabricación en donde se tienen los mejores tiempos de entrega. Se utilizarán sellos metal a metal, normalmente diseñados para 10,000 psi en las áreas expuestas a los fluidos del pozo. Serán provistos con conexiones estándares para tuberías de producción y líneas de servicio las cuales serán optimizadas para tener una máxima productividad y fácil acceso a intervenciones dentro del agujero, asimismo serán diseñados para permitir inyección de químicos⁸ al flujo de gas en el fondo del pozo así como en el propio árbol submarino.

4.2.9.4 Plan de recuperación secundaria y mejorada

Los yacimientos de gas generalmente tienen un comportamiento volumétrico, esto es que la expansión del sistema roca-fluidos es el tipo de empuje predominante y más común, con el cual se pueden obtener factores de recuperación entre el 80 y hasta un 90% durante la etapa inicial de producción, siendo la presión de abandono el principal factor que controla la recuperación.

⁸ Inhibidor de incrustaciones y de control de hidratos

Según el tipo de yacimiento del campo Derna y los estudios del comportamiento realizados se ha decidido que sea explotado únicamente mediante un proceso de recuperación primaria. Los principales mecanismos de producción que actuarán en ambos yacimientos son la expansión del sistema roca-fluidos y la entrada de agua.

Aunque el acuífero se tiene modelado en forma numérica junto con el yacimiento, la historia de presión producción registrada durante la explotación permitirá inferir el grado de aportación de la entrada de agua como mecanismo de producción.

Por otro lado, en yacimientos con entrada de agua (en los cuales puede existir una saturación de gas residual atrapada debajo del contacto gas-agua) la maximización de la producción de gas tiene que ver más con una administración de yacimientos efectiva que con la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, por lo que no se tiene considerada la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

4.2.9.5 Plan de decomisionamiento⁹ y abandono

En el marco de la planeación para el cierre del proyecto, es necesario desarrollar planes detallados con costos de desmantelamiento y proporcionar una actualización de este por lo menos cada pocos años.

Estos planes se perfeccionarán cuando se produzcan cambios en el desarrollo del campo, como nuevas técnicas de desmantelamiento desarrolladas por la industria o nuevos requerimientos para la clausura del proyecto.

El plan de clausura se utilizará como parte de la evaluación necesaria para el financiamiento de la misma. Una vez que esta sea aprobada, el proyecto debe finalizar y poner en práctica el plan detallado para el desmantelamiento de las instalaciones y abandono. La secuencia de abandono de componentes principales será acorde con el perfil de producción del campo y su proceso iniciará con la declinación de la producción.

Se incluirá información sobre todos los aspectos de instalaciones y desmantelamiento de pozos, así como cuestiones identificadas para la evaluación de riesgos de salud y seguridad, los posibles riesgos ambientales y sociales. El monitoreo ambiental tendrá un estudio posterior al abandono, para asegurar que los procedimientos aplicados se siguieron correctamente y fueron eficaces.

⁹ Actividades relacionadas con el retiro y recuperación de elementos de infraestructura que ya no serán requeridos o utilizados al finalizar la vida útil de los mismos o del proyecto.

Finalmente se presentara el plan a las autoridades correspondientes para su revisión y aprobación antes del inicio de las actividades de clausura.

Abandono de instalaciones

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

Las siguientes instalaciones serán utilizadas durante la vida del proyecto, las que eventualmente requerirán de su decomisionamiento, desmantelamiento, recuperación y abandono:

- Pozos y árboles de producción submarinos
- Sistema submarino de producción
- Ductos submarinos y terrestres
- Estación de Acondicionamiento de Gas Derna (incluye la infraestructura de soporte en tierra del sistema submarino de producción)

Abandono de Pozos

Los pozos serán abandonados en cumplimiento con las regulaciones de perforación aplicables y acorde a las mejores prácticas industriales.

Al término de la vida productiva del campo se deberá taponar con cemento y de forma definitiva los pozos productores, dejándolos seguros para evitar cualquier fuga de gas que pudiera darse en el futuro y se recuperarán los árboles submarinos, estas actividades serán realizadas utilizando la plataforma de perforación.

Esto último en coordinación con la recuperación de la infraestructura de explotación (ductos, Jumper, etc.).

Sistema submarino de producción

Los equipos submarinos deben ser diseñados para facilitar las actividades de recuperación sin comprometer la seguridad del personal, equipo y protección al medio ambiente, facilitar las actividades de limpieza y desconexión y permitir su rehabilitación y reúso (donde aplique).

Ductos

El ducto costa afuera se abandonará y se dejara con tapones mecánicos en el extremo superficial ubicado en tierra indicando que se encuentran fuera de operación. Previo al abandono del ducto, este debe estar despresurizado y limpio

El ducto localizado costa adentro será purgado, taponado y abandonado en sitio. El derecho de vía del ducto deberá ser restaurado y acondicionarse lo más cercanamente posible a su estado natural.

Decomisionamiento y abandono de la estación de acondicionamiento de gas

Se contará con un plan de trabajo que describa la secuencia de actividades necesarias para desarmar estructuras, equipos, tuberías, instalaciones eléctricas, drenajes, obras civiles y cualquier otra infraestructura hasta los límites fijados, identificando en cada tarea los peligros reales y potenciales, así como las acciones y medios para eliminarlos o controlarlos.

4.2.9.6 Plan de seguridad y medio ambiente

El Proyecto de explotación Derna contará con un plan de seguridad que cubrirá prácticas tales como: manejo de derrames, manejo de desperdicios, manejo de químicos asociados con la construcción en tierra y en el decomisionamiento, recuperación y abandono de la infraestructura; basado en las disposiciones regulatorias y en las prácticas industriales.

Reglamentos y autoridades

Las actividades de desmantelamiento y abandono se realizarán de acuerdo con la normativa vigente y los requerimientos de licencias actuales.

Es probable que estos incluyan:

- Requerimientos gubernamentales
- Reglamentación ambiental marina
- Las leyes y convenciones internacionales
- Requerimientos del plan de desarrollo
- Normas de buenas prácticas de la industria

La solicitud para la aprobación de dichas actividades debe incluir los datos correspondientes que sustenten que toda la extracción práctica y económica del hidrocarburo desde el campo se ha logrado. (Tullow Ghana Limited, 2009).

Medio ambiente

La lejanía de los sistemas submarinos con respecto a las instalaciones tripuladas reduce los riesgos para el personal, sin embargo los riesgos para el medio ambiente siguen siendo altos.

Se recomienda ser tan estrictos con los requisitos de seguridad del sistema como sea razonablemente posible.

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Derna”. En relación con este proyecto, la realización del “Proyecto Derna” será por un periodo de 20 años y que contempla principalmente:

Como componentes:

- 8 Cabezales de Pozo
- 8 Árboles submarinos horizontales de 10,000 psi
- 13 bajantes o jumpers
- 8 Líneas de transmisión PLETS
- Líneas de flujo
- 1 Sistema de control Eléctrico-Hidráulico Multiplexado
- Unidades de distribución submarina (SDU)
- 1 Umbilical
- 6 Unidades de Terminación (UTA)

Como actividades:

- Traslado, localización y posicionamiento de plataformas semisumergibles y embarcaciones, así como dragados

-
- Caminos de acceso para DDV¹⁰ de ductos y centro de proceso terrestre
 - Perforación y terminación de pozos
 - Instalación de infraestructura submarina y ductos marinos y terrestres
 - Construcción de centros de proceso (obra civil, estructural electromecánica)
 - Explotación de pozos
 - Distribución de hidrocarburos por ductos marinos y terrestres
 - Proceso y acondicionamiento de hidrocarburos
 - Mantenimiento de instalaciones submarinas y terrestres
 - Retiro, recuperación y traslado de equipos submarinos
 - Taponamiento de pozos
 - Desmantelamiento y sellado temporal y/o definitivo de infraestructura marina y terrestre

Con respecto a las condiciones ambientales predominantes consideradas dentro del proyecto se evaluaron los aspectos de:

1. Medio Físico
2. Flora
3. Fauna

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Explotación Derna cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental.

Manejo y aprovechamiento de gas

La quema, el venteo y las fugas de gas durante los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos son tres fenómenos que representan una disminución al valor del patrimonio de la nación, en virtud de que se desperdicia un recurso que tiene un valor y utilidad económica.

¹⁰ El derecho de vía (DDV) es la franja de terreno donde se alojan las tuberías, requerido para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los ductos para el transporte de hidrocarburos.

El Proyecto de Explotación Derna corresponde a un campo de gas no asociado, del cual se permitirá un aprovechamiento prácticamente del 100% de la producción que será enviada al sistema nacional de gas, lo anterior tomando en cuenta las disposiciones técnicas emitidas por la comisión reguladora. (CNH, 2009).

Para la reducción de emisiones, se considera la eliminación de venteos en tanques de almacenamiento al estabilizar los condensados de gas natural a presiones por debajo de la atmosférica.

Seguridad industrial

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan empezando por:

1. Una documentación de las instalaciones de trabajo
2. Identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas
3. Administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

4.3 PROCESOS DE EJECUCIÓN

Este grupo de procesos se compone de los procesos utilizados para completar el trabajo definido en el plan de gestión del proyecto a fin de cumplir con los requisitos del proyecto.

Es, decir, aquellos procesos necesarios para llevar a cabo la ejecución del proyecto de acuerdo con el plan de gestión definido en los procesos de planificación.

Para este grupo de procesos intervienen las siguientes áreas de conocimiento con sus respectivas acciones:

Área de gestión de la integración:

- Dirigir y gestionar la ejecución del proyecto, tanto la dirección de desarrollo como los proyectos deben cumplir sus funciones de administración y función durante la ejecución.

Área de gestión de la calidad:

- Realizar aseguramiento de calidad, aplicable una vez se ejecuta el plan. Certificar la calidad del proyecto y su estructura.

Área de gestión de las comunicaciones:

- Distribución de la información, informar oportunamente lo que corresponde a quien corresponda por los canales adecuados.

Las variaciones en la ejecución normal harán necesaria cierta replanificación. Estas variaciones pueden incluir las duraciones de las actividades, la productividad y disponibilidad de los recursos, y los riesgos no anticipados.

Todas estas son variaciones que pueden derivar en un análisis y modificación del plan de gestión.

El programa general de ejecución comprende el diseño y la construcción de toda la infraestructura del proyecto (perforación y terminación de pozos, sistemas submarinos, ductos y centro de proceso terrestre).

Para las etapas de operación y mantenimiento se estima un tiempo de vida de 20 años, para finalmente abandonar el campo y recuperar las instalaciones.

4.3.1 Programa de perforación y reparación de pozos

La estrategia de perforación considera una etapa de perforación de pozos y luego una de terminación definitiva. (Tabla 4-22).

Al implementar dicha estrategia se toma ventaja de las condiciones de tiempos y movimientos requeridos para acondicionar el equipo de perforación en “Modo de Perforación” y luego “Modo de Terminación”, obteniendo sustanciales ahorros en tiempo y se potencia la curva de aprendizaje para el personal operativo.

La estrategia de perforación presupone la utilización de una plataforma de posicionamiento dinámico, ya que los análisis de “Selección de Equipo” realizados a la fecha indican, aun cuando éstos equipos tienen una mayor tarifa diaria que los de anclas, los costos asociados de éstos últimos por concepto de movilización y anclaje compensan el sobre costo, generando el de posicionamiento dinámico mayor valor al proyecto.

Tabla 4-22 - Programa de perforación y terminación¹¹ (PEP-CNH, 2010)

Nombre de Pozo	Coordenadas UTM		Tipo de pozo	Fecha		Costo equipo (mmpesos)	Costo servicios (mmpesos)	Costo total (mmpesos)
	Longitud	Latitud		inicio	Fin			
Perforación								
P1	95°16' 31" O	19° 01' 06" N	Convencional	01/11/2012	01/03/2013	744	262	1005 ¹²
P2	95°16' 12" O	19° 01' 06" N	Convencional	02/03/2013	03/05/2013	384	136	520
P3	95°16' 56" O	19° 02' 03" N	Convencional	04/05/2013	05/07/2013	384	136	520
P4	95°16' 54" O	19° 02' 03" N	Convencional	06/07/2013	06/09/2013	384	136	520
P5	95°16' 54" O	19° 02' 03" N	Convencional	07/09/2013	08/11/2013	384	136	520
P6	95°16' 06" O	19° 03' 26" N	Convencional	09/11/2013	10/01/2014	384	136	520
Terminación								
P1	262,737	2,103,981	Convencional	11/01/2014	21/02/2014	254	64	318
P2	262,727	2,105,190	Convencional	22/02/2014	08/04/2014	279	136	415
P3	262,250	2,106,363	Convencional	09/04/2014	29/05/2014	310	184	494
P4	262,614	2,102,444	Convencional	30/05/2014	14/07/2014	279	136	415
P5	261,901	2,107,429	Convencional	15/07/2014	29/08/2014	279	136	415
P6	261,560	2,108,470	Convencional	30/08/2014	14/10/2014	279	184	463

La perforación y terminación de los pozos se realizará utilizando una Plataforma Semisumergible (PSS).

Tabla 4-23 - Programa de Intervenciones a Pozos (PEP-CNH, 2010)

Descripción	Número	Inicio	Fin	Costo total (mmpesos)
Reparaciones menores con embarcaciones ligeras	7	2016	2022	647
Intervenciones con equipo SS de perforación	3	2016	2019	680

¹¹ Los 6 pozos se taponarán para su abandono definitivo en el año 2023 con un costo de 147 millones de pesos por pozo

¹² El costo de perforación del pozo Derna 21 se compone por 517 mmpesos de perforación y 487 mmpesos de pruebas de producción.

4.3.2 Programa de infraestructura

Las componentes de infraestructura seleccionada para la explotación del campo consisten en: una infraestructura submarina tipo Tie-back fluyendo con la propia energía del yacimiento, a una estación que será construida en tierra a una distancia aproximada de 60 km al suroeste del campo, instalación y construcción de ductos, y demás elementos que conforman el proyecto así como la ejecución de la planta de proceso.

Tabla 4-24 - Programa de infraestructura (PEP-CNH, 2010)

Instalación	Fecha		Costo (Mmpesos)	Contratista	Generalidades
	inicio	Fin			
Sistemas Submarinos	2012	2015	588	Sin definir	Sistemas de distribución y control submarino y terrestre, árboles submarinos.
Umbilicales	2011	2014	1,187	Sin definir	Conjunto de tubos y cables para el suministro de energía hidráulica y eléctrica, inyección de químicos y señales de comunicación a los componentes del sistema de producción submarino.
Ductos	2011	2014	4,247	Sin definir	2 Ductos de 18" por perforación dirigida a 60 Km.
Adquisición de terreno	2012	2012	87	Sin definir	Para ubicación de la Estación de Acondicionamiento de Gas Derna.
Estación de Acondicionamiento	2011	2015	3,031	Sin definir	Construcción de la Estación de Acondicionamiento de Gas Derna.
Equipo para manejo y aprovechamiento de gas	No aplica				
Taponamiento de pozos	2023	2023	880	Sin definir	Taponamiento de 6 pozos.
Inertización de ductos	2023	2023	91	Sin definir	Inertización de ductos de transporte de 18" de diámetro.
Desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos e instalaciones	2023	2023	70	Sin definir	Desmantelamiento de la Estación de Acondicionamiento de Gas Derna.

4.3.3 Programa de prevención y mitigación de impacto ambiental

Las medidas de prevención y mitigación que se implementarán para evitar o reducir los impactos ambientales relacionados con las actividades y etapas del proyecto son en general las siguientes:

- Evitar el impacto total al no desarrollar todo o parte de un proyecto.
- Minimizar los impactos al limitar la magnitud del proyecto
- Reparar, rehabilitar o restaurar el ambiente afectado
- Reducir o eliminar el impacto a través del tiempo por la implementación de operaciones de preservación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto

Las medidas preventivas y de control para impactos generales que se pudieran presentar durante el desarrollo del proyecto se muestran en la Tabla 4-25.

Tabla 4-25 - Impactos ambientales (PEP-CNH, 2010)

Variable	Impacto	Tipo de Medida	Ubicación	Descripción de la medida
Calidad del aire	Generación y manejo de emisiones a la atmósfera	Manejo, Prevención	Plataforma sumergible y embarcaciones	Ejecución de los programas de mantenimiento de los equipos y maquinaria de combustión interna en embarcaciones y plataforma semisumergible.
Calidad del agua Sustrato bentónico Flora y fauna Marina Áreas marinas prioritarias	Generación y manejo de aguas residuales, de residuos sólidos no peligrosos, de residuos peligrosos y generación de emisiones a la atmósfera	Manejo, Prevención	Plataformas y embarcaciones	La plataforma semisumergible y las embarcaciones deben contar con sistemas de manejo o tratamiento de aguas residuales, ejecución de los programas de mantenimiento requerido para que cumplan con los límites máximos permisibles establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996 y contar con los permisos de descarga. Los residuos se manejarán de manera integral de acuerdo con los requisitos establecidos en la ley general para la prevención y gestión integral de residuos, así como del convenio internacional para prevenir la contaminación marina provocada por los buques (MARPOL 73/78) Ejecución de programas de mantenimiento de equipos y maquinaria de combustión interna de embarcaciones y plataforma semisumergible.

Las medidas de seguridad preventivas que serán aplicables para minimizar las probabilidades de que se presente alguno de los eventos de riesgo evaluados son:

- Sistemas automáticos de control de las variables de operación
- Sistema de Preventores
- Ejecutar el programa de simulacros conforme al plan aplicable
- Aplicar el plan según sea el caso de acuerdo a la escala del accidente

Medidas correctivas y preventivas generales de impactos por accidente. (Tabla 4-26).

- Aplicar el plan según sea el caso de acuerdo a la escala del accidente
- En caso de fugas de gas aplicar inmediatamente los planes de control de fugas, incendios y/o explosiones

Tabla 4-26 - Medidas preventivas de impactos por accidente (PEP-CNH, 2010)

Variable	Impacto	Medida	Ubicación	Descripción de la medida
Calidad del aire	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a las embarcaciones y plataforma semisumergible.	Medidas correctivas generales
Calidad del agua	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a la plataformas semisumergible. Costas de Veracruz	Medidas correctivas generales
Comunidades de flora marina	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a la plataforma semisumergible, zona marina	Medidas correctivas generales
Fauna Marina	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a la plataforma semisumergible, zona marina	Medidas correctivas generales. Rescate y rehabilitación de las especies afectadas
Regiones marinas prioritarias	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina a: Humedales	Medida correctivas generales
Salud de la población	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a las embarcaciones y plataforma semisumergible. Aplica para personal de la plataforma y embarcaciones	Medida correctivas generales Aplicar el mecanismo de comunicación a la población de acuerdo al plan aplicable
Pesca	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a las embarcaciones y plataforma semisumergible	Medida correctivas generales Comunicación de los planes a los involucrados de este sector productivo
Minería (sector energético)	Incendio y Dispersión de nube tóxica	Prevención Minimización o mitigación	Zona marina contigua a las embarcaciones y plataforma semisumergible	Medidas correctivas generales. Reintegración del hidrocarburo recuperado a la producción

4.3.4 Programa de recuperación secundaria y mejorada

No se contempla ningún método de recuperación secundaria o mejorada para la explotación del campo. (Ver 4.2.9.4).

4.4 PROCESOS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

Este grupo de procesos son realizados para observar la ejecución del proyecto de forma que se puedan identificar los posibles problemas y adoptar las acciones correctivas, cuando sea necesario, para controlar la ejecución del proyecto.

El seguimiento y control son actividades que deben realizarse prácticamente todo el tiempo; si bien no tienen un entregable específico, dependen mucho de la inspección y autoridad para llevar a cabo la consecución.

Este seguimiento continuo proporciona al equipo del proyecto una idea acerca del estado del proyecto y resalta cualquier área que necesite atención adicional. En los proyectos de múltiples fases también proporciona retroalimentación entre las fases del proyecto. Es decir, vamos aprendiendo de los errores de la anterior fase y aplicando a las nuevas fases aquellas correcciones que nos han funcionado en la fase precedente. Para el caso del proyecto de explotación se contemplan los programas de medición de la producción, manejo de la producción y monitoreo de las actividades.

4.4.1 Medición en sistemas

Con el objeto de monitorear las condiciones del sistema submarino de producción, en cada línea de interconexión (Jumper) de los árboles submarinos, se colocarán medidores de flujo de gas húmedo que permitirán el monitoreo continuo de la producción de cada pozo.

En los árboles submarinos se instalarán sensores de presión, temperatura y erosión entre otros para monitorear en tiempo real las condiciones de operación de cada pozo además se consideran medidores de flujo de inyección de químicos.

Para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto dinámicas dentro de los procesos de transporte como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción real del campo y por lo tanto del proyecto.

Al arribo de la producción a la estación de acondicionamiento de gas Derna, se contará con puntos de medición y control de calidad, los cuales podemos dividir en tres tipos de acuerdo a sus objetivos:

- Los que sirven para el seguimiento operativo del proceso
 - Presión, temperatura, composición y flujo del gas de llegada a la EAGD
 - Nivel de líquidos en separadores, filtros y tanques de almacenamiento y columnas de destilación
 - Vibraciones, temperatura y velocidad de máquinas rotativas
 - Contenido de humedad (agua) a la salida de deshidratadores
 - Presiones diferenciales en equipos de proceso
 - Temperaturas en entrada y salida de equipos de intercambio térmico
 - Temperaturas, presión, presión diferencial, flujos a todo lo largo del proceso
- Los que indican cumplimiento de los parámetros de calidad y cantidad para efectuar la transferencia de custodia de los productos
 - Gas Residual
 - Condensados Estabilizados
 - Agua Congénita
 - Desfogues
- Los que permiten supervisar que las instalaciones sean confiables y seguras
 - Detectores de gas (hidrocarburos)
 - Detectores de fuego
 - Detectores de humo

Asimismo realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mensurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

Es ampliamente recomendable realizar un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, se incluyan elementos humanos y materiales con el fin de buscar en el proyecto su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada. El objetivo es disminuir la incertidumbre en la medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.

4.4.2 Monitoreo permanente

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura futura de este proyecto, es posible considerar la suficiencia para el manejo de su producción.; sin embargo, integrar programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura puede garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto.

Lo anterior, en virtud que de acuerdo con el perfil de producción, un aspecto importante a considerar es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura considerando principalmente dos conceptos:

- Seguimiento

De las mediciones de flujo en el fondo del pozo y/o las condiciones del yacimiento. La medición se realiza por medio de dispositivos electrónicos o de fibra óptica, los parámetros actualmente en funcionamiento son la presión, temperatura y gasto.

- Control

De forma remota a través de controles encendido/apagado o válvulas de bloqueo. El control se logra mediante sistemas hidráulicos, eléctricos o electro-hidráulicos para el accionamiento de válvulas que se encuentran disponibles comercialmente.

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia operativa.

El control y monitoreo están siendo aceptados poco a poco debido a inquietudes acerca de la complejidad, confiabilidad y costo. No importa cuán sofisticada es la instalación, si el sistema falla será necesario efectuar una reparación mayor.

4.5 PROCESOS DE CIERRE

Este es el grupo de procesos con el que se pretende dar por finalizado el requerimiento o proyecto si así fue determinado durante la planificación de un primer requerimiento.

Para dar por finalizado el desarrollo y ejecución del plan de explotación, se debe asegurar la entrega de la infraestructura una vez haya sido probada y verificada para su correcto funcionamiento, así como contar con los requerimientos y características establecidas en los procesos de planeación, con lo que esta etapa concluye al obtener la primera producción de gas en el campo Derna pasando a ser una etapa de producción o explotación del campo.

Además se tiene que confirmar que el equipo del proyecto comunique que finalizó los entregables, señalando la aprobación de los criterios de prueba y asegurar la validación por parte del cliente o patrocinador de los entregables del proyecto.

Parte de las actividades a realizar durante el cierre del proyecto son las siguientes:

- Cerrar formalmente el proceso de administración de los contratos.
- Supervisar que el área de compras también haya cerrado los contratos con dichos proveedores.
- Realizar un análisis de las lecciones aprendidas durante el desarrollo del proyecto.
- Evaluar el desempeño del equipo del proyecto.
- Archivar los documentos del proyecto centralizando la información en un mismo sitio para tener acceso en futuros proyectos.
- Realizar el proceso de transferencia de conocimiento que servirá para la operación del producto creado.

Los objetivos principales para la elaboración del cierre del proyecto serán:

- Analizar desde la perspectiva económica; balance de los recursos gastados y los beneficios obtenidos.
- Diagnosticar el funcionamiento, tratando de analizar las desviaciones entre las previsiones iniciales y el resultado.
- Corregir (proyectos futuros) las actuaciones que dieron pie a tales desviaciones.

El cierre provoca obligatoriamente la facturación y las reuniones de evaluación; donde se examinará cuál ha sido el transcurso en fase del proyecto, cuál es el margen obtenido de beneficios y se extraerán conclusiones sobre ello.

4.5.1 Cierre del contrato

Son todas las actividades establecidas para el cierre de cualquier acuerdo establecido durante el proyecto i además, definir aquellas actividades que apoyan el cierre administrativo y formal del proyecto.

Éste incluye:

1. Verificación de que todo el trabajo se ha completado correcta y satisfactoriamente.
2. Los temas y condiciones del contrato pueden prescribir especificaciones para el cierre del mismo.
3. La rescisión prematura del contrato es un caso especial del cierre del contrato que podría implicar la incapacidad de entrega del producto, incremento inaceptable de los presupuestos o la ausencia de los recursos necesarios.

Para el cierre del contrato, el director del proyecto deberá elaborar y entregar a cada interesado una notificación formal por escrito de que se han cumplido los requisitos.

4.5.2 Informe del cierre del proyecto

El documento final será utilizado por el director de proyecto para asegurar y evitar que haya tareas o fases por cerrar. De cada una de deberá detallar las actividades, definir los problemas, los riesgos y las recomendaciones que han de seguirse a partir de ese momento dentro de cada uno de los procesos de gestión e indicando en que área de conocimiento se encontraron dificultades. Así, cada fase será cerrada correctamente.

El objetivo es evaluar el resultado de los trabajos y resumir todo lo sucedido en el proyecto que pueda ser de importancia para proyectos futuros de la empresa; contiene la información de si el proyecto obtuvo o no los resultados previstos, en caso negativo, también incluye un análisis de las razones de ello.

Informe de situación		<input type="checkbox"/> Intermedio	
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DERNA		<input type="checkbox"/> Final	
INFORME DE ACTIVIDAD / PROYECTO			
PROYECTO / PT :	CLIENTE :		
TITULO :			
RESPONSABLE :			
FECHA COMIENZO :	TERMINADO :		
TRABAJO REALIZADO. ALTERACIONES AL ALCANCE PREVISTO			
DIFICULTADES ENCONTRADAS			
RELACIONES CON TERCEROS			
Se ha realizado el cierre de todas las EDT: SI / NO			
Se han seguido las pautas establecidas para su correcto desarrollo en el proyecto: SI / NO			
INICIACIÓN PLANIFICACIÓN EJECUCIÓN MONITOREO Y CONTROL CIERRE	Área del conocimiento		
Descripción del problema			
	Gestión de la Integración		
	Gestión del Alcance		
	Gestión del Tiempo		
	Gestión de los Costes		
	Gestión de la Calidad		
	Gestión de RRHH		
	Gestión Comunicaciones		
	Gestión de los Riesgos		
		Gestión Adquisiciones	
ACCIONES FUTURAS / SOLUCIÓN PROPUESTA			
RESUMEN DEL ESTADO :			
Modificaciones al alcance	<input type="checkbox"/> Sí	<input type="checkbox"/> No	Descripción _____
Retrasos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Incremento del riesgo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Sobrecoste	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Insatisfacción del Cliente	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Ampliaciones al contrato	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Carencia de recursos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Conflictos interpersonales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Falta de formación y/o experiencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	_____
Firma Responsable	OTROS COMENTARIOS		
Cierre Fase:			

Figura 4.23 – Informe para el cierre del proyecto

4.5.3 Listado de indicadores

Se realizará un informe donde se listarán los siguientes indicadores:

- Indicadores económicos de 1er orden, tales como:
 - Facturación del proyecto
 - Margen del Proyecto
 - Beneficio del Proyecto
 - Coste por hora trabajada
- Indicadores financieros, tales como:
 - Valor Actual Neto del Proyecto (VAN)
 - Rendimiento interno del Proyecto
- Indicadores de la ocupación de los recursos
 - Carga de trabajo de los miembros
 - Número de personas necesarias para la ejecución del proyecto
- Indicadores de gestión
 - Cumplimiento de la ejecución del contrato
 - Coste del proyecto
 - Otros

4.5.4 Procedimiento de cierre administrativo

Se deberá actualizar todos los documentos que reflejen los resultados finales, así como archivar toda la información (a la última revisión) para un uso futuro. Detallar todas las actividades, interacciones, roles y responsabilidades de los miembros del proyecto y, del resto de personas involucradas en la ejecución de este procedimiento.

Así se deberá crear un expediente que registre toda la información, tal como:

- Documentos de la planificación del proyecto
- Documentos y especificaciones técnicas

-
- Documentos de los riesgos y la resolución de los conflictos
 - Presentaciones del proyecto realizadas, enviadas y comunicados importantes
 - Contratos, facturas y otros documentos legales

4.5.5 Informe de evaluación del proyecto

Una vez cerrado el proyecto, el equipo de trabajo del mismo celebrará una reunión de revisión para comentar el proyecto e identificar aquellos elementos:

- Que se ha realizado correctamente o incorrectamente
- Que se ha de repetir o modificar en proyectos futuros

La evaluación del cierre del proyecto resume el trabajo acabado y responde a las siguientes preguntas:

- ¿El proyecto ha conseguido los objetivos o requerimientos establecidos en su inicio?
- ¿Se ha cumplido los planes del proyecto dentro del presupuesto y planeación establecidos?
- ¿Se han identificado todos los riesgos y se han solventado correctamente?
- ¿Qué se ha podido hacer para mejorar el proceso de desarrollo del proyecto?

Solventar estas preguntas nos permite comparar con otros proyectos y poder responder a estas otras preguntas:

- ¿Se ha gastado mucho?, ¿Se ha excedido el presupuesto?
- ¿Las etapas del proyecto se han desarrollado con velocidad?
- ¿Qué experiencias o actividades se pueden utilizar en proyectos futuros?

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Las Mejores Prácticas permiten aplicar soluciones innovadoras y obtener beneficios en problemas complejos garantizando una administración eficaz en los proyectos, pero para ello es necesario dedicarse a entender mejor el uso de éstas y su correcta aplicación, lo cual requiere de tiempo y esfuerzo.

Con el uso de mejores prácticas las empresas petroleras adquieren una disciplina intelectual para mejorar el desempeño en sus principales yacimientos, revisar sus prácticas y hacer ajustes en la organización para modificar un perfil de empresas operativas y de mantenimiento, a centros de excelencia técnico que favorecen aspectos estratégicos y económicos.

Los procesos de gestión y el uso de las áreas del conocimiento son vitales para una administración de proyectos satisfactoria ya que permiten la integración del mismo a un nivel de detalle suficiente para mejorar dicha administración, asegurando el éxito y evitando que ocurran problemas o reduciendo al mínimo su impacto sobre los objetivos estratégicos.

Crear un plan de explotación implica fundamentarse en una buena estrategia para dar seguimiento a las actividades programadas, al monitoreo diario de la ejecución y mantener seguras las inversiones comprometidas para la creación de valor.

El propósito de una buena estrategia de desarrollo será siempre alcanzar un incremento eficiente en el recobro final de cualquier yacimiento, para obtener la mejor creación de valor para la organización y la empresa.

Para alcanzar una administración integral de un proyecto es necesaria la participación conjunta de una enorme comunidad activa de analistas, operadores y expertos en diversas especialidades y áreas, ya que los esfuerzos se verán finalmente reflejados en el cumplimiento de los objetivos para el éxito total del proyecto.

El trabajo conjunto y la participación de equipos multidisciplinarios son el cimiento estructural para alcanzar los objetivos del proyecto cumpliendo en alcance, costo y tiempo.

Con el desarrollo del primer campo en aguas profundas en México se obtendrá experiencia valiosa para mejorar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos al noroeste del Golfo de México dentro de la zona conocida como Cinturón Plegado Perdido y de futuros descubrimientos creando una línea base para el uso de Mejores Prácticas en ambientes similares.

RECOMENDACIONES

Hay un sin número de metodologías y buenas prácticas que nos pueden ayudar al momento de realizar un proyecto, sin embargo ninguna se debe considerar como una guía impecable que asegure el éxito del mismo.

Es complicado abarcar todo el espectro de VCD-FEL y PMBOK con la profundidad necesaria, por lo que para empezar a conocer del tema primero hay que generar experiencia en proyectos para que posteriormente se comprenda y adquiera habilidad. Una vez tengamos la capacidad para manejar una metodología o mejores prácticas podremos:

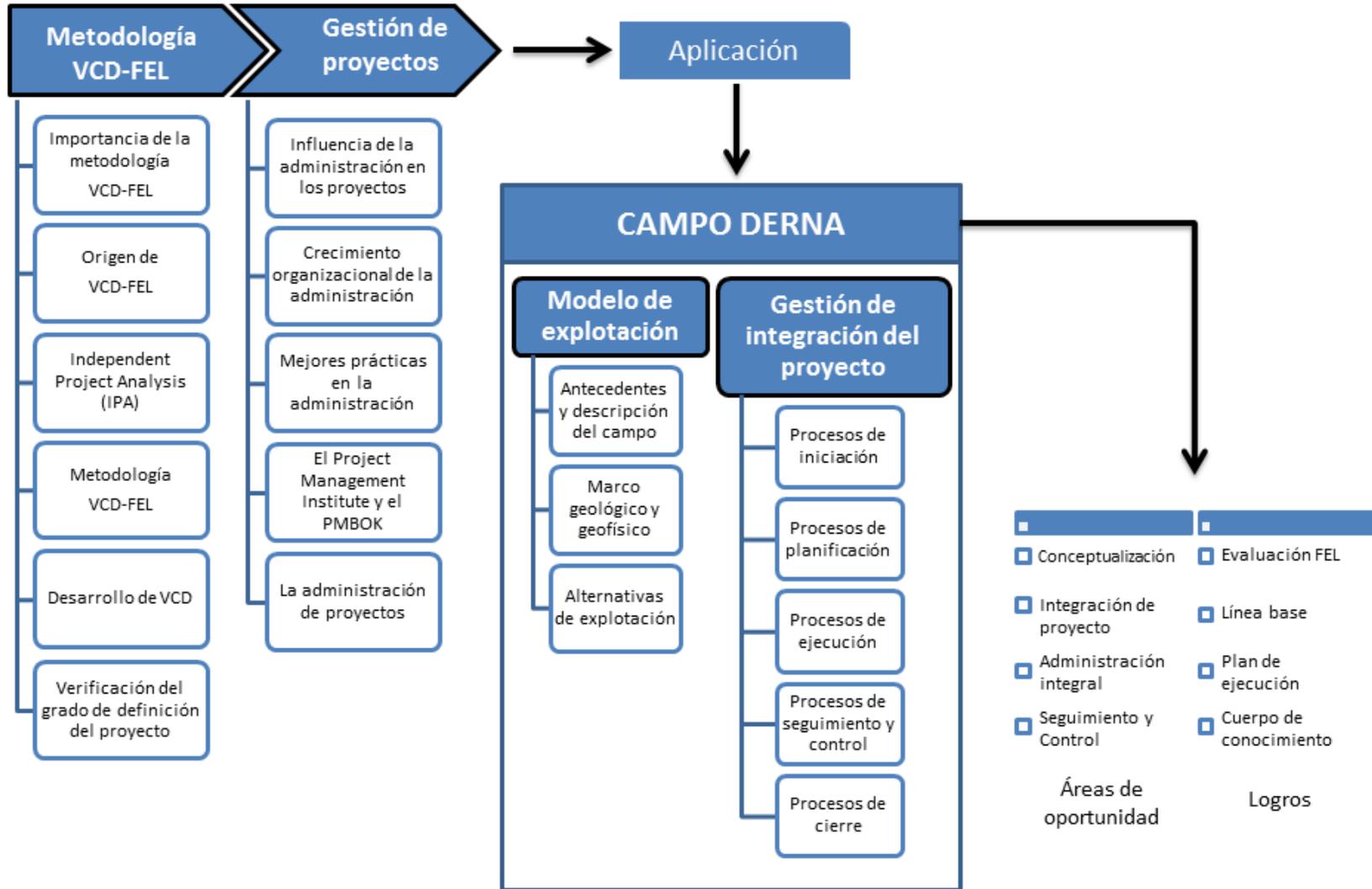
- Tener un mejor dimensionamiento del problema que se quiere resolver
- Calcular el tiempo ideal para resolverlo
- Acotar correctamente los alcances del proyecto
- Calcular mejor los costos

En los proyectos se deben adaptar técnicas de gestión que ayuden a mejorar la toma de decisiones y efectuar los análisis que se enfocan a la optimización de los proyectos con el fin de aprovechar oportunidades.

Es fundamental conocer el origen de toda información utilizada en las etapas previas al inicio de cualquier proyecto de explotación así como hacia dónde va dirigida y cuál será su uso para que se dé el correcto proceso durante futuras etapas en el ciclo de vida del proyecto.

El ingeniero petrolero debe poseer una visión integral que le permita visualizar el entorno en el que se desarrolla un proyecto y con ello iniciar una estimación previa de recursos, límites y alcance de un proyecto, esto le otorgará valor como parte del desarrollo profesional.

Es recomendable la consulta de los lineamientos publicados por CNH como guías que permiten conocer los requerimientos necesarios al presentar toda información técnica y económica relacionada con proyectos energéticos con la finalidad de elaborar su dictamen usando mejores prácticas aplicadas en la industria petrolera nacional. Resolución cnh.e.03.001/10 y Resolución CNH.06.002/09.



NOMENCLATURA

bd	Barriles por día.
Bgi	Factor de volumen inicial del gas.
ft ³	Pies cúbicos.
HP	Caballos de fuerza.
hr	Horas.
Kg/cm ²	Kilogramos por centímetro cuadrado.
km	Kilómetros.
km ²	Kilómetros cuadrados.
mb	Miles de barriles.
mbmr	Metros bajo mesa rotaria.
mbnm	Metros bajo nivel del mar.
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
md	Milidarcys.
mmb	Millones de barriles.
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
mmbpd	Millones de barriles por día.
mmmpc	Miles de millones de pies cúbicos.
mmpc	Millones de pies cúbicos.
mmpcd	Millones de pies cúbicos por día.
mmpesos	Millones de pesos.
Mts	Metros
mvmr	Metros verticales bajo mesa rotatoria.
mvmnm	Metros verticales bajo nivel del mar.
Mw	Megawatss
pesos/bpce	Pesos por barril de petróleo crudo equivalente.
pesos/mpc	Pesos por millar de pie cúbico.
pesos/usd	Pesos por dólar.
Psia	Presión en libras por pulgada cuadrada
1P	Reserva probada.
2P	Reserva probada más probable.
3P	Reserva probada más probable más posible.
API	American Petroleum Institute.
APM	Association for Project Management.
CAPM	Certificate Associate in Project Management.
CICE	Efectividad y costo de la industria de la Construcción.
CII	Construction Industry Institute.
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
CO ₂	Bióxido de carbono.

CMMI	Capability maturity model integration.
CPM	Critical Path Method.
DSD	Documento Soporte de Decisión.
FEL	Front End Loading.
FPS	Floating Production System.
FPSO	Floating Production Storage and Offloading.
FSO	Floating Storage and Offloading System.
FSU	Floating Storage Unit (Sistema Flotante de Almacenamiento).
H ₂ S	Ácido sulfhídrico.
ICB	IPMA Competence Baseline.
ILS	Estructuras submarinas instaladas en los ductos.
IOCS	Compañías Petroleras Internacionales.
IPA	Independent Project Analysis.
IPMA	International Association of Project Management.
NOCS	Compañías Petroleras Nacionales.
OGC	Government Commerce.
P ₁₀	Percentil Diez.
P ₅₀	Percentil Cincuenta.
P ₉₀	Percentil Novneta.
PDRI	Project Definition Rating Index.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PERT	Project Evaluation and Review Technique.
P _i	Presión inicial.
P _{lem}	Cabezal submarino de recolección para interconexión.
P _{let}	Accesorio para interconectar una línea de flujo con un equipo.
PMBOK	Guide to the Project Management Body of Knowledge.
PMI	Project Management Institute.
PMP	Project Management Professional
PRINCE	Project In Controlled Environments.
PSS	Plataforma semiumergible.
Q _c	Ritmo de producción de condensados.
Q _g	Ritmo de producción de gas.
SENER	Secretaria de Energía.
Sw	Saturación de agua.
Sw _i	Saturación de agua inicial.
Tie-back	Interconexión de líneas de flujo a un sistema de producción.
TLP	Plataforma de piernas tensionadas.
usd/b	Dólares por barril.
usd/bpce	Dólares por barril de petróleo crudo equivalente.
usd/mpc	Dólares por millar de pie cúbico.
VCD	Visualización-Conceptualización-Definición.
VPI	Valor presente de la inversión.
VPN	Valor presente neto.

BIBLIOGRAFÍA Y MESOGRAFÍA

1. CII. (4 de Septiembre de 2012). Sitio Web del Construction Industry Institute:
<https://www.construction-institute.org/scriptcontent/index.cfm>
2. CII Best Practices. (2012). Obtenido de Construction Industry Institute:
<https://www.constructioninstitute.org/scriptcontent/bp.cfm?section=aboutcii&bp=all>
3. IPA . (2012). Sitio Web de IPA:
<http://www.ipainstitute.com/Home>
4. AI-PEP. (2009). "Retos en el Desarrollo y Explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste".
5. Ambriz, R. (2002). "Tendencias y Mejores Prácticas Globales de la Administración de Proyectos en TI". México: International Institute for Learning.
6. API. (2004). Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities.
7. Arellano, T., & Coello , P. (2002). "Aplicación de la metodología VCD (visualización conceptualización y definición) en la elaboración del programa de perforación de una localización del campo sinco de la unidad explotación barinas del distrito sur de PDVSA". Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela.
8. Barranco Cicilia, F. (2012). "Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas". México: Academia de ingeniería.
9. Barrios, J. E., & Garzón, H. Y. (2012). "Guía para la formulación de proyectos".
10. Barshop , P. (1 de Enero de 2004). "Best Practice Pays Off". European Chemical News:
<http://ipaglobal.com//getattachment/5356b47f-a479-4889-b446-caddeac4831f/Best-practice-pays-off.aspx>
11. CNH. (2009). "Resolución CNH.o6.001/09. Comisión Nacional de Hidrocarburos. México. D.F.
12. CNH. (2009). Resolución CNH.o6.002/09. México.
13. CNH. (2011). "Documento Técnico 2 (DT-2).
14. Comité de Operac. de PDVSA. (2010). VCD. Venezuela.

-
15. Committee for Oversight and Assessment of U.S. (2002). "Proceedings of Government/Industry Forum. The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning". The National Academies Press:
http://www.nap.edu/openbook.php?record_id=10343&page=17
 16. Cook, D. (1977). "Certification of project managers – Fantasy or reality?". En *Project Management Quarterly* (págs. 32-34). Project.
 17. Crespo, L. B. (1999). "Técnicas de planificación de proyectos". España: CMP.
 18. Del Regno, L. (2010). "Evaluación de proyectos y el riesgo: un enfoque para la industria del petróleo y del gas".
 19. Dharma Consulting. (2013). *Especialistas en Project Management*. Recuperado el Marzo de 2013,
<http://www.e-dharmacon.net>
 20. ECOPETROL. (2010). "Guía para la medición del PDRI". Dirección corporativa de proyectos.
 21. Escalera Alcocer, J. (2010). "Exploración y Producción en Aguas Profundas de México". AI-PEP.
 22. Flores Alonso, C. (2006). "Definición Inicial del Proyecto (FEL), una mejor práctica para incrementar el desempeño en los proyectos". Tesis Profesional. México D.F.: UNAM.
 23. Ford Bacon & Davis. (2012). FBD. Recuperado el 8 de Marzo de 2012, de "Front end loading work flow process":
<http://www.fbd.com/pdf/frontendloading.pdf>
 24. Gadze, J. (2012). "Front End Loading (FEL) Demo de los conceptos y técnicas más importantes". VCPRO.
 25. García de Mujica, D., & Urdaneta, A. (2010). "Modelo para el control de proyectos de automatización en la industria petrolera". Venezuela.
 26. Gido, J., & Clements, J. (2008). "Administración exitosa de proyectos". Cengage Learning.
 27. Gonzáles Becerril, F. (2010). "Diseño de la productividad de un pozo petrolero aplicando la metodología Front End Loading (FEL). Tesis Profesional. México D.F.: UNAM.
 28. Heredia Zavoni, E. (2012). "Desarrollo tecnológico para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas de México". IMP.

-
29. Hillson, D. (2004). "El Coste de la Gestión del Riesgo".
 30. Informe PEMEX. (2 de Diciembre de 2011). "Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2011". Recuperado el 3 de Abril de 2012, de http://www.pemex.com/files/content/informe_peo_4t_2011.pdf
 31. Jones, M. H. (15 de Octubre de 2004). "The Case for Front End Loading (FEL) and Constructability Reviews". Recuperado el 8 de Marzo de 2012, de Professional Paper Delivered to the Greater New Orleans Chapter, Project Management Institute Professional: <http://www.pmcinc.com/images/FrontEndLoading2004-09.pdf>
 32. Kerzner, H. (2009). "Project Management - A Systems Approach to Planning, Scheduling, and Controlling" (Tenth ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.
 33. Kerzner, H. (2010). "Project management best practices. Achieving global excellence" (Second Edition ed.). New York, New York, USA: International institute for learning, inc.
 34. Kris, M. (2011). "The Dynamics of Successful Owner/Contractor Engagements. Defining the owner/contractor relationship". Recuperado el 7 de Marzo de 2012, de DuPont Corporation: http://www2.dupont.com/Sustainable_Solutions/en_US/assets/downloads/DSS_Owner-Contractor_Engagements.pdf
 35. Marín, M. (2012). "Diplomado en administración de proyectos. Modulo II – Planeación de proyectos". México: MTIA, PMP.
 36. Oberlender, G. D. (1993). "Project Management for Engineering and Construction". USA: McGrawHill.
 37. Olmedo Canchola, H. (2009). "Administración de proyectos - una especialización en el ejercicio de la arquitectura". México: Universidad Nacional Autónoma de México.
 38. PEMEX. (2012). "Acerca de PEMEX". Recuperado el 2012, de PEMEX: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=1>
 39. PEMEX-PEP. (2012). "Aguas Profundas en México: La oportunidad y el reto".
 40. PEP. (2007). "Las reservas de hidrocarburos de México". México D.F.
 41. PEP. (2007). "Las reservas de hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2007".

-
42. PEP Planeación y lineamientos. (2012). "Generalidades de Planeación del Proyecto". México.
 43. PEP UNAM. (Mayo de 2012). "Estrategia de Implementación de la Metodología de Diseño de Proyectos de Explotación FEL en PEP". México D.F.
 44. PEP VCD. (2011). "Guía CVD PEP". México D.F.: Pemex exploración y producción.
 45. PEP-CNH. (2010). "Información técnico económica. Proyecto de explotación Lakach. Activo Integral Holok-Temoa".
 46. PMBOK. (2008). A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide) (Fourth ed.). USA: Project Management Institute.
 47. PMI México. (2012). Recuperado el 25 de Agosto de 2012, de PMI México:
<http://www.pmimexico.org/historia.html>
 48. Ramirez, R. (2011). "Gestión de las Comunicaciones del Proyecto según PMBOK y Lledó".
 49. Ramos, A. (2012). "Técnicas de planificación y control de proyectos".
http://www.doi.icaei.upcomillas.es/simio/transpa/t_planif_ar.pdf
 50. Romero López, C. (1993). "Técnicas de programación y control de proyectos". Madrid: Ediciones Pirámide S.A.,.
 51. Romero Mata, O. (2009). "Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas".
 52. Stephen R. Thomas, J. R. (s.f.). "Best Practices for Project Security". (N. I. Technology, Ed.) Recuperado el 18 de Febrero de 2012, de
<http://www.bfrl.nist.gov/oae/publications/gcrs/04865.pdf>
 53. Tullow Ghana Limited. (2009). "Environmental Resources Management".
 54. Van der Weijde, G. (2008). "Front-End Loading in the Oil and Gas Industry".
 55. Varas Parra, M. (Septiembre de 2005). "Examinando los procesos de la Dirección de proyectos". Gijón, España: IX Congreso de Ingeniería de Organización.
 56. Vielma Lobo, L. (2009). "VCD, una metodología para transformar organizaciones". Energía a debate, Septiembre-Octubre.
 57. Villalobos Quintero, M. B. (2002). "Adaptación del pdri para proyectos ipc en la industria petrolera". Caracas.

