



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS
INTERNACIONALES PARA EL PROCESO DE SELECCIÓN Y
EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

SAMUEL AVILA PACHECO



M.C. ULISES NERI FLORES

DIRECTOR

MÉXICO, D.F.

2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

DEDICATORIA

A mis padres Gisela y Enrique.

A mi hermana Adriana

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a **Dios** por haberme permitido llegar a este momento de mi vida en el que cierro una etapa para iniciar otra. También por haberme puesto a las personas indicadas y las experiencias necesarias para ser quién hoy soy.

A mi madre **Gisela** y a mi padre **Enrique**, por sus sabios consejos y por su apoyo incondicional, pero sobre todo porque me han enseñado a amar y a que las cosas hay que hacerlas bien. Así mismo porque siempre han sido mi ejemplo a seguir, pues yo quiero que mis hijos también estén orgullosos de mí.

A mi director de tesis, el ingeniero **Ulises Neri**, por haberme dado su experiencia profesional así como por el tiempo dedicado para realizar este trabajo, medular en este paso que doy de mi etapa como estudiante, para pasar a ser un profesionalista. También al resto de mis **sinodales** por sus consejos para ser un mejor ingeniero.

A mis abuelas **Angelita y Lupe** (q.e.p.d) que siempre me apoyaron, me quisieron y procuraron que fuera un buen hombre. Al resto de mis **familiares** que complementaron las enseñanzas de mis padres y los consejos de mis abuelas; pero en especial a mi tía **Mary** y a mi tío **Nacho**, pues estuvieron siempre encima de mi como unos segundos padres.

También a mis hermanos de otra madre **Polo, Viri, Iván, Moncho, Moni, Anayantzin y Fer** pues estuvieron en los momentos difíciles de mi vida estudiantil y personal, y me enseñaron muchas cosas que me ayudaron a llegar hasta el día de hoy y que fueron fundamentales en mi crecimiento.

Por último, pero no menos importantes, a mis amigos **Óscar, Alan, Wendy, Steve**; por que hicieron más llevadero y más ameno el camino hasta esta meta.

ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS INTERNACIONALES PARA EL PROCESO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN

ÍNDICE

Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas.....	VII
Índice de gráficas	¡Error! Marcador no definido.
Capítulo I Conceptos Generales.....	2
1.1 Reservas de Hidrocarburos.....	3
1.2 Contexto Nacional e Internacional de las Reservas.....	6
1.2.1 Contexto Internacional de las Reservas	6
1.2.2 Contexto Nacional de las Reservas.....	10
Capítulo II Tipos de Proyectos.....	14
2.1 Documentación de Proyectos	21
Capítulo III Métodos de Evaluación de Proyectos	31
3.1 Procesos de Evaluación.....	38
Capítulo IV Métodos de Selección de Proyectos.....	52
4.1 Definición de FEL.....	56
4.2 El Proceso VCD de PEP	61
4.2.1 VCD de Explotación.....	63
4.3 Proceso de Selección de Proyectos de Total.....	91
4.4 Proceso de Selección de Proyectos de Shell.....	94
4.5 Proceso de Selección de Proyectos de IPA.....	98
4.6 Proceso de Selección de Proyectos de Wood Mackenzie	102
Capítulo V Comparativo y Aplicación en Proyectos de México	105

5.1 Elección de Proyecto en el País.....	107
5.2 Proyecto de Explotación Ayin-Alux (Marzo de 2011)	109
5.2.1 Principales Alternativas de Explotación	109
Descripción de alternativas.....	109
Metodología empleada para la identificación de alternativas.....	113
Opciones técnicas y estrategias de ejecución	113
Estimación de producción, ingresos, impuestos, inversión y costos por categoría, desagregar inversiones.....	115
5.2.2 Evaluación de Alternativas	117
Análisis de sensibilidad y costos.....	120
Criterios para seleccionar la mejor alternativa	123
5.2.3 información Financiera del Proyecto.....	123
Estimación de inversiones y costos operativos fijos y variables	123
Premisas económicas.....	124
Evaluación económica calendarizada anual, antes de impuestos	124
Análisis de sensibilidad y riesgos.....	126
5.2.4 Plan de Ejecución del Proyecto	127
Programa de perforación y reparación de pozos	127
Programa de recuperación secundaria y mejorada	128
Programa de infraestructura	128
5.2.5 Aplicación de la Metodología Wood Mackenzie por Alternativa.....	129
5.3 Proyecto de Explotación Ayin-Alux (Mayo de 2014)	131
5.3.1 Campo Ayin	131
5.3.1.2 Plan de Desarrollo y Administración de Yacimientos	133
5.3.2 Campo Alux	140

5.3.2.2 Plan de Desarrollo y Administración de Yacimientos	143
5.3.3 Aplicación de la Metodología Wood Mackenzie por Proyecto	152
Conclusiones y Recomendaciones.....	154
Conclusiones	156
Recomendaciones	157
Bibliografía.....	158

ÍNDICE DE FIGURAS

ILUSTRACIÓN 1.2.I.1.UBICACIÓN DE LAS RESERVAS MUNDIALES.....	8
ILUSTRACIÓN 1.2.II.RESERVAS DE LA OPEC.....	8
ILUSTRACIÓN II. 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO INTEGRAL.....	15
ILUSTRACIÓN II. 2ILUSTRACIÓN II. 2 OBJETIVOS DE LAS INVERSIONES	18
ILUSTRACIÓN II. 3 INCONSISTENCIAS AA EVITAR EN LA PROGRAMACIÓN	20
ILUSTRACIÓN II. 4 PROGRAMACIÓN CORRECTA DE LAS INVERSIONES.....	21
ILUSTRACIÓN III. 1 MÉTODO DE FLUJO DE EFECTIVO.....	40
ILUSTRACIÓN III. 2 MÉTODO DEL VALOR PRESENTE NETO.....	42
ILUSTRACIÓN III. 3 MÉTODO INCREMENTAL	43
ILUSTRACIÓN III. 4 PROCESO DEL ANÁLISIS INCREMENTAL	44
ILUSTRACIÓN III. 5 PROCESO DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO.....	46
ILUSTRACIÓN III. 6 PROCESO DE SELECCIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN	47
ILUSTRACIÓN III. 7 CÁLCULO DE LA TIR.....	48
ILUSTRACIÓN III. 8 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	49
ILUSTRACIÓN III. 9 PERFIL DE RIESGO	50
ILUSTRACIÓN III. 10 LÍMITE ECONÓMICO.....	50
ILUSTRACIÓN IV. 1 ETAPAS DE UN PROYECTO DE DESARROLLO.....	54
ILUSTRACIÓN IV. 2 CICLO DE VIDA DE UN CAMPO DE ACEITE	56
ILUSTRACIÓN IV. 3 TÍPICAS FASES DE UN PROYECTO [ADOPTADO DE CLARK AND LORENZONI (1978)]	56
ILUSTRACIÓN IV. 4 MEJOR PRÁCTICA EN LA INDUSTRIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS: FRONT-END-LOADING.....	57
ILUSTRACIÓN IV. 5 PROCESO PARA ASEGURAR VALOR	58
ILUSTRACIÓN IV. 6 FEL EN LA CADENA DE VALOR	58
ILUSTRACIÓN IV. 7 VISUALIZACIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD	63
ILUSTRACIÓN IV. 8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE UN PROYECTO INTEGRAL....	64
ILUSTRACIÓN IV. 9 DIAGRAMA DEL VCD-V DE EXPLOTACIÓN.....	66

ILUSTRACIÓN IV. 10 CONCEPTUALIZACIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD.....	68
ILUSTRACIÓN IV. 11 DIAGRAMA DEL VCD-C.....	70
ILUSTRACIÓN IV. 12 DEFINICIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD.....	78
ILUSTRACIÓN IV. 13 DIAGRAMA DEL VCD-D DE EXPLOTACIÓN.....	79
ILUSTRACIÓN IV. 14 ACTIVIDADES EN LA CADENA DE VALOR	92
ILUSTRACIÓN IV. 15 FASES DE DESARROLLO DE UN CAMPO DE ACEITE Y GAS	93
ILUSTRACIÓN IV. 16 FLUJO DE TRABAJO DE DESARROLLO DE TOTAL PARA E&P	93
ILUSTRACIÓN IV. 17 VALOR CONTRA BUENA EJECUCIÓN DE PROYECTOS.....	94
ILUSTRACIÓN IV. 18 DEFINICIÓN DEL PROCESO DE SHELL	96
ILUSTRACIÓN IV. 19 INSERCIÓN DEL FEL EN CADA UNA DE SUS ETAPAS	97
ILUSTRACIÓN IV. 20 VINCULACIÓN DE ENTRADAS CON RESULTADOS	99
ILUSTRACIÓN IV. 21 ETAPAS EN LAS QUE IPA SE INVOLUCRA	99
ILUSTRACIÓN IV. 22 VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DEL FEL POR ACTIVIDAD	100
ILUSTRACIÓN IV. 23 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE IPA.....	101
ILUSTRACIÓN IV. 24 ETAPAS DE LA EVALUACIÓN DE WM	102
ILUSTRACIÓN IV. 25 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE WM	104
ILUSTRACIÓN IV. 26 ESPECIFICACIONES DEL ÚLTIMO FILTRO	105
ILUSTRACIÓN V. 1 CARTERA DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE PEMEX	107
ILUSTRACIÓN V.2. 1 INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 1	110
ILUSTRACIÓN V.2. 2 INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 2	111
ILUSTRACIÓN V.2. 3 INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 3	112
ILUSTRACIÓN V.2. 4 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 1.....	120
ILUSTRACIÓN V.2. 5 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 2.....	121
ILUSTRACIÓN V.2. 6 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 3.....	122
ILUSTRACIÓN V.2. 7 DIAGRAMA DE TORNADO DE ALTERNATIVA SELECCIONADA...	127
ILUSTRACIÓN V.3. 1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL CAMPO AYIN	135
ILUSTRACIÓN V.3. 2 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO AYIN....	135

ILUSTRACIÓN V.3. 3 PRODUCCIÓN PROMEDIO Y ACUMULADA DE ACEITE, GAS Y AGUA	142
ILUSTRACIÓN V.3. 4 INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ALUX	145
ILUSTRACIÓN V.3. 5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL CAMPO ALUX	146
ILUSTRACIÓN V.3. 6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO ALUX	146

 ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I.I.1. RESERVAS MUNDIALES.....	7
TABLA I.II RESERVAS DE EUA	9
TABLA I.III. REPORTE DE RESERVAS MEXICANAS	11
TABLA I.IV. RESERVAS NACIONALES ANUALES.....	12
TABLA I.V. RESERVAS AL 1 DE ENERO DE 2014	13
TABLA II. 1 UNIDADES DE INVERSIÓN	17
TABLA II. 2 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-V	25
TABLA II. 3 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-C	27
TABLA II. 4 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-D	30
TABLA III. 1 EJEMPLO DE BALANCE DE DECLINACIÓN.....	37
TABLA III. 2 EJEMPLO DE UNIDAD DE PRODUCCIÓN.....	37
TABLA III. 3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN	38
TABLA III. 4 FASES DEL FLUJO DE EFECTIVO	41
TABLA III. 5 FASES DEL ANÁLISIS INCREMENTAL.....	44
TABLA III. 6 ACTIVIDADES DE LA SIMULACIÓN MONTE CARLO.....	45
TABLA III. 7 FASES DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO.....	45
TABLA III. 8 INDICADORES ECONÓMICOS.....	48
TABLA IV. 1 PROCESOS FEL DE COMPAÑÍAS.....	59
TABLA IV. 2 PROCESO FEL DE SHELL-USA.....	59
TABLA IV. 3 PROCESO SHELL DE BP.....	60
TABLA IV. 4 PROCESO FEL DE KBR	60
TABLA IV. 5 ACTIVIDADES EN EL FEL DE TOTAL.....	91
TABLA IV. 6 EVALUACIÓN DE ESTATUTOS Y PROCESOS ACTUALES	103
TABLA IV. 7 MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES	103
TABLA V. 1 PARA ELEGIR PROYECTO DE APLICACIÓN	108

TABLA V.2. 1 ALTERNATIVAS TÉCNICAS Y ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN	114
TABLA V.2. 2 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1	115
TABLA V.2. 3 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 1	115
TABLA V.2. 4 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2	116
TABLA V.2. 5 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 2	116
TABLA V.2. 6 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 3	116
TABLA V.2. 7 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 3	116
TABLA V.2. 8 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1	117
TABLA V.2. 9 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 1.....	118
TABLA V.2. 10 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2	118
TABLA V.2. 11 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 2	118
TABLA V.2. 12 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 3	118
TABLA V.2. 13 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 3.....	119
TABLA V.2. 14 RESUMEN DE LOS INDICADORES DE LAS TRES ALTERNATIVAS	119
TABLA V.2. 15 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA..	119
TABLA V.2. 16 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 1	120
TABLA V.2. 17 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 2	121
TABLA V.2. 18 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 3	121
TABLA V.2. 19 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS	122
TABLA V.2. 20 INVERSIÓN POR PROGRAMA (MILLONES DE PESOS @ 2010)	124
TABLA V.2. 21 INVERSIONES, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO Y GASTO DE OPERACIÓN	125
TABLA V.2. 22 INDICADORES ECONÓMICOS	126
TABLA V.2. 23 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	126

TABLA V.2. 24 PROGRAMA DE TAPONAMIENTOS DE POZOS.....	128
TABLA V.2. 25 PROGRAMA DE PRINCIPALES OBRAS DE INFRAESTRUCTURA.....	128
TABLA V.2. 26 PROGRAMA DE ABANDONO DE LA INFRAESTRUCTURA MARINA	129
TABLA V.2. 27 APLICACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE WM AL PROYECTO EN MÉXICO	129
TABLA V.2. 28 APLICACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA DE WM AL PROYECTO EN MÉXICO	130
TABLA V.3. 1 VOLUMENES ORIGINALES DE ACEITE Y GAS, CAMPO AYIN 01/01/2014	131
TABLA V.3. 2 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO AYIN AL 01/01/2013.....	131
TABLA V.3. 3 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO AYIN AL 01/01/2014.....	131
TABLA V.3. 4 FACTORES DE RECUPERACIÓN, CAMPO AYIN AL 01/01/2014	132
TABLA V.3. 5 ESATDO ACTUAL DE LOS POZOS PERFORADOS Y TERMINADOS DEL CAMPO AYIN	132
TABLA V.3. 6 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL CAMPO AYIN	133
TABLA V.3. 7 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO	134
TABLA V.3. 8 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO	134
TABLA V.3. 9 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMA DEL CAMPO AYIN	134
TABLA V.3. 10 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE DUCTO DEL CAMPO AYIN.....	134
TABLA V.3. 11 META DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CAMPO AYIN	136
TABLA V.3. 12 META DE PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO AYIN.....	136
TABLA V.3. 13 ESTRUCTURA DE PRECIOS DE VENTA DE ACEITE Y GAS PARA EL CAMPO AYIN	137
TABLA V.3. 14 PRINCIPALES VARIABLES ECONÓMICAS DEL CAMPO AYIN	138
TABLA V.3. 15 INDICADORES ECONÓMICOS	138
TABLA V.3. 16 COSTOS UNITARIOS DEL CAMPO AYIN	139
TABLA V.3. 17 VOLUMENES ORIGINALES DE ACEITE Y GAS, CAMPO ALUX AL 01/01/2014.....	140

TABLA V.3. 18 RESERVAS REMANENTES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2013.....	141
TABLA V.3. 19 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2014.....	141
TABLA V.3. 20 RESERVAS REMANENTES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2014.....	141
TABLA V.3. 21 FACTORES DE RECUPERACIÓN, CAMPO ALUX AL 01/01/2014	141
TABLA V.3. 22 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PERFORADOS Y TERMINADOS DEL CAMPO ALUX	142
TABLA V.3. 23 PRODUCCIÓN PROMEDIO Y ACUMULADA DE ACEITE, GAS Y AGUA. FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS.....	143
TABLA V.3. 24 CAPACIDAD INSTALADA EN EL PROYECTO AYIN-ALUX	143
TABLA V.3. 25 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO	144
TABLA V.3. 26 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO	144
TABLA V.3. 27 INFRAESTRUCTURA INSTALADA.....	144
TABLA V.3. 28 CAPACIDAD INSTALADA EN EL PROYECTO AYIN-ALUX	145
TABLA V.3. 29 META DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CAMPO ALUX	147
TABLA V.3. 30 META DE PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO ALUX.....	147
TABLA V.3. 31 ESTRUCTURA DE PRECIOS DE VENTA DE ACEITE Y GAS PARA EL CAMPO ALUX	148
TABLA V.3. 32 PRINCIPALES VARIABLES DEL CAMPO ALUX.....	148
TABLA V.3. 33 INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES DEL CAMPO ALUX.....	149
TABLA V.3. 34 PRINCIPALES VARIABLE DE LA PARTE INCREMENTAL DEL CAMPO ALUX	149
TABLA V.3. 35 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DEL CAMPO ALUX	150
TABLA V.3. 36 COSTOS UNITARIOS DEL CAMPO ALUX.....	150
TABLA V.3. 37 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL PROYECTO	151
TABLA V.3. 38 APLICACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE LA METODOLIGÍA WM AL PROYECTO EN MÉXICO	152

TABLA V.3. 39 APLICACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA DE LA METODOLOGÍA WM AL PROYECTO EN MÉXICO 153

CAPÍTULO I

CONCEPTOS GENERALES

1.1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Para poder evaluar un proyecto y posteriormente seleccionarlo primero debe existir la certidumbre de que hay algún valor económico que obtener, esto se ve a través de las reservas, es por ello que comenzaremos este trabajo definiéndolas.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

En la estimación de reservas, los volúmenes de aceite y gas se reportan usualmente para yacimientos y campos. Las estimaciones están basadas en evaluaciones del comportamiento y cálculos volumétricos en bloques del yacimiento o sub bloques. Los estimadores de reservas incorporan estos valores estimados junto con los elementos básicos para llegar a evaluar los yacimientos, campos, áreas y las compañías. La incertidumbre de estimaciones individuales si consideran los ya mencionados niveles de incorporación, que se describirán más adelante, pueden diferir significativamente, dependiendo en la información geológica que se tenga y en la madurez del yacimiento.

Típicamente, la fiabilidad del estimado de reservas se incrementará cuando un equipo multidisciplinario de ingenieros y geocientíficos valide las fuentes de un prospecto no perforado hasta un volumen perforado que pueda ser definido volumétricamente. La validación pasa a una etapa de desarrollo que tiene la suficiente información de producción y presión para permitir una evaluación confiable del comportamiento de la producción.

Cada nivel de estimación tiene su grado de incertidumbre y su complejidad se incrementa por factores como los siguientes:

- El propósito por el que se requiere el estimado. Las compañías petroleras, considerando el comportamiento de sus activos a largo plazo, usarán el esperado (normalmente interpretada como probada + probable) o la mejor estimación de los volúmenes para propósitos de inversión. Trabajan bajo el supuesto de que en el largo plazo la suma de sus valores esperados se logrará, con el decremento de un caso compensado con el incremento de otra situación.
Los inversionistas, contadores y las utilidades usualmente se guiarán por un alto nivel de certidumbre y se concentrarán en los volúmenes probados. Los contratos de gas están típicamente basados en reservas probadas, lo cual adiciona un fuerte incentivo al negocio para la determinación precisa (e incorporación) de las reservas probadas. Los contadores usan el gasto de producción de reservas probadas como la base para la depreciación de las inversiones. Esto en consecuencia tiene un impacto definido en los indicadores del negocio como en el empleo promedio del capital. Para sus cálculos, se requieren las reservas probadas al nivel en las que se aplican las inversiones, el cual es normalmente el nivel del campo o más alto.
- El hecho de que los ingenieros y geólogos usen factores descontados para volúmenes con alta incertidumbre.
- Los estimados del comportamiento de la producción se usan para extrapolar la vida de los campos maduros para determinar la recuperación final (Ultimate Recovery –UR-). De la dinámica del yacimiento, se debe tener cuidado en incorporar estimados a

reservas ya establecidas por estos métodos desde el nivel del pozo hasta un estimado confiable del yacimiento.

- Diferencias en la calidad del gas o líquido que hacen que se eleven las reservas (v.gr. la zona de calentamiento en yacimientos de gas)

Incorporación de reservas por nivel (pozo, yacimiento, campo, compañía, país)

Comportamiento del yacimiento

Incorporar volúmenes derivados de valores esperados es relativamente sencillo. Es válido para situaciones donde los valores esperados son interpretados como Probados más Probables, y también para los métodos probabilísticos ya que, desde un punto de vista estadístico, las distribuciones esperadas pueden ser incorporadas aritméticamente.

También podemos derivar expectativas de la UR (ultimate recovery) a través de extrapolar el desempeño del comportamiento en campos maduros. Si esto se hace incorporando de los estimados de pozos individuales a los totales de un yacimiento o campos, se puede incursionar en una complicación. La extrapolación del rendimiento en el nivel de yacimiento es normalmente encontrado para conseguir una UR más alto que la suma de las extrapolaciones de las curvas de declinación de los pozos de ese yacimiento.

Una razón para esto puede ser que el incorporar desde las curvas de declinación individuales de los pozos, no captura el efecto de cerrado en el pozo, lo cual puede dar un valor extra en la vida útil de los pozos sobrevivientes en el yacimiento. Otro problema, específico de yacimientos de gas, es que la gráfica de p/z por pozo usualmente no refleja propiamente la declinación total de la presión del yacimiento. En esos casos, es una buena práctica usar una extrapolación del comportamiento del yacimiento de manera total si es posible.

Los métodos de curvas de declinación por grupos de pozos generalmente tienen bases teóricas débiles. El uso de este tipo de métodos se recomienda ampliamente para el nivel más bajo de incorporación (v.gr. pozo o en terminación).

Dependencia entre estimaciones

Una de las principales razones por las que se incorporan reservas, particularmente reservas probadas, es porque algunas veces conlleva complicaciones pues existen muchos parámetros en los cálculos de reservas que están involucradas. Eso lleva a dependencias más lejanas entre los estimados de reservas individuales de bloques del yacimiento, el yacimiento y los subyacimientos, tal que si en uno se estiman bajas reservas en un elemento del yacimiento entonces naturalmente estará asociado con bajas reservas en otro, o lo opuesto. Existen numerosas causas de dependencia entre yacimientos: geológicas (fallas, localización), metodología (métodos de interpretación similar) o personal (geología optimista para un número de yacimientos).

Una correlación negativa ocurre cuando existe incertidumbre en la localización de la falla entre dos bloques del yacimiento que no están comunicados.

Otra correlación negativa común es en una situación de un yacimiento de aceite con casquete de gas, donde el gas por debajo del contacto gas/aceite (GOC) se considera un ente

separado, con su propio factor de recuperación. Si existe una incertidumbre en la profundidad del GOC, entonces hay una correlación negativa entre las reservas de gas que se transportan por debajo y las de encima del contacto entre gas y aceite.

Niveles de Incorporación.

Como se mencionó anteriormente, incorporar reservas probadas de una manera estadística normalmente resultará en diferentes volúmenes que la suma aritmética al pie de la letra. Teóricamente, la suma estadística puede elevar los mayores niveles de incorporación. Muchas compañías y organizaciones se sienten cómodos con la idea de sumar probabilísticamente arriba del nivel de campo para propósitos específicos, dependencias previstas se manejan propiamente.

La Petroleum Resources Management System (PRMS) recomienda que para propósitos de reporte, los resultados de las evaluaciones no deberían adicionarse a la incorporación estadística más allá del nivel de campo, propiedad o proyecto.

Un campo que contenga diferentes bloques del yacimiento (capas, cavernas, acumulaciones) siguen físicamente agrupados y se desarrollan como una sola unidad. La depreciación del activo es definida en este nivel. Por encima de este nivel de agregación, la adición estadística puede llevar a problemas fiscales. Por esta razón, existe poca aceptación en la industria del tratamiento estadístico de la agregación por encima del nivel de campo y hasta el nivel de compañía o regional. La suma probabilística a estos altos niveles de agregación puede ser del interés solo de un grupo pequeño de profesionistas envueltos en la administración del portafolio en las grandes compañías.

Se recomienda la adición aritmética del nivel más bajo hasta el más alto, independientemente de si las reservas fueron determinadas usando métodos determinísticos o probabilísticos.

Incorporación de reservas probadas

Diferencia entre incorporación dependiente e independiente.

Si hablamos de reservas probadas, comúnmente nos referimos a volúmenes que son “estimados con una certidumbre razonable de ser comercialmente recuperables” en el desarrollo del campo. En los métodos de estimación probabilística de reservas, la PRMS interpreta como razonable una certidumbre del 90% de probabilidad (P90) de exceder el citado valor. Las reservas probadas representan un estimado prudente y relativamente conservativo de recursos recuperables; por esta razón, son usadas extensamente por los inversionistas y banqueros. Cuando hablamos de un solo activo, esto tiene sentido porque permite que el riesgo en el desarrollo resulte mucho menor que la recuperación de hidrocarburos esperada.

Siempre que las compañías petroleras incorporan reservas probadas de varios yacimientos en la manera convencional, éstas rutinariamente subestiman el valor agregado de sus activos. La razón de esto es que ellas menosprecian el hecho de que los picos altos en la mayoría de las estimaciones de las reservas serán más del compensado por los picos bajos en el 10% del bajo rendimiento de los activos en el portafolio. Este es ciertamente el caso de que los estimados de los volúmenes son independientes unos de otros.

En la vida diaria, son conscientes de esto cuando tratan de extender el riesgo y evitar poner todos los huevos en una canasta. Por ejemplo, una compañía que trata un número de campos de gas para un contrato luce innecesariamente conservador en asumir que, al final, cada campo producirá solo su volumen probado inicialmente estimado o menos. Si las reservas estimadas son independientes, entonces los picos altos en un campo pueden compensar un resultado decepcionante en otros. En otras palabras, el P90 del total es ciertamente más alto que la suma aritmética de los volúmenes P90 individuales de cada campo.

Si nos atenemos a la incorporación aritmética de reservas probadas, corremos el riesgo de subestimar sistemáticamente el valor de los activos combinados. Técnicamente, esto puede ser evitado ya que las herramientas están fácilmente disponibles para considerar la condición favorable de tener activos combinados. Adicionalmente, se ha probado como posible para convencer a la comunidad financiera, es decir, los que van a invertir (y a algunos gobiernos) a valorar una combinación de actos más alta que la suma de todos los volúmenes probados de las partes individuales.

Existe una incorporación aritmética o dependiente y una probabilística o independiente, también un caso intermedio pero no entraremos en detalles para efectos de este trabajo.

1.2 CONTEXTO NACIONAL E INTERNACIONAL DE LAS RESERVAS

Ahora analizaremos la importancia de las reservas de hidrocarburos, tanto a nivel nacional como internacional. También observaremos cómo están distribuidas en estos dos rubros

1.2.1 CONTEXTO INTERNACIONAL DE LAS RESERVAS

La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha hecho una proyección de demanda de energía global en la que se observa que ésta crecerá para 2035, tomando en cuenta tres escenarios posibles:

- Políticas actuales: asume que no hay cambio en las políticas gubernamentales y en las mediciones.
- Políticas nuevas: asume nuevas mediciones que han sido introducidas para implementar políticas generales, incluyendo garantías nacionales para reducir las emisiones de gas (GHGs) y, en algunos países, planes para eliminar los subsidios a las energías de origen fósil.
- Escenario 450: dirigido a limitar el futuro incremento de la temperatura global a 2 °C, en el cuál se asume que las concentraciones de gases GHG (greenhouse gases) puedan ser establecidas en la atmósfera a un nivel de 450 partes por millón de dióxido de carbono equivalente (ppm CO₂ eq).

Aún en el escenario con nuevas políticas, los combustibles fósiles continúan como contribuyente dominante para el crecimiento de la demanda de energía, proveyendo aproximadamente el 59% de la demanda incremental durante el periodo de 2011 a 2035.

La demanda de petróleo de 2011 a 2035 se incrementa más en China (6.1 millones de barriles por día) seguida por la India (4.1 MMb/d) y el Medio Oriente (2.7 MMb/d). Ese incremento en la demanda es una consecuencia del rápido crecimiento económico y, en el caso del Medio Oriente, por la continuación de los subsidios en los productos petroleros. Para 2030 China desbanca a los EUA para convertirse en el mayor consumidor de aceite en el mundo. Habiendo alcanzado un pico de 46 MMb/d en 2005, la demanda de aceite en los países de la OCDE continuará declinando a 33 MMb/d en 2035. Este decremento se debe a las mejoras en eficiencia en el sector del transporte y al cambio en la dependencia del petróleo en los otros sectores. Mientras que el consumo de gas irá en aumento.

El actual comportamiento de la producción global de aceite muestra un importante fenómeno, es decir que el petróleo de los campos existentes declinará significativamente. Dada la demanda futura, este decremento en la producción necesitará ser remplazado por nuevos desarrollos o nuevos descubrimientos.

El gasto en el que la producción de los campos de aceite declina una vez que ha alcanzado su pico de producción es vital para determinar la necesidad de capacidad adicional. Esa capacidad adicional se puede encontrar desarrollando más los campos existentes o poniendo nuevos campos a producir. El promedio observado de gasto de declinación para la producción comparado con el primer año de producción muestra un incremento en su tendencia para los países que no pertenecen a la OPEP, mientras que el gasto de declinación es más lento para los miembros de la OPEP. Como declina el gasto está influenciado por los precios del petróleo y la tecnología, por ello el continuo monitoreo de esta tendencia es esencial para informar la toma de decisiones estratégicas.

Es por esto que debemos de incrementar los proyectos para levantar la caída de la producción actual, y esto en base a la nueva incorporación de reservas probadas; a continuación veremos el panorama de las reservas probadas en el mundo.

Según la Administración de Información de Energía de Estados Unidos, las reservas mundiales de petróleo ascienden a 1,645.984 miles de millones de barriles, esto hasta el 2013. Este valor ha ido creciendo año con año desde el 2010.

Reservas probas de crudo en miles de millones de barriles				
	2010	2011	2012	2013
Mundiales	1,355.743	1,473.761	1,525.957	1,645.984

TABLA 0.I.1. RESERVAS MUNDIALES

Fuente US Energy Information Administration

Y estima que se encuentran repartidas de la siguiente manera:

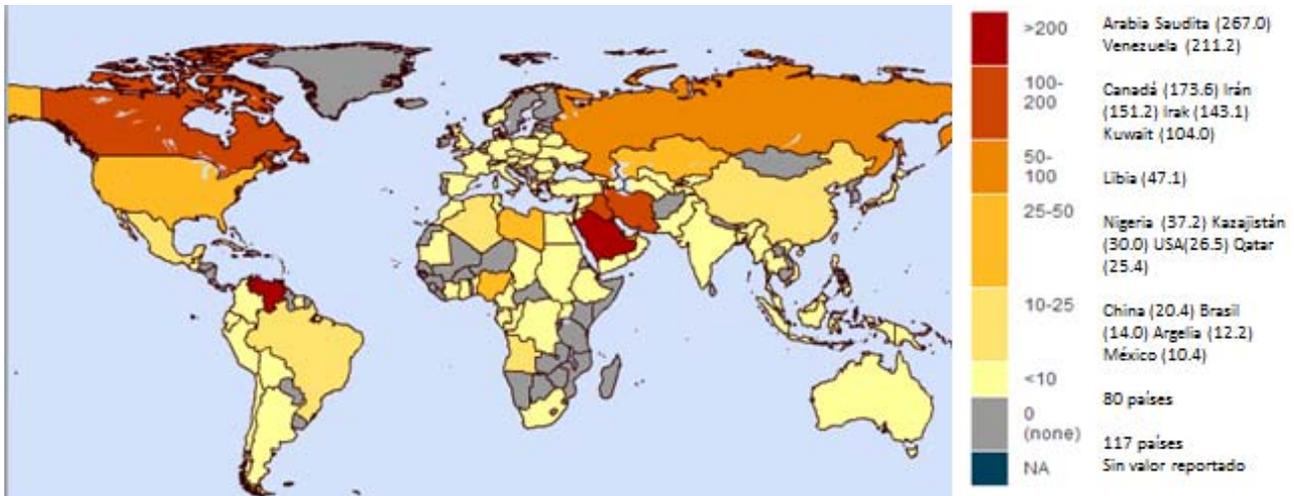


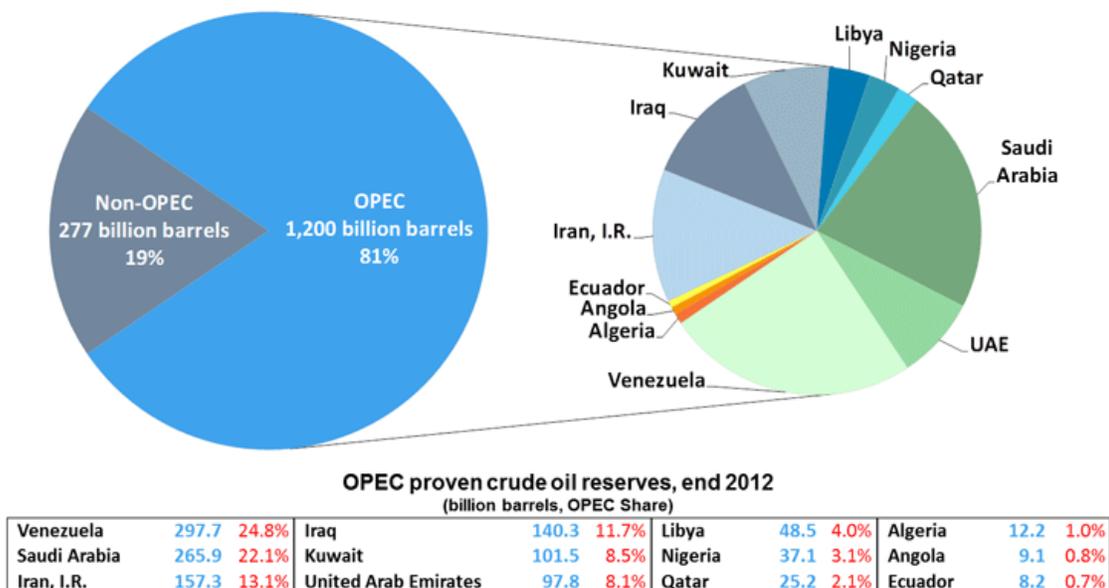
ILUSTRACIÓN 1.2.I.1. UBICACIÓN DE LAS RESERVAS MUNDIALES

Fuente US Energy Information Administration

Teniendo a Arabia Saudita y a Venezuela como los dos países con mayores reservas de petróleo, con 267 y 211.2 miles de millones de barriles respectivamente. También se puede observar que la mayoría de las reservas petroleras están concentradas en 15 países, en los que México está incluido y podría subir de nivel si incorpora mayores reservas probadas. Esto nos dice que estos países tendrán que aumentar el número de proyectos pues el número de reservas ha ido en aumento.

La OPEP maneja estas cifras al 2012

OPEC Share of World Crude Oil Reserves 2012



Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2013

ILUSTRACIÓN 1.2.II. RESERVAS DE LA OPEP

Fuente: Boletín Estadístico Anual 2013

De acuerdo a los estimados actuales, más del 81% de las reservas probadas mundiales de aceite están localizadas en los países miembros de la OPEP, con la mayoría de éstas en el Medio Oriente, teniendo el 66% del total de la OPEP. Los países pertenecientes a esta organización han hecho incorporaciones significativas a sus reservas de aceite en los años recientes, por ejemplo, adoptando mejores prácticas en la industria, realizando exploraciones intensivas y mejorando la recuperación. Como resultado, las reservas probadas de crudo de la OPEP ascienden a 1,200.83 miles de millones de barriles.

Recordemos que los países integrantes de la OPEP son: Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Por último veremos las reservas probadas de los Estados Unidos de América.

	Aceite y condensado (Miles de millones de barriles)	Gas natural húmedo (billones de pies cúbicos)
Reservas probadas de EU al 31 de diciembre de 2011	29.0	348.8
Descubrimientos totales	5.4	48.2
Revisiones netas	0.9	-45.6
Ventas, adquisiciones y ajustes netos	0.6	-2.7
Producción	-2.4	-26.1
Adición neta a las reservas probadas de EU	4.5	-26.1
Reservas probadas de EU al 31 de diciembre de 2012	33.4	322.7
Porcentaje de cambio en las reservas probadas de EU	15.4%	-7.5%

TABLA 0.II RESERVAS DE EUA

Fuente: Administración de Información de Energía, Forma EIA-231, Revisión Anual de las Reservas de Aceite y Gas

Podemos ver que las reservas probadas incrementaron de 2011 a 2012 en 4.4 miles de millones de barriles de petróleo. Los EUA también tendrán que incrementar el número de proyectos para poder extraer esas reservas.

1.2.2 CONTEXTO NACIONAL DE LAS RESERVAS

En México también llevamos una contabilidad de nuestras reservas y a continuación las analizaremos.

El primer cuadro nos muestra la evaluación que se le hizo a PEMEX, una muy detallada. En ella podemos ver a las reservas en primer lugar; con una cantidad de reservas 1P de 13,868 MMbpce, luego las reservas 2P con 26,174 MMbpce y por último las reservas 3P con un valor de 44,530 MMbpce. Este balance es del 2012 y se esperaría que el del 2013 pronto se pueda ver en la SENER.

Operativos PEP			2012		Referencia Internacional
Indicador	Unidades	Ene-dic	Meta Anual ⁽¹⁾		
Reservas 1P ^(a)	Mín	MMbpce	13,868	13,579	
	Máx			13,814	
Reservas 2P ^(a)	Mín	MMbpce	26,174	25,757	
	Máx			26,203	
Reservas 3P ^(a)	Mín	MMbpce	44,530	43,630	
	Máx			44,384	
Recursos contingentes	Mín	MMbpce	128.7	114.8	
	Máx			114.8	
Recursos prospectivos	Mín	MMbpce	54,600	52,821	
	Máx			54,700	
Tasa de restitución de reservas probada	Mín	%	104.3	83.0	99.9 ⁽²⁾
	Máx			100.2	
Tasa de restitución de reservas 3P	Mín	%	127.9	104.9	
	Máx			137.9	
Productividad por pozo	Mín	MMbpce / pozo	1.00	1.05	
	Máx			1.21	
Producción de gas natural total	Mín	MMpod	5,676	5,405	
	Máx			5,624	
Oferta de gas natural al mercado	Mín	MMpod	5,335	5,104	
	Máx			5,323	
Aprovechamiento de gas	Mín	%	98.0	98.0	
	Máx			98.3	
Reducción en el venteo de gas	Mín	%	1.76	1.74	
	Máx			2.11	
Producción de crudo total	Mín	Mbd	2,548	2,509	
	Máx			2,602	
Costo de descubrimiento y desarrollo	Mín	Dls / bpce	13.77	16.25	16.83 ⁽³⁾
	Máx			17.83	
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	6.84	6.37	10.6 ⁽³⁾
	Máx			7.10	
Costo de transporte	Mín	Dls / bpce	1.24	1.24	
	Máx			1.40	
Éxito exploratorio comercial	Mín	%	48.6	30.0	
	Máx			47.0	

TABLA 0.III. REPORTE DE RESERVAS MEXICANAS DEL SEGUNDO SEMESTRE DE 2012

Fuente: Página de internet de Pemex

En la siguiente tabla podemos observar las reservas al primero de Enero de 2014, de manera general y por región, en un comparativo por año desde el 2010. En ella se observan reservas probadas de 13,438.5 MMbpce, luego las reservas probables con 11,377.2 MMbpce y por último la cantidad de las reservas posibles de 17,342.7 MMbpce, para que nos den un total de reservas por 42,158.4 MMbpce.

Sistema de Información Energética

Petróleos Mexicanos

Reservas de hidrocarburos totales certificadas al 1 de enero (a)

(Millones de barriles equivalentes de crudo)

Descripción	2010	2011	2012	2013	2014
Total	43,074.7	43,073.6	43,837.3	44,530.0	42,168.4
Región Marina Noreste	12,097.2	12,081.3	12,526.3	12,490.5	12,211.4
Región Marina Suroeste	6,010.8	12,081.3	12,526.3	12,490.5	12,211.4
Región Sur	5,824.3	5,724.9	5,567.7	5,688.1	5,476.0
Región Norte	19,142.4	18,883.6	18,689.6	19,013.7	17,779.1
Probadas (b)					
	13,992.1	13,796.0	13,810.3	13,868.3	13,438.5
Región Marina Noreste	6,711.8	6,283.4	6,139.4	6,163.9	6,049.9
Región Marina Suroeste	1,891.8	2,076.3	2,115.5	2,165.3	2,168.8
Región Sur	4,036.1	4,000.5	3,980.2	3,850.6	3,639.0
Región Norte	1,352.3	1,435.8	1,575.2	1,688.5	1,580.9
Probables					
	14,236.6	15,013.1	12,352.7	12,305.9	11,377.2
Región Marina Noreste	2,479.5	3,084.6	3,203.6	3,189.4	2,865.9
Región Marina Suroeste	1,529.5	1,700.0	1,976.4	2,107.2	1,865.2
Región Sur	1,077.4	1,168.2	1,003.4	916.7	852.9
Región Norte	9,150.2	9,060.2	6,169.3	6,092.6	5,793.2
Posibles					
	14,846.0	14,264.5	17,674.3	18,355.8	17,342.7
Región Marina Noreste	2,905.9	2,713.3	3,183.3	3,137.2	3,295.6
Región Marina Suroeste	2,589.5	2,607.4	2,962.5	3,065.2	2,657.9
Región Sur	710.8	556.2	584.1	920.8	984.1
Región Norte	8,639.8	8,367.6	10,944.5	11,232.6	10,405.1
Notas:					
(a). Reservas incorporadas en el transcurso del año anterior.					
(b). Para la estimación de las reservas probadas, desde 2003 se emplearon las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, para años anteriores las cifras fueron ajustadas.					

TABLA 0.IV. RESERVAS NACIONALES ANUALES

Conceptos Generales

Fuente: Página de Internet de Pemex

En la última tabla podemos ver más detalladas las reservas del primero de enero de 2014, de igual manera por región, en la que se muestran los volúmenes de hidrocarburos, esto para poder apreciar las cantidades de gas y aceite que se pueden extraer de las diferentes regiones de nuestro país. Se puede apreciar que las cantidades coinciden con la tabla anterior.

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpoe	mmb	mmb	mmb	mmbpoe	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	265,875.9	289,420.3	42,158.4	29,327.8	295.6	3,575.0	8,960.1	59,664.8	46,600.9
Marina Noreste	78,845.8	28,457.8	12,211.4	11,340.5	103.4	253.6	513.9	4,278.0	2,672.6
Marina Suroeste	29,732.5	47,484.5	6,691.8	3,812.9	68.4	758.9	2,051.6	14,598.1	10,670.4
Norte	116,579.9	134,960.2	17,779.1	10,845.9	19.2	1,795.7	5,118.3	32,036.8	26,619.7
Sur	40,717.7	78,517.8	5,476.0	3,328.4	104.5	766.7	1,276.3	8,751.8	6,638.2
Probadas	161,532.6	196,857.2	13,438.5	9,812.1	187.1	1,079.6	2,359.7	16,548.5	12,272.6
Marina Noreste	63,360.9	25,818.9	6,049.9	5,476.9	71.3	167.3	334.4	2,710.0	1,739.1
Marina Suroeste	19,962.0	27,249.3	2,168.8	1,324.0	23.1	265.1	556.6	4,298.1	2,894.8
Norte	42,254.9	74,470.8	1,580.9	871.8	10.3	110.6	588.1	3,510.8	3,058.9
Sur	35,954.8	69,318.1	3,639.0	2,139.4	82.4	536.6	880.6	6,029.6	4,579.8
Probables	47,897.2	36,968.5	11,377.2	7,800.3	62.9	986.7	2,527.3	16,715.5	13,144.1
Marina Noreste	6,388.8	1,159.5	2,865.9	2,690.3	19.9	52.1	103.6	884.4	538.7
Marina Suroeste	4,277.5	8,072.3	1,865.2	1,112.4	20.5	195.9	536.5	3,814.8	2,790.5
Norte	34,838.5	24,616.0	5,793.2	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	10,809.4	8,897.7
Sur	2,392.5	3,120.5	852.9	557.9	17.5	101.1	176.4	1,207.0	917.3
2P	209,429.8	233,825.7	24,815.7	17,612.4	250.0	2,066.3	4,887.0	33,264.1	25,416.7
Marina Noreste	69,749.6	26,978.5	8,915.8	8,167.2	91.2	219.4	438.0	3,594.4	2,277.8
Marina Suroeste	24,239.5	35,321.7	4,034.0	2,436.4	43.6	460.9	1,093.1	8,112.9	5,685.3
Norte	77,093.4	99,086.9	7,374.1	4,311.6	15.3	748.2	2,298.9	14,320.2	11,956.6
Sur	38,347.3	72,438.6	4,491.8	2,697.3	99.9	637.8	1,056.9	7,236.6	5,497.1
Posibles	56,446.1	55,594.6	17,342.7	11,715.4	45.6	1,508.6	4,073.2	26,400.7	21,184.2
Marina Noreste	9,096.2	1,479.3	3,295.6	3,173.3	12.2	34.2	75.9	683.7	394.8
Marina Suroeste	5,493.0	12,162.8	2,657.9	1,376.5	24.9	298.0	958.5	6,485.1	4,985.2
Norte	39,486.5	35,873.3	10,405.1	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	17,716.7	14,663.1
Sur	2,370.4	6,079.2	984.1	631.2	4.6	129.0	219.4	1,515.2	1,141.1

TABLA 0.V. RESERVAS AL 1 DE ENERO DE 2014

Fuente: CNH

Y es en base a estas reservas que tanto las compañías o, en nuestro caso, el estado, definen sus proyectos a desarrollar.

CAPÍTULO II

TIPOS DE PROYECTOS

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) dice que el primer paso para poder jerarquizar los proyectos de exploración y explotación es conceptualizarlos; esto es, identificar cuál es la unidad económica relevante, misma que denomina “proyecto de inversión o “proyecto”.

Por eso cita que las compañías certificadoras de reservas de hidrocarburos toman como unidad económica relevante el campo petrolero. Siguiendo dicha lógica la definición de proyecto a emplear será:

- Para proyectos de explotación (desarrollo de reservas), campo cuya reserva 2P sea superior a 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente
- Para proyectos en exploración, localización aprobada cuyo recurso prospectivo medio sea superior a 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Bajo esta definición, de un total de 683 campos con reservas de hidrocarburos y 275 localizaciones exploratorias aprobadas, se identificaron un total de 383 proyectos, de los cuales 184 son proyectos de explotación y 199 proyectos de exploración.

Para PEMEX un proyecto integral es un conjunto de unidades de inversión que contiene todos los elementos físicos y normativos para generar valor. Éstas son evaluadas individualmente para establecer su rentabilidad, agrupadas y consolidadas. Cada unidad de inversión debe ser definida utilizando la metodología VCD.



ILUSTRACIÓN II. 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO INTEGRAL

Fuente: PEP

A los proyectos están integrados por una o varias unidades de inversión, que se definen como el conjunto de todos los elementos físicos y normativos necesarios

para generar valor económico. Es la unidad de análisis más pequeña que, por sí sola, puede generar valor económico.

Los proyectos pueden presentar variaciones de una cartera a otra debido a las siguientes causas:

- Condiciones geológicas asociadas al proyecto
- Comportamiento del yacimiento
- Capacidad de ejecución (obras y pozos)
- Disponibilidad presupuestal
- Estimación de costos de construcción
- Problemática social
- Problemas normativos y contractuales

Las variaciones son:

- Volumen producido o incorporado
- Inversión requerida
- Indicadores económicos
- Alcance

También un proyecto puede considerarse como la simple implementación de un sistema artificial de producción hasta el desarrollo completo de un campo o yacimiento, por ejemplo.

El siguiente cuadro nos muestra cómo se pueden dar diferentes combinaciones para dar vida a un proyecto.

Identificación de tipo de unidad de inversión

Tipos de unidades de inversión a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento

	Evaluación del potencial	Incorporación de reservas	Caracterización y delimitación	Explotación de campos				Abandono ⁽³⁾
				Desarrollo inicial de campos ⁽¹⁾	Comportamiento primario ⁽²⁾	Recuperación secundaria	Recuperación mejorada	
Unidades de inversión compuestas ⁽⁴⁾	Unidad de inversión compuesta-Exploración							
	Unidad de inversión compuesta-Explotación							
	Unidad de inversión compuesta-Explotación							
	Unidad de inversión compuesta-Explotación							
	Unidad de inversión compuesta-Explotación							
Unidades de inversión individuales	Unidad de inversión individual de explotación							
	Unidad de inversión para cumplir con normas legales o institucionales							

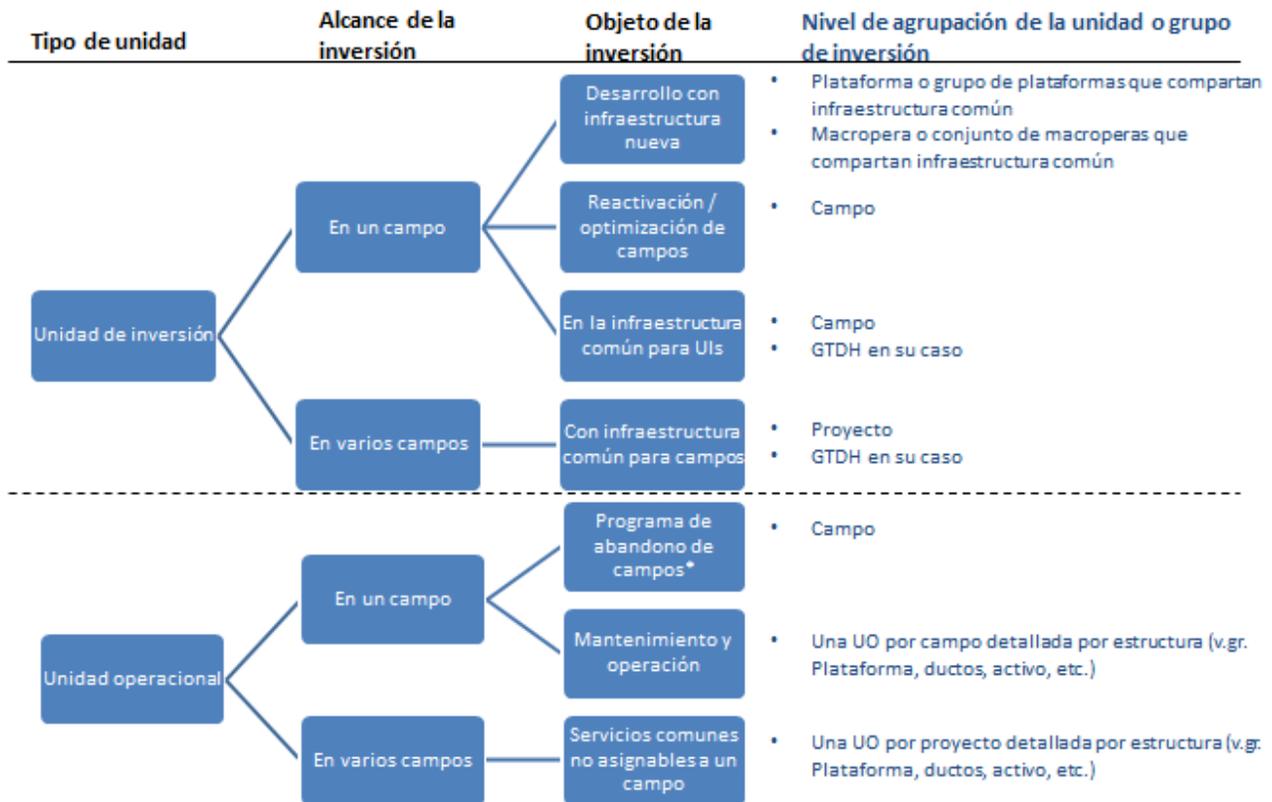
TABLA II. 1 UNIDADES DE INVERSIÓN

Fuente: Schlumberger

- 1) Corresponde a la etapa temprana de desarrollo de campos
- 2) Puede incluir pozos fluyentes, sistemas artificiales, reparaciones mayores por lo que se separó de desarrollo inicial de campos
- 3) Los costos de abandono deben ser incluidos en las unidades de inversión compuestas
- 4) La unidad de inversión compuesta incluye diferentes etapas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento por lo tanto debe incluir todos los elementos correspondientes.

En este trabajo nos avocaremos a los proyectos de explotación de hidrocarburos, pues son más sencillos de analizar ya que éstos generan un valor económico palpable y no involucran tanto riesgo como los proyectos de exploración.

Para lograr la integración homogénea se propone estructurar Unidades, o Grupos de inversión a través de un árbol de decisión. A continuación se presenta un árbol de decisión para la sugerencia de integración de UI en explotación.



*No se refiere a la documentación de inversiones en campos marginales (abandonados o en proceso de abandono) a la que se refiere la iniciativa de estímulos fiscales publicada por el Senado de la República

ILUSTRACIÓN II. 2 ILUSTRACIÓN II. 2 OBJETIVOS DE LAS INVERSIONES

Fuente: PEP

*No se refiere a la documentación de inversiones en campos marginales (abandonados o en proceso de abandono) a lo que se refiere la iniciativa de estímulos fiscales publicada por el Senado de la República.

Aquí en México, en Pemex se elabora un plan maestro para poder definir correctamente el proyecto.

El plan maestro es un mecanismo de comunicación de las Regiones sobre:

- El objetivo y alcance del proyecto para los próximos 3 años
- Mapa de infraestructura existente y planeada (futura)
- La estrategia de explotación por Proyecto
- Un resumen de las inversiones que las Regiones proponen para los siguientes 3 años

Y tiene como objetivo obtener de manera simple y puntual la información más relevante de la estrategia de explotación de los proyectos, así como entender cómo se traduce la estrategia de explotación de los proyectos en sus respectivas Unidades de Inversión.

La primera fase del Plan Maestro Básico deberá contar con una descripción general del proyecto

Descripción/Información requerida:

- Descripción breve del proyecto.
- Objetivos hacia futuro.
- Alcance del proyecto para el periodo de tres años a partir de 2 años después de la entrega de la primera fase del Plan Maestro.
- Principales elementos del proyecto.
- Horizonte de tiempo.
- Producción Histórica y proyectada por Campo.
- Inversión estratégica y operacional para el periodo de dos años antes y cuatro después de la entrega d la primera fase del plan maestro.
- Descripción visual de la infraestructura existente en el proyecto.

Esta primera fase sirve como apoyo en el proceso de documentación

En una segunda fase será necesario explicar e identificar los principales cambios propuestos y las UI resultantes

Descripción/Información requerida:

- Principales cambios propuestos en el periodo de tres años a partir de 2 años después de la entrega de la primera fase del Plan Maestro.
- Elementos de infraestructura por construir, por ejemplo:
 - Plataformas
 - Ductos
 - Pozos
 - Etc.
- Representación gráfica de la infraestructura propuesta.
- Identificación de las nuevas Unidades de inversión en el mapa.
- Descripción de las Unidades de Inversión.
- Ubicación (campo).

- Estatus de las UI
 - En operación
 - En ejecución
 - Etc.
- Dependencia y cronología de las UI.

De la misma forma el Plan Maestro Básico deberá mostrar la programación de Unidades de Inversión por Proyecto.

Descripción/Información requerida:

- Programación de las Unidades de Inversión en un gráfico Gantt.
- Producción anual asociada con el desarrollo de las Unidades de Inversión.
- Monto de inversión requerido por año.
- Mostrar la suficiencia en el manejo de producción de los principales puntos de flujo del proyecto en el periodo de tiempo.
- Dicho análisis permitirá asegurar que se han incluido las inversiones necesarias para que la producción comprometida pueda ser entregada para su comercialización
- Identificación de las principales actividades operacionales
- Monto asociado con dichas actividades para cada año del periodo 2009-2011

La segunda fase sirve como apoyo en el proceso de optimización.

Se validará la alineación de los pronósticos de producción con la entrada en operación de los elementos necesarios para su flujo.

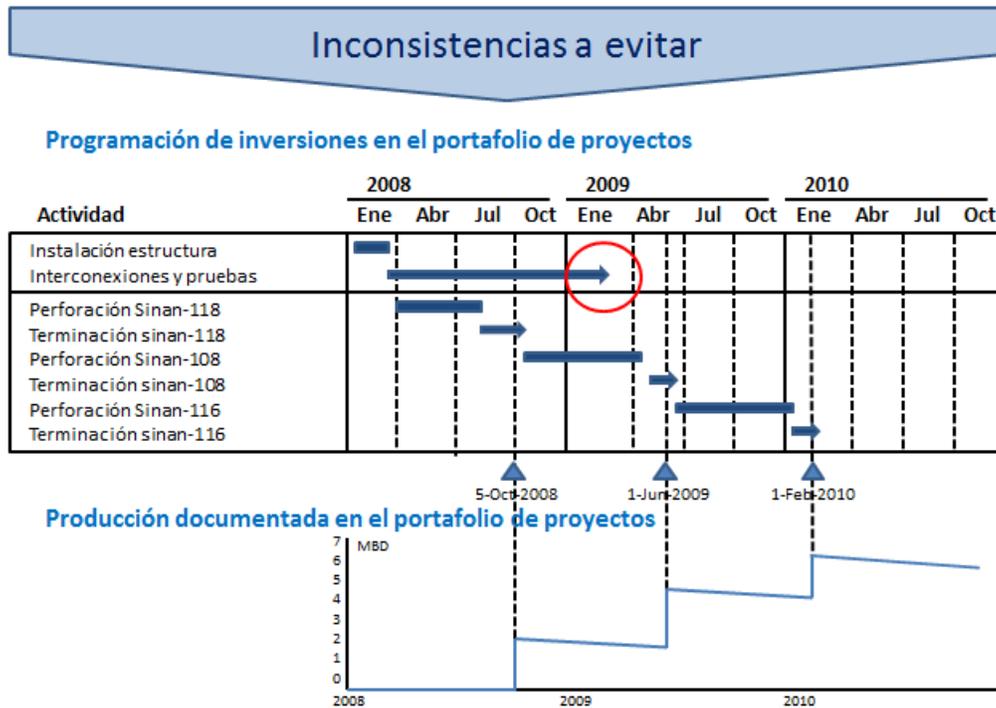


ILUSTRACIÓN II. 3 INCONSISTENCIAS AA EVITAR EN LA PROGRAMACIÓN

Fuente: PEP

Comentario

- La producción reportada en el Portafolio de Proyectos considera la entrada en operación del pozo S118.
- Sin embargo, la interconexión del ducto es posterior, por lo que el pronóstico tiene que ser modificado.

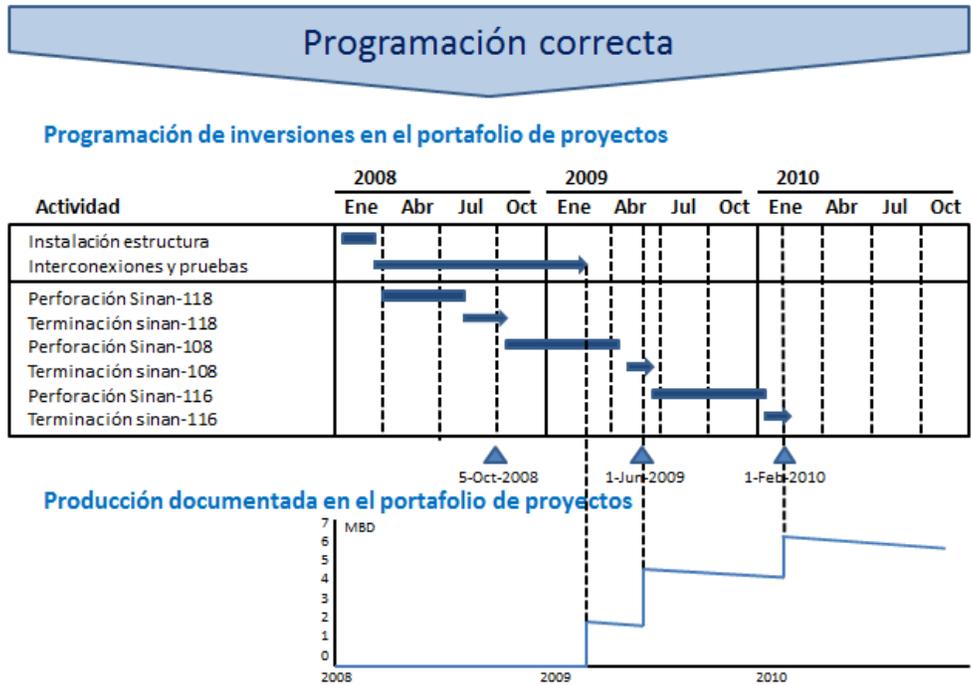


ILUSTRACIÓN II. 4 PROGRAMACIÓN CORRECTA DE LAS INVERSIONES

Fuente: PEP

Comentario

- La producción inicia al entrar en operación el ducto de interconexión.
- La documentación mensual de la producción permitirá detectar inconsistencias para que no permeen en la programación anual.

Ya que se tienen identificado el proyecto o la unidad de inversión técnicamente, se necesitan evaluar económicamente, para ser seleccionados la mejor opción posteriormente.

2.1 DOCUMENTACIÓN DE PROYECTOS

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, tiene unos lineamientos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, que explica los elementos que deben contener los proyectos para ser revisados y posteriormente dictaminados por la misma institución. A continuación los analizaremos.

Estos lineamientos dicen que PEMEX realizará el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el cual comprenderá tres etapas:

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

La consecución de los objetivos planteados en cada una de estas etapas debe garantizar una correcta planeación y definición de las características definitivas del proyecto y sus beneficios, así como la identificación de los recursos técnicos, físicos y financieros que se requerirán para su ejecución, con un mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado.

A efecto de que la CNH pueda dictaminar integralmente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, PEMEX deberá elaborar y remitir a este órgano desconcentrado, a través de los formularios respectivos conforme lo establecido en este capítulo, los documentos soporte de decisión, o DSD de estas tres etapas, los cuales, deberán contener, de acuerdo al tipo de proyecto, la información correspondiente con el máximo nivel de detalle que permita la etapa en la que se encuentren.

Etapa de Visualización (V)/Perfil

PEMEX deberá remitir a la CNH, al mismo tiempo que al Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD1) de la etapa de Visualización (V)/Perfil.

Dicho documento, deberá garantizar:

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

Se elaborará un estimado de costos para cada alternativa, para efectos de determinar su factibilidad. Todas las alternativas que resulten técnica, económica y ambientalmente factibles deberán presentarse y ser propuestas para pasar a la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.

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

DSD1 exploración	DSD1 explotación
I. Resumen ejecutivo. a. Antecedentes y justificación del proyecto. b. Objetivos y alcance del proyecto. c. Comentarios sobre la cantidad y calidad de la información utilizada para la documentación. d. Descripción de las hipótesis en que se soportan los plays.	I. Resumen ejecutivo. a. Propósito y metas del proyecto. b. Objetivos y alcance del proyecto. c. Tipo de yacimiento. d. Ubicación geográfica. e. Escenarios y estrategias consideradas. f. Recomendaciones.

Conceptos Generales

e.	Alineación con las estrategias corporativas de PEMEX y la política de hidrocarburos.		
II.	Introducción.	II.	Objetivos y alcance de la etapa de visualización.
III.	Objetivos y alcance de la etapa de visualización.	III.	Definir el escenario base de explotación del yacimiento/campo, en términos del ciclo de vida del proyecto.
IV.	<p>Adquisición y evaluación de datos e información</p> <p>a. Sísmica (2D o 3D).</p> <p>b. Modelos geológicos.</p> <p>c. Identificación y características de plays.</p> <p>d. Metodología para la obtención de modelos geológicos probables.</p> <p>e. Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas)</p> <p>f. Datos de pozos vecinos y correlaciones</p> <p>g. Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.</p> <p>h. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa.</p> <p>i. Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible) así como la estimación de hidrocarburos en sitio.</p> <p>j. Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos con el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, espaciamiento de fracturas, etc.</p> <p>k. Caracterización y evaluación de el/los yacimientos, incluyendo: estudios de pozos, interpretación de registros geofísicos y de imágenes, análisis de núcleos, evaluación del flujo, descripción y modelo del yacimiento descripción del tipo de roca, definición del modelo geológico del yacimiento), estudios de yacimientos análogos, geomecánica del yacimiento, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad, etc.</p>	IV.	Definir los escenarios adicionales en términos del ciclo de vida del proyecto, indicando las opciones técnicas de decisión consideradas en cada escenario y una breve descripción de cada una.
V.	<p>Plays visualizados</p> <p>a. Ubicación geográfica</p> <p>b. Descripción</p> <p>c. Volumetría</p> <p>d. Probabilidad geológica y comercial, elementos de riesgo.</p> <p>e. Estimados de costos clase V</p> <p>f. Planes de ejecución clase V</p> <p>g. Flujos de caja/indicadores económicos</p>	V.	<p>Plan de desarrollo</p> <p>a. Desarrollo inicial</p> <p>b. Plataforma de producción</p> <p>c. Declinación</p> <p>d. Abandono</p>
VI.	Análisis de factibilidad técnico, económico y ambiental.	VI.	Presentar diagramas esquemáticos que muestren las instalaciones y el flujo general

Conceptos Generales

		de operación de cada una de las alternativas identificadas.
VII.	Descripción de los plays preseleccionados y jerarquizados.	VII. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.
VIII.	Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información.	VIII. Pronósticos de producción así como los gastos de inyección.
IX.	Lista de los riesgos mayores y plan de adquisición de información.	IX. Pronóstico de factores de recuperación y las reservas a incorporar para cada alternativa.
X.	Identificación de tecnologías y/o procesos nuevos por considerar.	X. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio.
XI.	Plan de ejecución de la próxima etapa a. Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa Conceptualización (C)/Perfectibilidad b. Plan de trabajo para ejecutar la próxima etapa c. Estimados de costo clase V por cada escenario	XI. Indicar los tipos de pozos considerados en la explotación del área de oportunidad para cada escenario técnico factible y la incorporación de nuevas arquitecturas de pozo. Identificar el número de pozos donde se utilizarán sistemas artificiales de producción y el número de pozos inyectores considerados si el proyecto lo requiere.
		XII. Informe de pre-factibilidad económica por cada escenario preseleccionado a. Estimados de costos Clase V por cada escenario b. Inversión c. Costos de operación d. Consideraciones y premisas e. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC)
		XIII. Plan de ejecución clase V por cada escenario preseleccionado a. Documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio b. Evaluación de los diversos mecanismos de producción c. Consideraciones de mercado de riesgos mayores y plan de mitigación.
		XIV. Plan de ejecución de la próxima etapa a. Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa Conceptualización (C)/Perfectibilidad b. Plan de trabajo para ejecutar la próxima etapa c. Estimados de costo clase V por cada escenario
		XV. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información.
		XVI. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información.

	XVII. Análisis de las principales variables y jerarquización de los escenarios factibles.
--	---

TABLA II. 2 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-V

Fuente: CNH

PEMEX tendrá la responsabilidad de asegurar que el DSD1 correspondiente cumpla con los presentes lineamientos.

La CNH revisará el DSD1 correspondiente, evaluará la etapa de Visualización (V)/Perfil y hará del conocimiento de PEMEX, los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a la etapa de Visualización (V)/Perfil.

Etapa de Conceptualización (C)/Perfectibilidad

PEMEX deberá remitir a la CNH, al mismo tiempo que el Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD2) de la etapa de Conceptualización (C)/Perfectibilidad.

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

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

Se deberá actualizar el estimado de costos, las alternativas jerarquizadas con las explicaciones que fundamentan el orden propuesto así como la alternativa propuesta para pasar a la etapa de Definición (D)/Factibilidad.

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

DSD2 exploración	DSD2 explotación
I. Resumen ejecutivo. a. Objetivos y alcance del proyecto. b. Estrategias consideradas c. Recomendaciones	I. Resumen ejecutivo. a. Objetivos y alcance del proyecto. b. Tipos de yacimientos. c. Ubicación geográfica. d. Estrategias consideradas. e. Recomendaciones
II. Introducción.	II. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización.
III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización.	III. Descripción de los escenarios evaluados. a. Aspectos técnicos b. Identificación de riesgos de cada una de las alternativas seleccionadas c. Cuantificación y ponderación de riesgos

Conceptos Generales

<p>IV. Evaluación de datos e información</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Interpretación y ajuste de sísmica (2D o 3D). b. Estudios de plays. c. Pozos a perforar a fin de incorporar reservas. d. Modelo geológico conceptualizado. e. Ajustes realizados al modelo geológico con el apoyo de pozos y yacimientos análogos f. Pronósticos de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa. g. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio. h. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos 	<p>IV. Evaluación económica del escenario seleccionado</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Estimados de costos b. Inversión c. Costos de operación d. Consideraciones y premisas e. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC)
<p>V. Descripción de las oportunidades de incorporación de reservas evaluadas</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Aspectos técnicos b. Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas c. Cuantificación y ponderación de riesgos 	<p>V. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.</p>
<p>VI. Evaluación económica probabilística de las oportunidades identificadas para la incorporación de reservas.</p>	<p>VI. Pronósticos de producción esperados, así como los gastos de inyección, si es el caso.</p>
<p>VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos.</p>	<p>VII. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar.</p>
<p>VIII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos.</p>	<p>VIII. Pronósticos del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio.</p>
<p>IX. Descripción de las localizaciones exploratorias seleccionadas.</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Aspectos técnicos de las localizaciones b. Justificación de las localizaciones c. Informe de soporte de las localizaciones d. Plan para mitigar riesgos e. Descripción técnica del descubrimiento 	<p>IX. Modelos de simulación y resultados de las simulaciones de los métodos de recuperación analizados.</p>
<p>X. Planes de ejecución y estimados de costos del plan de desarrollo conceptual.</p>	<p>X. Resultados finales de la caracterización estática y dinámica de el/los yacimientos a explotar.</p>
<p>XI. Plan de ejecución de la próxima etapa</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Formalización de roles y responsabilidades 	<p>XI. Análisis de riesgos</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas b. Cuantificación de riesgos

Conceptos Generales

<ul style="list-style-type: none"> b. Estudios requeridos c. Programa de trabajo clase IV d. Recursos para ejecutar la próxima etapa. 	<ul style="list-style-type: none"> c. Ponderación de los riesgos
<ul style="list-style-type: none"> XII. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados. 	<ul style="list-style-type: none"> XII. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información.
<ul style="list-style-type: none"> XIII. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos indicando actividades, acciones y recursos requeridos. 	<ul style="list-style-type: none"> XIII. Escenario seleccionado <ul style="list-style-type: none"> a. Justificación de la tecnología seleccionada b. Informe de soporte de la alternativa seleccionada c. Principales indicadores del escenario d. Pronóstico del comportamiento del yacimiento e. Ingeniería conceptual (pozos e instalaciones) f. Plan integral de explotación: <ul style="list-style-type: none"> i. Desarrollo inicial ii. Plataforma de producción iii. Declinación iv. Abandono g. Costos de inversión y operación h. Análisis económico i. Cronograma de ejecución del proyecto
<ul style="list-style-type: none"> XIV. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información. 	<ul style="list-style-type: none"> XIV. Plan de ejecución del proyecto <ul style="list-style-type: none"> a. Documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio b. Consideraciones de mercado (precios de venta)
	<ul style="list-style-type: none"> XV. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados.
	<ul style="list-style-type: none"> XVI. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos, indicando actividades, acciones y recursos requeridos.
	<ul style="list-style-type: none"> XVII. Plan de ejecución de la próxima etapa: Definición <ul style="list-style-type: none"> a. Formalización de roles y responsabilidades b. Estudios requeridos c. Programa de trabajo clase IV d. Recursos para ejecutar la próxima etapa e. Presupuesto

TABLA II. 3 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-C

Fuente: CNH

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

La CNH revisará el DSD2, evaluará la etapa de Conceptualización (C)/Perfectibilidad, y hará del conocimiento de PEMEX los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a la etapa de Conceptualización (C)/Perfectibilidad.

Etapa de Definición (D)/Factibilidad

PEMEX deberá remitir a la SENER, a la CNH y al comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD3) de la etapa de Definición (D)/Factibilidad.

El documento soporte de decisión de la etapa de Definición (D)/Factibilidad (DSD3), deberá garantizar el diseño final del proyecto.

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

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

DSD3 exploración	DSD3 explotación
I. Resumen ejecutivo. a. Objetivos y alcance del proyecto. b. Estrategias consideradas c. Recomendaciones	I. Resumen ejecutivo. a. Objetivos y alcance del proyecto. b. Ubicación geográfica. c. Estrategias consideradas. d. Recomendaciones
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición.	II. Objetivos y alcance de la etapa de definición.
III. Introducción.	III. Introducción
IV. Perforación de pozos delimitadores.	IV. Motivo y justificación del proyecto.
V. Pruebas adicionales de pozos registros, toma de núcleos, caracterización de fluidos y yacimiento.	V. Efectos de no realizarse el proyecto.
VI. Descripción del yacimiento descubierto a. Aspectos técnicos b. Identificación y cuantificación de riesgos c. Análisis de riesgo del yacimiento	VI. Objetivo y alcance del proyecto.
VII. Evaluación técnico-económica del yacimiento a. Criterios para evaluaciones económicas b. Indicadores económicos c. Sensibilidades técnicas, económicas y financieras	VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos.
VIII. Descripción del yacimiento delimitado y caracterizado. a. Aspectos técnicos b. Descripción geológica y de ingeniería	VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural.
IX. Evaluación técnico-económica del yacimiento caracterizado y delimitado.	IX. Modelo geológico.

Conceptos Generales

<p>X. Programa para efectuar el registro de identificación de riesgos técnicos y operativos indicando el plan de mitigación de los mismos.</p>	<p>X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción.</p>
<p>XI. Programa de adquisición de información adicional.</p>	<p>XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Comportamiento del o los yacimientos b. Comportamiento de los pozos
<p>XII. Plan de desarrollo de el/los yacimientos caracterizados y delimitados, indicando los costos asociados a los mismos.</p>	<p>XII. Productividad de pozos</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Análisis de los pozos b. Monitoreo de pozos
<p>XIII. Uso de prácticas de mejoramiento del valor (PMVs).</p>	<p>XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Aspectos técnicos b. Justificación del mejor escenario integral de explotación. c. Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación
<p>XIV. Administración del conocimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Lecciones aprendidas b. Mejores prácticas c. Plan de brechas de competencias 	<p>XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación.</p>
	<p>XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Plan integral de explotación <ul style="list-style-type: none"> ▪ Estrategia de explotación ▪ Desarrollo inicial ▪ Plataforma de producción ▪ Declinación ▪ Abandono ▪ Monitoreo de explotación del yacimiento ▪ Tecnología a utilizar b. Ingeniería básica y de detalle de pozos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Programa direccional ▪ Programa de fluidos ▪ Programa de 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 c. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos d. Ingeniería básica de instalaciones <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 e. Plan de construcción y/o adecuación de

Conceptos Generales

	<p>infraestructura</p> <ul style="list-style-type: none"> f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie g. Plan de mitigación de riesgos h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono i. Planes detallados para la administración j. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad k. Costos de inversión, operación y mantenimiento l. Programa de erogaciones <ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos de inversión, operación y mantenimiento ▪ Programa de erogaciones m. Derechos n. Guías para el control del proyecto
	<p>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Estructura de precios b. Consideraciones y premisas c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo, antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC) d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios e. Riesgos mayores y plan de manejo f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres
	<p>XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 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 b. Programas para la gestión y el 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 c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental d. Estudios de sitio: marino y terrestre e. 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 f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales
	<p>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</p>
	<p>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)</p>
	<p>XX. Administración de conocimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Lecciones aprendidas b. Mejores prácticas c. Plan de brechas de competencias.

TABLA II. 4 ELEMENTOS DE LA FASE VCD-D

Fuente: CNH

CAPÍTULO III

MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

El proceso de valuación es para determinar valor. La evaluación comercial de un proyecto es un proceso por el cual el valor de una inversión en proyectos existentes y planeados de recuperación de petróleo se determina. Estos resultados son usados para tomar decisiones de inversión de fondos para el desarrollo de dicho proyecto. Basados en un robusto análisis comparativo económico de todas las alternativas disponibles, la compañía continúa a hacer decisiones racionales de inversión para maximizar el valor de las acciones. Los resultados pueden ser usados también para sustentar divulgaciones públicas sujetas a requerimientos regulatorios.

La industria petrolera tiene ciertas características en su economía, que se deben tomar en cuenta para realizar una buena evaluación económica:

- Tiene un flujo de caja intensivo: grandes proyectos que involucran flujos de caja substanciales.
- Grandes periodos de tiempo entre las inversiones y la ganancia resultante.
- Las decisiones tomadas en ambientes de gran incertidumbre y riesgo.
- Los factores técnicos interactúan con los económicos en una forma compleja.
- La estructura de los impuestos y los contratos son muy particulares.
- Los costos operativos incrementan con el tiempo mientras en otras industrias típicamente declinan.

Para una evaluación de proyecto serán necesarias un perfil de producción y flujos de efectivo; el tiempo de integración de éstos dos nos darán un estimado de cantidades comerciales y una futura ganancia neta. La estimación de valor está sujeta a la incertidumbre relacionada no solo a las incertidumbres inherentes al volumen de petróleo en el yacimiento y a la eficiencia del programa de recuperación, pero también a los precios del producto, las inversiones y los costos de operación, y los tiempos de implementación.

Las evaluaciones de recursos petroleros requieren un grupo multidisciplinario que deben usar toda la información relevante, datos e interpretaciones.

La evaluación económica de proyectos es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos.

Considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente de los mismos.

Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

Matemáticamente se vería expresado así:

$$\text{Ingresos-Costos de operación- inversiones}=\text{flujo de efectivo}$$

$$\text{Flujo de efectivo descontado}=\text{flujo de efectivo @ tasa de descuento}$$

Donde los ingresos se calculan con el volumen de producción y su precio y los egresos incluyen regalías, costos de operación, inversiones e impuestos.

Definiremos algunos conceptos referentes a las evaluaciones económicas realizadas a los proyectos petroleros:

- *Volúmenes de producción*: estos valores son estimados a partir de una extrapolación de la ejecución en el pasado, utilizando un simulador o ecuaciones matemáticas.
- *Precios*: es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.
- *Regalías*: es el valor deducido de la utilidad, la cual usualmente no tiene obligación de cubrir gastos de producción y se deduce directamente de la utilidad bruta.
- *Gastos operativos*: son los costos de producir y mantener una propiedad día a día. Son deducidos de la utilidad bruta a fines de declaración de impuestos.
- *Capital*: son inversiones de perforación, exploración, equipos y facilidades. Se clasifican en tangibles e intangibles. La depreciación de capital es utilizada para los cálculos de impuestos:
 - *Tangible*: compras de equipos, unidades de bombeo, tuberías, compresores, etc.
 - *Intangible*: tasa de perforación, lodos, químicos, registros, etc.
- *Impuestos*: son un mecanismo de recolección de recursos aplicado por los gobiernos de los países. Se aplica en forma de un porcentaje aplicado al resultado de la utilidad operativa menos la depreciación del capital.

Las fórmulas para calcular algunos de los datos anteriores, se muestran a continuación:

$$\text{Utilidad bruta} = \text{Volúmen de producción} \times \text{Precio}$$

$$\text{Utilidad operativa} = \text{Utilidad bruta} - \text{Regalías} - \text{Costos}$$

$$\text{FCAI} = \text{Utilidad operativa} - \text{Inversiones de capital}$$

$$\text{Utilidad sujeta a impuesto} = \text{Utilidad Operativa} - \text{Depreciación}$$

$$\text{Impuesto a pagar} = \text{Utilidad sujeta a impuesto} \times \text{Tasa de impuesto}$$

$$\text{FCDI} = \text{FCAI} - \text{Impuesto a pagar}$$

Ahora especificaremos algunos de los puntos mencionados anteriormente:

Precios

Como mencionamos, es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

Algunos de los factores que influyen en el precio del petróleo son:

- Calidad del hidrocarburo
- Política
- Cargos de transporte
- Proximidad al mercado

- Suministro disponible

Los precios del petróleo son típicamente determinados aplicando un desplazamiento a un crudo marcador:

- Cesta OPEP
 - Algeria's Saharan
 - Indonesia's Minas,
 - Nigeria's Bonny Light,
 - Saudi Arabia's,
 - Arab Light,
 - Dubai's Fateh,
 - Venezuela's Tia Juana Light,
 - y Mexico's Isthmus.
- West Texas Intermediate
 - Alta calidad
 - 36.6 °API
 - Liviano
 - Dulce
 - Refinado en EUA
- Brent Blend
 - Mar del Norte
 - 38.3 °API
 - Consumido principalmente en Noreste de Europa
 - Liviano
 - Dulce

Gastos

Pueden ser:

- Variable (\$/bbl, \$/mcf)
- Por pozo (\$/pozo/mes, \$/pozo/año)
- Fijos (\$/mes, \$/año)

Los factores que pueden impactar los costos son:

- Tipo de producto: petróleo o gas
- Requerimiento de producción artificial
- Manejo de H₂S
- Distancia hasta el complejo de procesamiento
- Producción en tierra o costa fuera
- Locaciones remotas
- Profundidad de la zona de terminación
- Madurez del pozo
- Alta producción de agua

Dentro de los gastos, existen los gastos desembolsables, que son:

- Servicios a pozos (costo fijo): reparaciones a pozos, abandono, reemplazo de líneas de flujo y de transferencia de producción antes de la estación de flujo, reemplazos de tuberías de revestimiento de pozos de producción, reparación de motores en unidades de bombeo, etc.
- Costos de producción (costo variable): costo asociado al mantenimiento y extracción de un barril de petróleo del yacimiento, se establece incluyendo un indicador de \$/bbl para la segregación asociado al campo. (costo de producción)
- RaRc (costo fijo): cambio de intervalo en otro yacimiento superior con la perforación original, los costos de disparo y otras operaciones relacionadas con la nueva zona productora serán capitalizados (si la operación no aumenta las reservas desarrolladas), cambio de intervalo en otro yacimiento superior mediante perforación direccional y con aumento en las reservas desarrolladas recuperables, los costos inherentes a perforación del nuevo pozo (desviado) serán cargados a gastos.
- Estimulaciones (costo fijo): primer ciclo de inyección de vapor. Por ser prueba de factibilidad para un pozo nuevo o en producción, es necesario determinar las condiciones del pozo y su reacción ante la inyección, debe presupuestarse como gastos por inyección de vapor. Estimulación a zonas de producción.
- Instalaciones/equipos (costo fijo): reemplazo de un tanque estación de flujo, si no constituye un aumento en tamaño o capacidad, si lo constituye se capitaliza la diferencia entre el nuevo y el tanque original. Reemplazo de unidades de bombeo (balancines), si no constituye un aumento en tamaño o en capacidad en cuyo caso se capitaliza la diferencia entre el nuevo motor y el original.
- Sísmica (costo fijo): estudios topográficos, geológicos, geofísicos, derechos de paso, daños causados por cuadrillas, etc., en áreas no probadas; procesamiento de los datos obtenidos de los trabajos sismográficos, reprocesamiento de los datos, etc. Para fines corporativos, se cargan a gastos en el año en que se incurren y se establece el correspondiente impuesto diferido. Para fines fiscales se considera inversión capital y se amortiza su costo por el Método de Unidad de Producción con base en las reservas totales remanentes probadas, más la producción total del año.

Inversión

Es la cantidad de dinero invertido en nueva exploración, desarrollo de proyectos de perforación, equipos y facilidades. Se clasifican en:

- Tangible: compras de equipos, unidades de bombeo, tuberías, compresores, etc. El capital de este tipo es depreciado a lo largo del tiempo.
- Intangible: tasa de perforación, lodos, químicos, registros, etc. No tienen valor de salvamento.

Depreciación

Es la pérdida de valor de un activo físico con el paso del tiempo. Con la posible excepción de la tierra esta consideración es característica de todos los activos físicos.

La depreciación disminuye la utilidad sujeta a impuesto al cargar parte de este costo a la utilidad de cada año.

$$Utilidad\ sujeta\ a\ impuesto = Utilidad\ Operativa - Depreciación$$

Los métodos de depreciación son:

- Línea recta
- Balance de declinación
- Unidad de producción

Línea recta: deduce un incremento igual cada año a lo largo de la vida de la propiedad.

Ejemplo:

Inversión inicial: \$100000

Vida útil: 10 años

Cantidad de depreciación: 100000\$/10 años

10000\$ anual por 10 años

Se pueden depreciar por este método:

- Instalaciones sistema operacionales:
 - Recuperación secundaria (plantas principales, líneas troncales, sistema de recolección en inyección, instalaciones adicionales)
 - Plantas de inyección de vapor
 - Sistemas artificiales de producción (instalaciones, equipos)
 - Conservación y utilización del gas (recolección y distribución)
- Oleductos terminales
- Instalaciones edificios industriales
- Telecomunicaciones
- Equipo de computación seguridad
- Otros

Balance de declinación: la depreciación anual es calculada a 20% de la tasa de la línea recta y se aplica al balance no depreciado de la inversión.

Inversión inicial: 100M\$

Vida útil: 10 años

Año uno	$100 \cdot 0.20$		\$20.00
Año dos	$(100-20) \cdot 0.20$	$80 \cdot 0.20$	\$16.00
Año tres	$(80-16) \cdot 20$	$64 \cdot 0.20$	\$13.00
Año cuatro	$(64-13) \cdot 20$	$51 \cdot 0.20$	\$10.20
Año cinco	$(51-10.20) \cdot 20$	$40.8 \cdot 0.20$	\$8.16
Año seis	$(40.8-8.16) \cdot 20$	$32.64 \cdot 0.20$	\$6.53
Año siete	$(32.64-6.53) \cdot 20$	$26.11 \cdot 0.20$	\$5.22
Año ocho	$(26.11-5.22) \cdot 20$	$20.89 \cdot 0.20$	\$4.18
Año nueve	$(20.89-4.18) \cdot 20$	$16.71 \cdot 0.20$	\$3.34
Año diez	$(16.71-3.34) \cdot 20$	$13.37 \cdot 0.20$	\$2.67

TABLA III. 1 EJEMPLO DE BALANCE DE DECLINACIÓN

El balance restante se maneja como valor de salvamento.

Unidad de producción: este tipo de depreciación es usado para depreciar equipos que tienen una vida útil controlada por la predicción de las reservas. Esta cantidad debe ser deducida cada año y puede ser expresada como:

$$\text{Costo o balance} - \text{Depreciación} * \left(\frac{\text{Producción anual}}{\text{Reservas remanentes}} \right)$$

Inversión inicial: 1000M\$

Reservas: 200MMbbls

Año	Producción anual	Reservas remanentes	Prod anual/res rem	Depreciación anual	Balance de la depreciación
1	50	200	0.250	250	750
2	40	150	0.267	200	550
3	30	110	0.273	150	400
4	20	80	0.250	100	300
5	10	60	0.167	50	250

TABLA III. 2 EJEMPLO DE UNIDAD DE PRODUCCIÓN

Se pueden depreciar por este método:

- Perforación exploratoria
- Perforación de desarrollo (verticales, horizontales, inclinados)
- Perforación de avanzada (verticales, horizontales, inclinados)
- Sísmica
- RaRc
- Instalaciones de producción (plataformas, instalaciones)

Impuestos

Cabe destacar que cualquier actividad que genere ganancias, casi universalmente paga impuestos a un gobierno. Los impuestos se pagan usualmente a nivel corporativo y se basa en la rentabilidad de la corporación. Los impuestos son calculados sobre la utilidad sujeta a impuestos y una tasa de impuestos aplicable.

Escalación e inflación

Inflación es frecuentemente la consecuencia de que la sociedad gaste más allá de la capacidad de producir.

Escalación es utilizada para predecir el valor futuro de un precio o costo por encima de la tasa de inflación, esto puede ocurrir por efectos excepcionales de demanda y suministro en una región específica para bienes específicos o servicios.

Tanto la inflación como la escalación son usadas para estimar como los precios de los productos cambiarán y cuanto costarán el capital y los costos en el futuro.

La suma de los flujos de efectivo descontados es el valor presente neto. Cuando el VPN>0 el proyecto genera valor económico.

3.1 PROCESOS DE EVALUACIÓN

Existen diferentes métodos para realizar una evaluación económica, algunos de éstos serán descritos en el siguiente cuadro.

Análisis	Descripción	Comentarios
A. Flujos de efectivo	Método estándar de evaluación económica con base al cálculo del Valor Presente Neto de los flujos de efectivo.	Recomendado para proyectos que recuperen nuevas reservas o que reclasifiquen reservas existentes* (no afecta nada existente)
B. Análisis incremental	Cálculo del Valor Incremental generado por un proyecto (es decir, la diferencia entre el valor con la inversión adicional y el valor sin inversión adicional)	Conveniente para los proyectos que aceleran o incrementan volumen de producción o reducen costos en el corto plazo** (ductos, compresores, tanques, reparaciones)
C. Análisis Monte Carlo	Modelo probabilístico para estimar el Valor Monetario Esperado tomando en consideración la distribución de la probabilidad de los parámetros clave (reservas, producción, costos de inversión)	Sugerido únicamente para evaluar propuestas de inversión con componente de riesgo (proyectos de exploración)
D. Costo mínimo	Cálculo de costo requerido para cumplir con estándares institucionales o legales de Pemex o dependencias gubernamentales	Adecuado para proyectos de seguridad industrial, normatividad ecológica, capacitación de personal, entre otros, que implica una inversión para cumplir con normas o estándares

TABLA III. 3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

*Incluye reservas desarrolladas no explotadas

**Algunos pueden alterar las reservas que pueden ser explotadas (v.gr. proyectos que reducen costos de operación y por lo tanto, puede extender el punto en el que se alcanza el límite económico)

Nota: Cabe aclarar que la evaluación económica puede hacerse por un equipo o por el conjunto de ellos dependiendo de la definición de unidad de inversión.

Antes de describir el método de flujo de efectivo debemos comentar ciertos antecedentes. Éste método tiene dos elementos principales:

- Valor del dinero en el tiempo
- Indicadores económicos

El primero es un concepto que se refiere al hecho de que un peso en el futuro vale menos que un peso hoy. También se considera que la inflación disminuirá el valor del dinero. Este concepto es aplicado a través de los procesos de “composición” y “descuento”.

Composición: refiere el movimiento de un valor presente hacia un valor futuro en el tiempo:

$$VF = VP (1 + i)^n$$

Donde:

- VF= valor futuro
- VP= valor presente
- i= tasa de interés anual
- n= número de años

Descuento: refiere al movimiento de un valor futuro hacia un valor presente en el tiempo:

$$VP = VF \left(\frac{1}{(1 + i)^n} \right)$$

Donde:

- VF= valor futuro
- VP= valor presente
- i= tasa de interés anual
- n= número de años

Por ejemplo, si usted tiene \$100, invertidos en un banco al 10%

¿Cuánto tendrá al final de un año?

$$VF = 100x(1 + 0.10)^1 = \mathbf{\$110}$$

¿Al final de dos años?

$$VF = 110x(1 + 0.10)^1 = \mathbf{\$121}$$

$$VF = 100x(1 + 0.10)^2 = \mathbf{\$121}$$

¿Al final de tres años?

$$VF = 121x(1 + 0.10)^1 = \mathbf{\$133}$$

$$VF = 100x(1 + 0.10)^3 = \mathbf{\$133}$$

También tenemos este otro ejemplo

Si usted va a invertir \$100, en un banco al 10%

¿Cuánto tendrá al final de un año?

$$VP = \frac{100}{(1 + 0.10)^1} = \mathbf{\$91}$$

¿Al final de dos años?

$$VP = \frac{91}{(1 + 0.10)^1} = \$83$$

$$VP = \frac{100}{(1 + 0.10)^2} = \$83$$

¿Al final de tres años?

$$VP = \frac{83}{(1 + 0.10)^1} = \$75$$

$$VP = \frac{100}{(1 + 0.10)^3} = \$75$$

A. Flujos de efectivo (Descripción del cálculo del Valor Presente Neto)

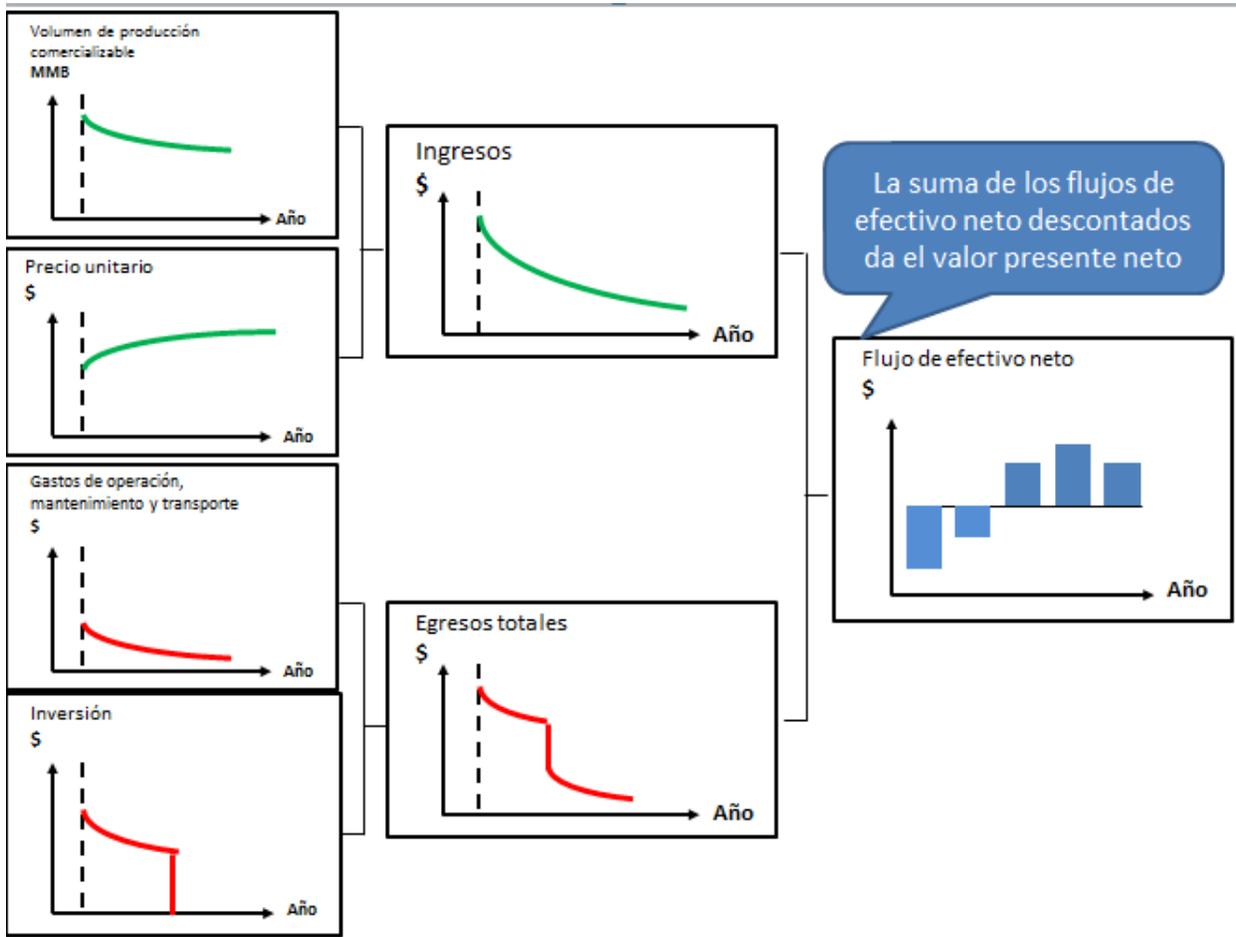


ILUSTRACIÓN III. 1 MÉTODO DE FLUJO DE EFECTIVO

Fuente: Schlumberger

El cálculo del VPN considera el costo de oportunidad del dinero en el tiempo, para estimar el valor actual de los flujos de efectivo. Para que un proyecto sea rentable, el valor presente neto debe ser mayor a cero.

Fases para el cálculo de los flujos de efectivo

	1. Estimación de recursos	2. Perfil de producción e ingresos potenciales	3. Inversiones necesarias*	4. Costos operativos*	5. Flujos de efectivo descontados
Actividades	Estimar (corroborar) recursos en base a información disponible (análisis geológicos y petrofísicos de producción, etc.)	Estimar perfil de producción para la vida útil del proyecto: gasto de producción, producción máxima, tasa de declinación, etc. Definir precios futuros del hidrocarburo a producir (premisa corporativa)	Definir todas las inversiones necesarias (y sólo las necesarias) para capturar el valor económico de la producción: estudios exploratorios, infraestructura, perforación, otras.	Calcular los costos operativos del proyecto**: Mano de obra, transporte, mantenimiento, materiales, servicios generales.	Calcular los flujos de efectivo (ingresos menos costos operativos en efectivo e inversión) Descontar flujos de efectivo dada una tasa de descuento (permisa corporativa)
Productos finales	Recursos estimados y clasificados	Ingresos estimados	Costo de inversión para cada periodo del proyecto	Costos operativos para cada periodo del proyecto	VPN como suma de los flujos de efectivo descontados.

TABLA III. 4 FASES DEL FLUJO DE EFECTIVO

*No incluye costos hundidos

**Incluye solo costos en efectivo

Definición de flujo de efectivo

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

Definición de tasa de descuento

El costo de oportunidad del capital representa el valor del dinero en el tiempo, y se utiliza como tasa de descuento para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente con objeto de hacer comparables flujos que ocurren en distintos puntos en el tiempo. La evaluación económica debe asegurar que el capital es invertido en proyectos que generaran un retorno superior al costo de dicho capital. En el caso de Pemex, adado que el costo de capital depende del gobierno de México, el corporativo define una tasa mínima que permite

hacer comparables los flujos de efectivo que generarán las unidades propuestas y que sirva como filtro para descartar unidades no viables.

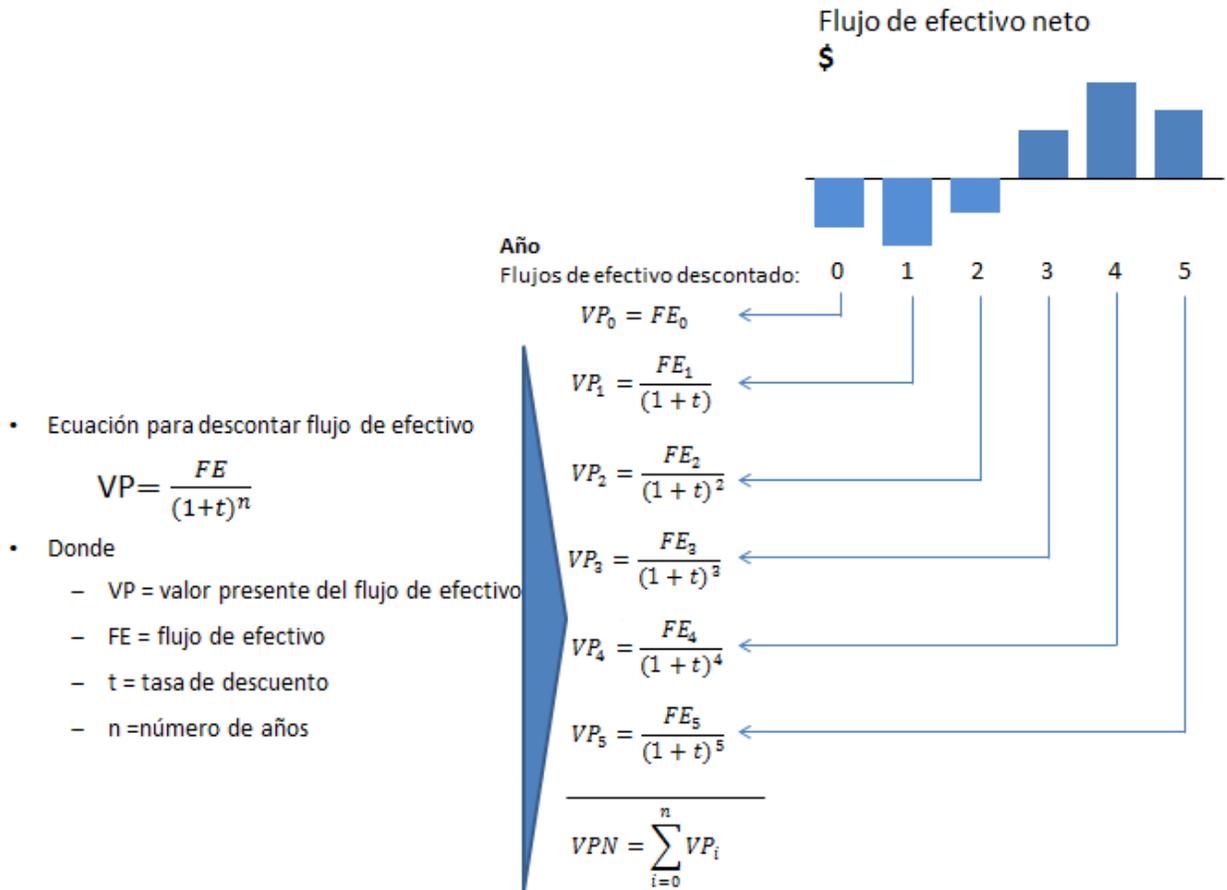


ILUSTRACIÓN III. 2 MÉTODO DEL VALOR PRESENTE NETO

Fuente: Schlumberger

Si: $VPN > 0$ Proyecto rentable
 $VPN = 0$ Mínima rentabilidad
 $VPN < 0$ Se rechaza el proyecto

Existen diferentes métodos de descuento:

- Final del año
Factor de descuento = $\frac{1}{(1+i)^n}$
- Mitad del año
Factor de descuento = $\frac{1}{(1+i)^{n-0.5}}$
- Inicio de año
Factor de descuento = $\frac{1}{(1+i)^{n-1}}$
- Descuento mensual

- Factor de descuento = $\frac{1}{\left(1+(1+i)^{\frac{1}{12}}\right)^n}$

B. Análisis Incremental

Descripción del cálculo del VPN incremental

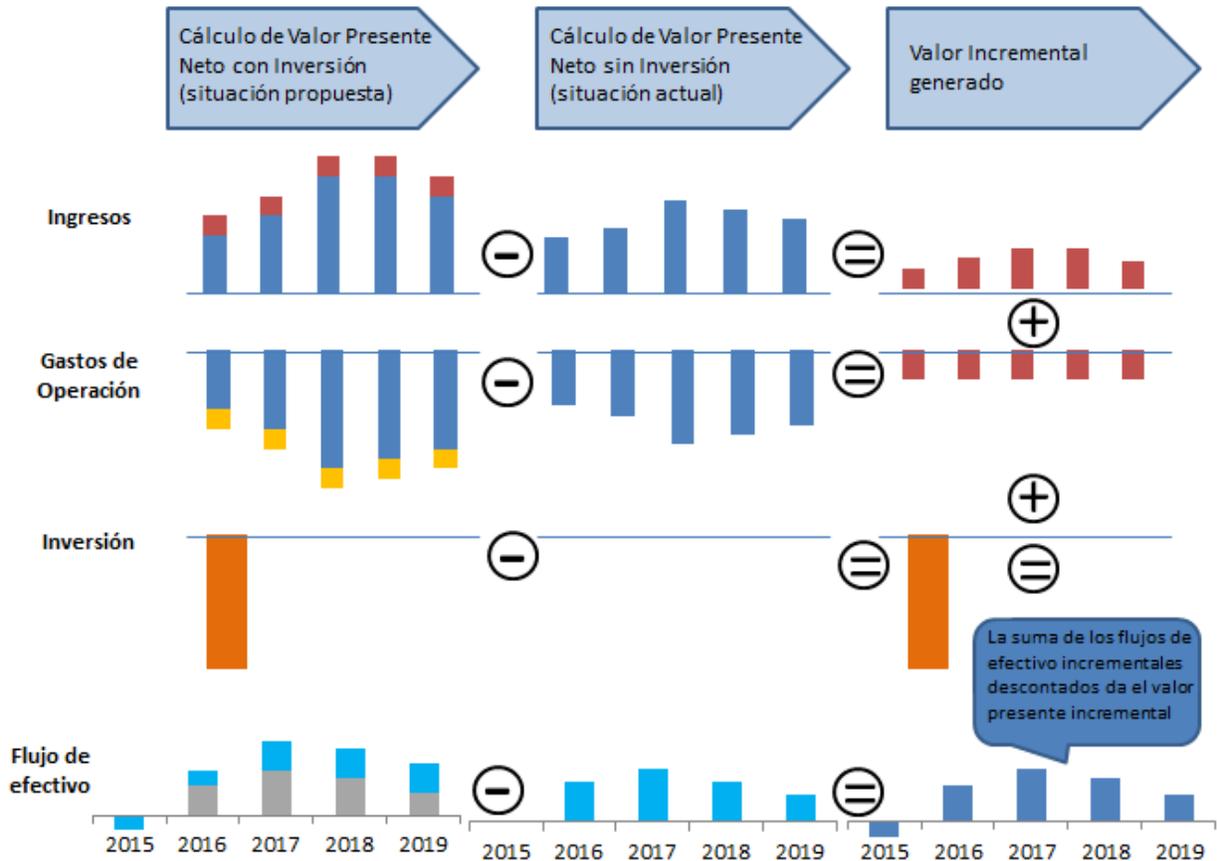


ILUSTRACIÓN III. 3 MÉTODO INCREMENTAL

Fuente: Schlumberger

Cuando se propone una mejora a proyectos existentes que modifican el perfil de producción* o los costos de operación, se crea valor adicional por la diferencia en los flujos esperados. Por lo tanto, el valor presente incremental no corresponde a la valuación de la propuesta total, si no sólo a dicha diferencia.

*No incluye costos hundidos.

**La mayoría de los proyectos no aumentan las reservas totales

Fases para el análisis incremental

	1. Cálculo de flujo de efectivo sin inversión	2. Cálculo de flujo de efectivo con inversión	3. Flujo de efectivo incremental por inversión
Actividades	Realizar las fases descritas en el cálculo de valor presente neto bajo el supuesto de no llevar a cabo el proyecto de inversión* (con base)	Realizar las fases descritas en el cálculo de valor presente neto bajo el supuesto de llevar a cabo el proyecto de inversión* (caso propuesto), identificando: incrementos en producción, disminuciones en costos operativos, incremento en el valor del dinero en el tiempo	Calcular el flujo de efectivo incremental restando al flujo de efectivo con inversión el flujo de efectivo sin inversión. Calcular el valor presente del flujo de efectivo incremental.
Productos finales	Valor económico sin tomar en cuenta el proyecto de inversión	Valor económico tomando en cuenta el proyecto de inversión	Valor económico del proyecto

TABLA III. 5 FASES DEL ANÁLISIS INCREMENTAL

*A nivel de pozo,campo o Activo según sea conveniente

Estimación de la producción incremental

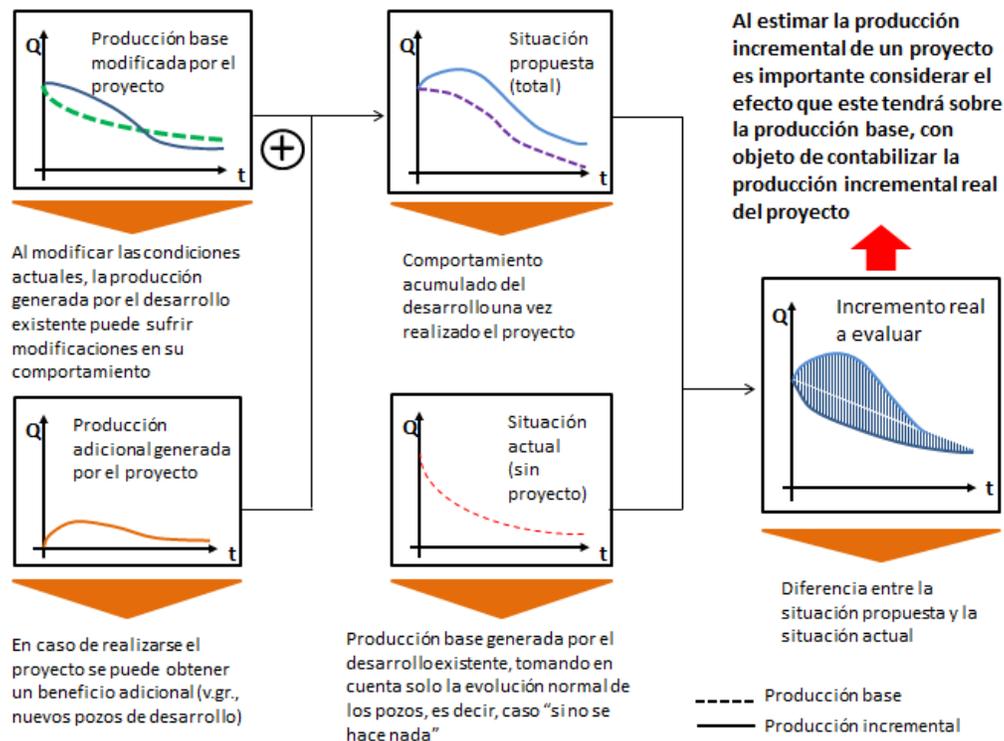


ILUSTRACIÓN III. 4 PROCESO DEL ANÁLISIS INCREMENTAL

Fuente: Schlumberger

C. Análisis Monte Carlo

Evaluación económica con simulación de Monte Carlo

Insumos	Cálculos	Resultados
Determinación de probabilidad de descubrimiento (PDD)	Cálculo de flujos de efectivo y valor económico	Distribución de recursos prospectivos, frecuencia *
Estimación de recursos prospectivos		Distribución de perfiles de producción
Estimación de perfiles de producción		Distribución de VPN, frecuencia. Riesgo económico *
Estimación de inversiones		
Determinación de premisas económicas		

TABLA III. 6 ACTIVIDADES DE LA SIMULACIÓN MONTE CARLO

*Simulación Monte Carlo

Fases para el análisis Monte Carlo

	1.Evaluación del caso base (determinístico)	2.Identificación de principales parámetros de incertidumbre	3.Definición de las distribuciones probabilísticas	4.Incorporación de reglas de decisión **	5.Simulación
Principales actividades	Calcular recursos asociados con el pozo. Estimar el perfil de producción del pozo. Calcular gastos de operación, mantenimiento, y transporte. Determinar costos para información necesaria (sismología, estudios). Estimar costos de perforación y terminación. Estimar instalaciones, ductos e infraestructura necesaria.	Identificar cuáles son las variables que afectan más el valor económico	Definir distribuciones probabilísticas para las principales variables. Utilizar información histórica, conocimiento y experiencia para establecer las distribuciones probabilísticas más adecuadas	Incorporar premisas y reglas de desarrollo del campo según resultado del pozo	Llevar a cabo simulaciones para obtener el valor monetario esperado
Productos finales	Valor económico sin incluir incertidumbre	Conjunto de variables con comportamiento probabilístico a incorporar al modelo. Análisis de sensibilidad de las variables incorporadas	Modelo preliminar con capacidad de simulaciones Monte Carlo	Modelo de simulación Monte Carlo con criterios de decisión	Valor Monetario Esperado

TABLA III. 7 FASES DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO

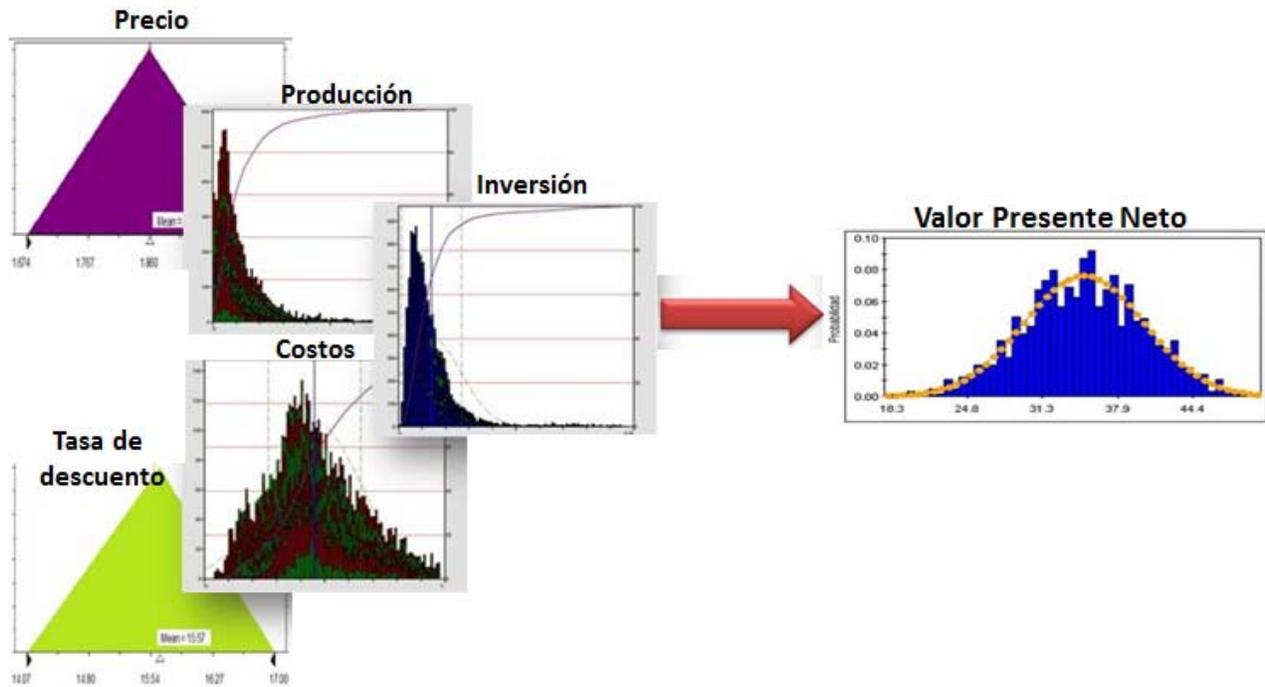


ILUSTRACIÓN III. 5 PROCESO DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO

Fuente: Schlumberger

D. Costo mínimo

Niveles estándar a cumplir

Existen proyectos que implican gastos para cumplir con restricciones internas o externas (legislación, normas). La evaluación de dichos proyectos consiste en determinar el costo mínimo necesario para cumplir con la restricción a cumplir.

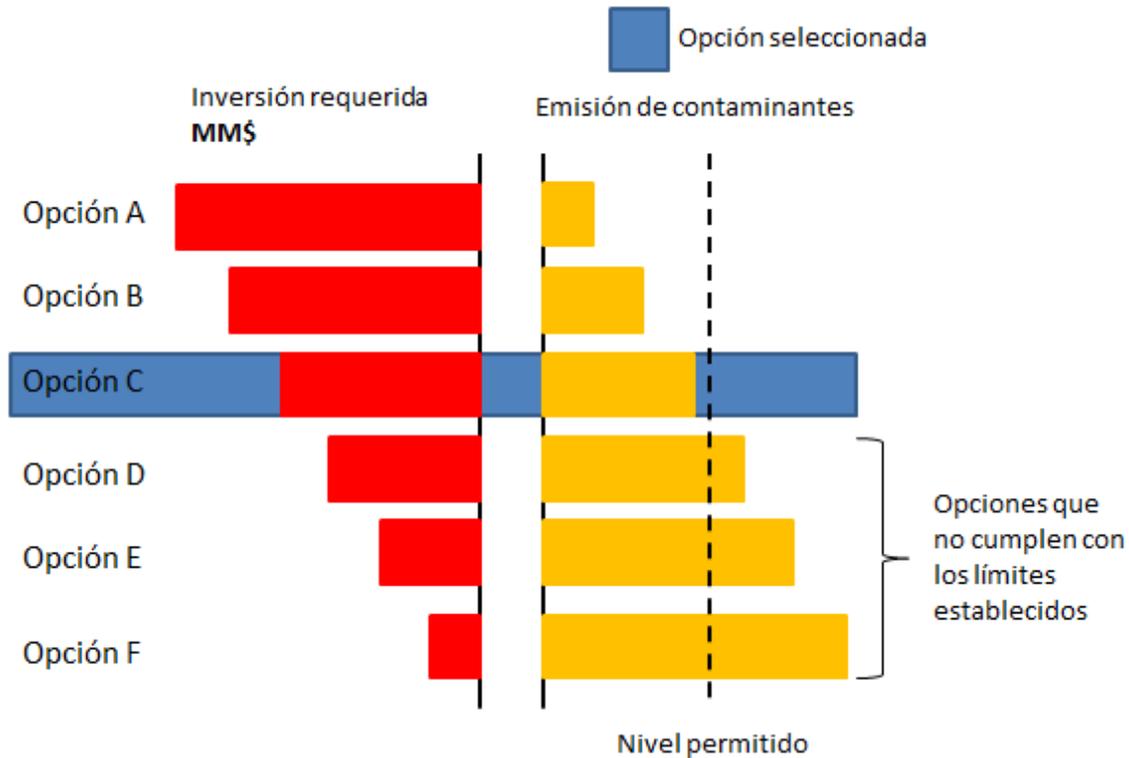


ILUSTRACIÓN III. 6 PROCESO DE SELECCIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN

Fuente: Schlumberger

Definición de proyectos de inversión

Conformación de un proyecto de inversión

El proyecto de inversión tiene dos componentes:

- a) Inversión estratégica.- Unidades de inversión
- b) Inversión operacional:
 - i. Unidad operacional de la cabecera del Activo
 - ii. Unidad operacional de la cabecera del proyecto
 - iii. Unidades operacionales por campo

En el inciso a) tenemos que la inversión estratégica se organiza en unidades de inversión. Las unidades de inversión incluyen todos los elementos necesarios para generar valor económico. Las unidades de inversión se evalúan económicamente para tomar la decisión sobre la asignación de recursos.

Para el inciso b) tenemos que la inversión operacional se encuentra desglosada en unidades operacionales. Las unidades operacionales incluyen todos los elementos necesarios para seguir capturando el valor económico de inversiones pasadas. Las unidades operacionales contienen la producción base.

	Definición	Aplicación
Valor Presente Neto (VPN)	Valor presente de todos los flujos de efectivo	Permite jerarquizar los proyectos propuestos de mayor a menor valor económico
Tasa Interna de Retorno (TIR)	Determinación de la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos positivos (ingresos) con el de los flujos negativos (costos)	Se utiliza para comparar si la tasa de retorno es mayor a la tasa de descuento utilizada por la institución. Permite comparar la rentabilidad de los proyectos
Tiempo de recuperación de la inversión	Número de años necesarios para recuperar la inversión del proyecto, es decir, el momento en que los ingresos acumulados empiezan a ser mayores a las inversiones acumuladas	Se utiliza para determinar si el periodo de recuperación es aceptable para la administración, dadas las características de la industria. Permite comparar los proyectos excluyentes entre sí
Perfil de riesgo	Probabilidad de que un proyecto genere un valor presente negativo	Permite determinar la probabilidad de que un proyecto de alto riesgo (exploración) presente un valor presente menor a cero
VPN/VPI	Valor presente neto dividido entre el valor presente de todas las inversiones	Calcula el número de veces que el proyecto recupera su inversión, con objeto de comparar proyectos de órdenes de magnitud muy diferentes
Precio de equilibrio	Precio del hidrocarburo principal que genera un VPN igual a cero	Estima el precio requerido para cubrir los costos de operación e inversiones

TABLA III. 8 INDICADORES ECONÓMICOS

Definición de Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales) Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero.

- La TIR se obtiene resolviendo para t la siguiente ecuación:

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

- Dónde:
 - FEI = Flujo de efectivo positivo (ingresos)
 - FEC = Flujo de efectivo negativo (costos)
 - t = Tasa de descuento = TIR
 - i = Año
 - n = Número de años

ILUSTRACIÓN III. 7 CÁLCULO DE LA TIR

Definición de tiempo de recuperación de la inversión

Para determinar el número de años necesarios para recuperar la inversión es necesario acumular los flujos de efectivo neto del proyecto hasta que sumen cero. El tiempo de recuperación de la inversión puede ocurrir en cualquier momento de un año.

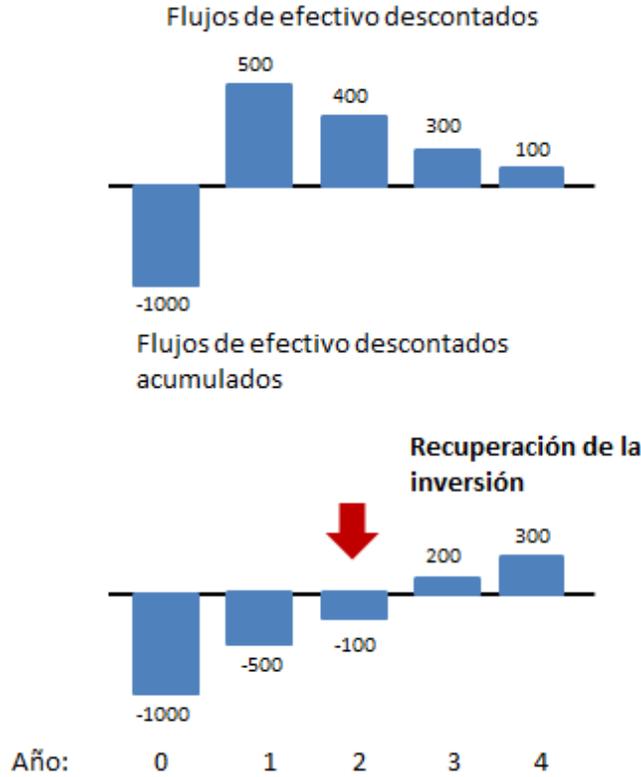


ILUSTRACIÓN III. 8 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Fuente: Schlumberger

Definición de perfil de riesgo*

El perfil de riesgo indica cual es la probabilidad de que un proyecto presente un valor presente neto menor a cero.

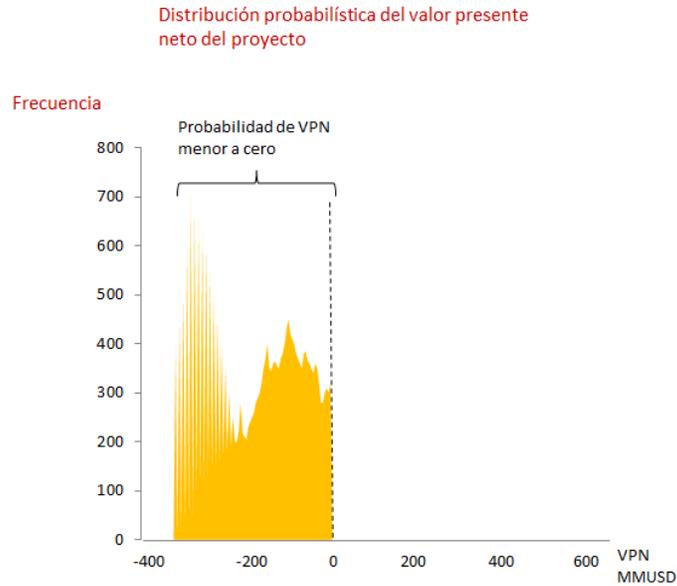


ILUSTRACIÓN III. 9 PERFIL DE RIESGO

Fuente: Schlumberger

El área sombreada en amarillo muestra la probabilidad de un VPN menor que cero.

*Generalmente utilizado para proyectos de exploración. En proyectos de explotación puede realizarse un análisis de sensibilidad de VPN y hacer un “árbol de decisión” con probabilidades supuestas para complementar la estimación del valor económico y determinar la probabilidad de VPN menos a cero.

Definición de Límite Económico

Este es el punto calculado en el tiempo en el que el flujo de efectivo antes de impuestos más alto, se alcanza.

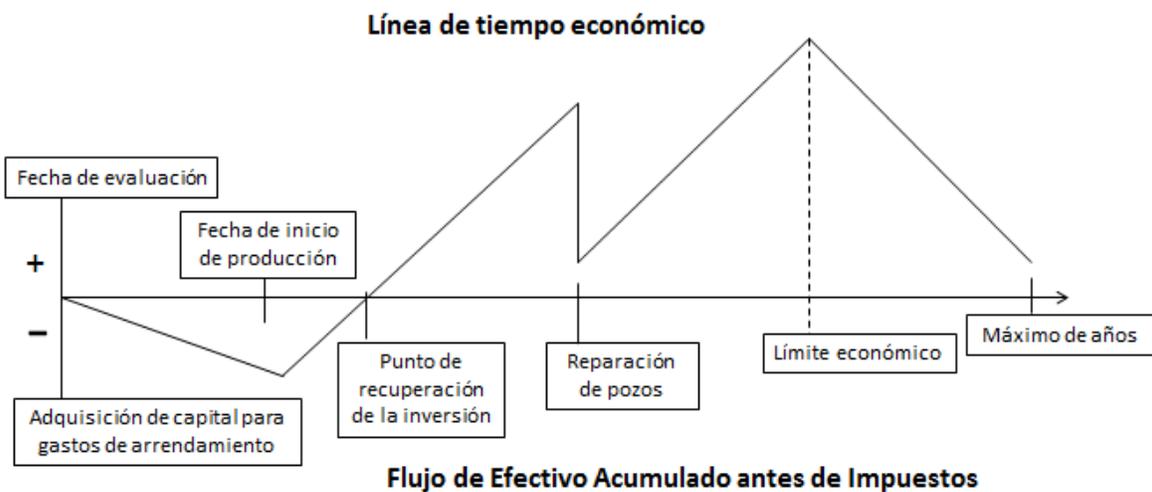


ILUSTRACIÓN III. 10 LÍMITE ECONÓMICO

Fuente: Schlumberger

La PRMS lo define como el gasto de producción en el que el flujo operativo neto de un proyecto es negativo, un punto en el tiempo que define la vida económica de un proyecto. Alternativamente, es el gasto de producción en el que los ingresos netos son iguales a los costos de operación del proyecto. En el caso de operaciones costa fuera, el evaluador debe tomar en cuenta que el estimado de vida de un yacimiento individual no exceda la vida económica de la plataforma en el área que está produciendo varios volúmenes.

Los costos de operación deben ser del mismo tipo de proyección de tiempo del proyecto. Deben incluir sólo los costos que estarán a lo largo de la vida del proyecto.

CAPÍTULO IV

PROCESOS DE SELECCIÓN DE PROYECTOS

El desarrollo de un proyecto de explotación comienza con un prospecto o con una oportunidad por desarrollar. El siguiente paso es el de realizar una evaluación y un análisis de las oportunidades por una evaluación de riesgo, indicadores económicos, factibilidad del proyecto y los desafíos competitivos. Si el proyecto se considera viable a lo largo de las diversas fases de revisión, se debe tomar una decisión acerca de las fuentes de financiamiento para el proyecto. Si el financiamiento está disponible, una decisión final de inversión (FID) puede hacerse. Si la decisión es desarrollar, el diseño de éste se hace y revisa, seguido por el actual plan de ejecución del proyecto y el traspaso a los operadores. En la práctica, para el desarrollo de un gran proyecto de explotación, existen muchos hitos y revisiones que deben completarse antes de la aprobación final de gastar el capital.

La evaluación de un proyecto requiere un número de determinaciones estratégicas, organizacionales y financieras. Todas las compañías de E&P tendrán su propio proceso prioritario para la administración del desarrollo de un proyecto.

En la práctica, la mayoría de las compañías de E&P usan un proceso por etapas-puertas de administración de proyectos. Las puertas son los puntos formales en el proceso de desarrollo donde la aprobación de la gerencia debe ser dada por un continuo trabajo y la asignación de recursos para el proyecto. Las puertas proporcionan oportunidades para los controles de calidad y la revisión de los criterios de aceptación del proyecto. La aprobación de la etapa envuelve varias discusiones tales como:

- Revisión y acuerdos en detalles con los gerentes operativos clave
- Acuerdo en disposición de soporte con los patrocinadores ejecutivos
- Presentación a los equipos de gestión para discusión y compromisos
- Revisiones específicas
- Desempeño en áreas tales como la técnica, seguridad y medio ambiente
- Viabilidad económica
- Recursos humanos necesarios para terminar
- Socio y desempeño del contratante
- Costos de adquisición
- Cuestiones jurídicas y de cumplimiento

La etapa puede ir en dos direcciones: hacia atrás, para determinar si la etapa previa de actividad está terminada satisfactoriamente, o hacia adelante, para determinar si el proyecto está listo para continuar y agrega suficiente valor. La figura muestra una vista simplificada del proceso de etapa-puerta, agrupándolo en cuatro etapas y puertas que llevan al desarrollo real del proyecto. A cada puerta le corresponden una serie de preguntas que están dirigidas por la junta de revisión de la decisión (DRB) y si no se responden satisfactoriamente, la aprobación de la puerta no ocurrirá. Las cuatro etapas son factibilidad, selección, definición y ejecución. Las primeras tres etapas se consideran la carga frontal para el proyecto, y en cualquiera de esas etapas el proyecto puede ser detenido. Una vez que el FID se ha realizado y la ejecución del proyecto comienza, las revisiones de éste continuarán, y los proyectos podrían ser detenidos durante el proceso de ejecución.

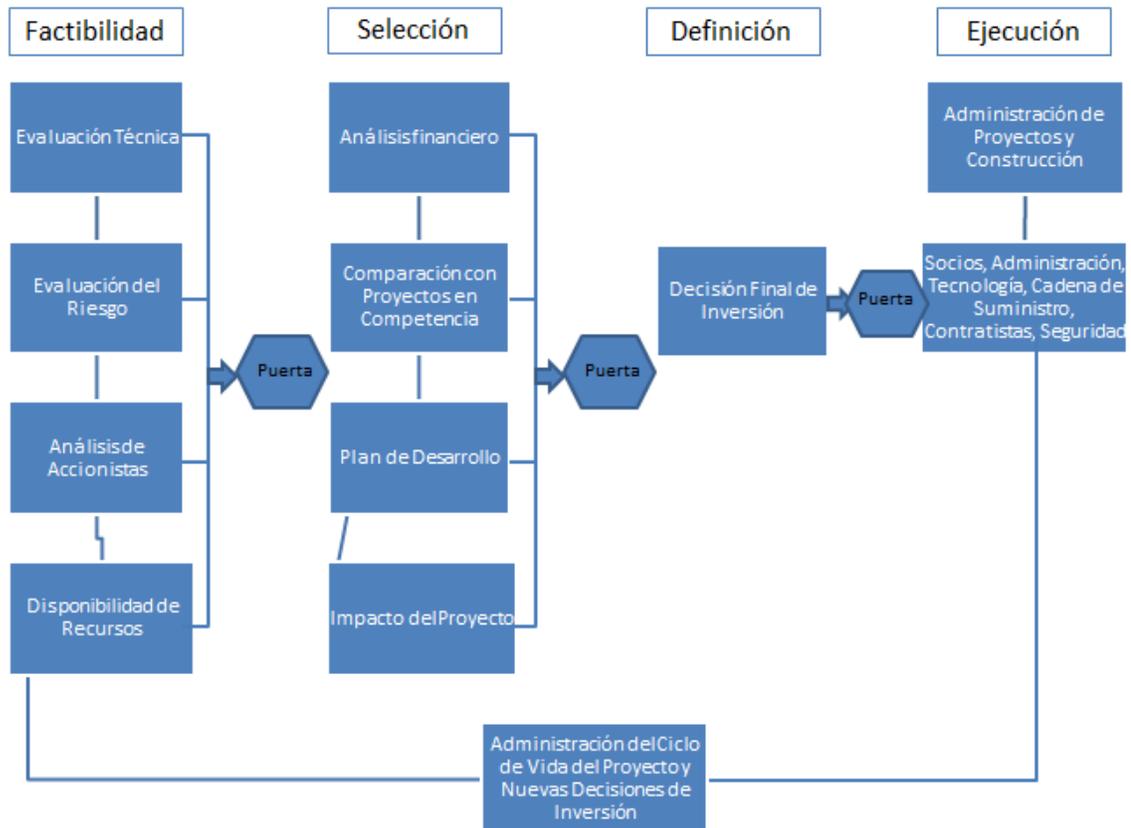


ILUSTRACIÓN IV. 1 ETAPAS DE UN PROYECTO DE DESARROLLO

Fuente: The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance

Preguntas clave para las etapas 1 a la 4 son de la siguiente manera:

1. Factibilidad y evaluación

- ¿El proyecto es técnicamente viable?
- ¿El proyecto está alineado con los accionistas internos y externos?
- ¿Existen otros accionistas clave? y ¿el proyecto está alineado con sus intereses?
- ¿El proyecto requiere un desarrollo combinado (unificación) o una cooperación transfronteriza?
- ¿Cuáles son los factores de riesgos cuantificables o no cuantificables a lo largo del ciclo de vida útil asociados con el proyecto? ¿Son manejables?
- ¿Cuáles son los recursos clave necesarios para el proyecto, y están disponibles?
- ¿El proyecto está alineado con el plan de negocios?

2. Selección

- Análisis financiero detallado: ¿este proyecto cuenta con obstáculos corporativos?
- ¿Cómo funciona este proyecto comparado con otras oportunidades de proyectos?
- ¿Cuáles son los elementos clave para el desarrollo del plan?

- ¿Cómo impactará el proyecto a las comunidades y a los accionistas?
3. Definición
- Decisión final de inversión (FID)- ¿va o no va?
 - ¿Se han examinado a fondo todos los problemas del proyecto?
 - ¿Existen problemas con los accionistas, socios o con el gobierno que no ha sido solucionados?
 - ¿Se han producido cambios sustanciales en la economía del proyecto?
 - ¿Cómo será financiado el proyecto?
 - ¿Se ha terminado el alcance del desarrollo?
 - ¿El diseño está suficientemente detallado?
 - ¿Todas las estimaciones de costos son exactas?
 - ¿Se concluyeron las negociaciones con los contratistas y los proveedores?
 - ¿Se concluyeron las negociaciones con los consumidores potenciales (específicamente para GNL)?

Una vez que la FID se ha tomado, el proyecto pasa al equipo de desarrollo y la ejecución del proyecto comienza. Durante la fase de ejecución habrán revisiones, nuevas preguntas, y ocasionalmente, en proyectos a mitad de su desarrollo serán cancelados o pospuestos. En 2008 y 2009, los precios del petróleo cayeron drásticamente, y muchos proyectos para desarrollo fueron cancelados. La Agencia Internacional de Energía reportó en 2009 que desde Octubre del 2008, más de 20 proyectos planeados de largo plazo de explotación de aceite y gas, que involucraban alrededor de 2 Mb/d de capacidad de producción de aceite, fueron pospuestos indefinidamente o cancelados. De acuerdo con Daniel Yergin, “los precios han caído muy rápido, se ha vuelto un shock en el sistema de suministro...Eso es un clásico-extraordinariamente dramático-ciclo”.

Revisiones en el ciclo de vida del proyecto

Después de que se ha desarrollado un proyecto de un campo de aceite y se ha puesto en manos de los operadores de producción, habrá revisiones regulares del ciclo de vida del proyecto. La siguiente figura muestra el ciclo de vida de un campo de aceite. Una vez que el campo está produciendo, más gastos de capital asociados con el campo se requerirán para extender la vida del campo. Dependiendo de su tamaño y el umbral de la empresa para su revisión, estos gastos llevarán un proceso similar de evaluación al del proceso original para el campo.

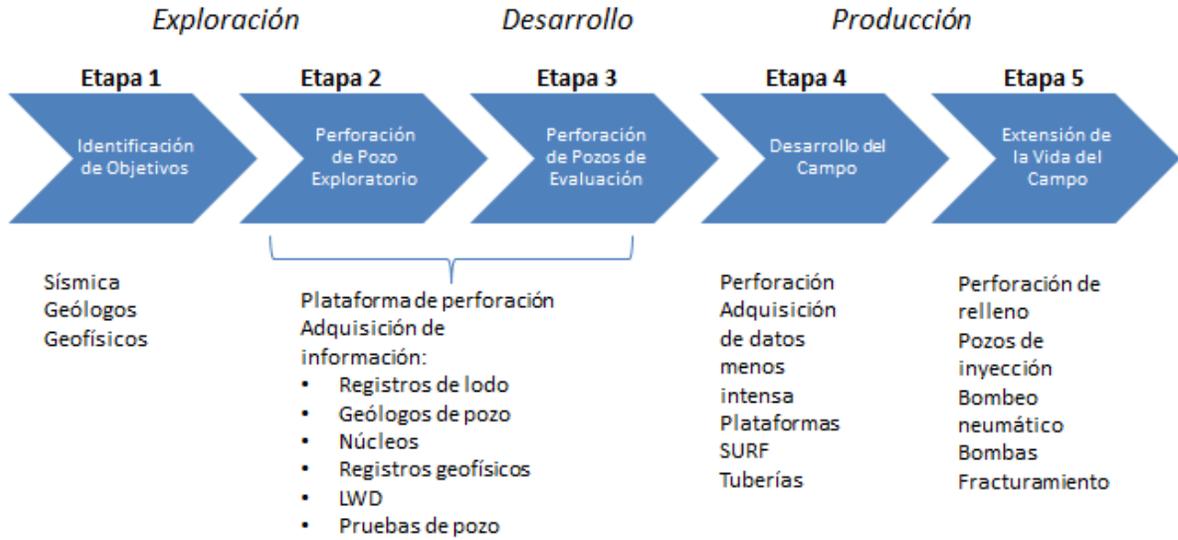
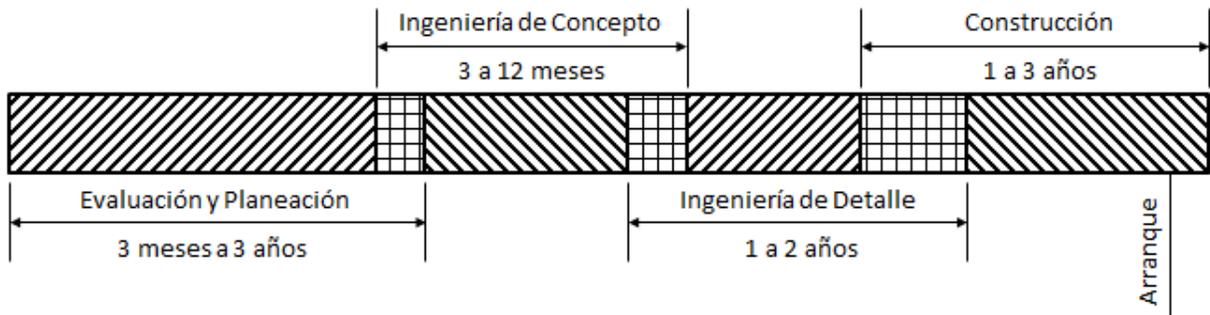


ILUSTRACIÓN IV. 2 CICLO DE VIDA DE UN CAMPO DE ACEITE

Fuente: The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance

La siguiente figura nos muestra que la organización de los tiempo de ejecución y evaluación, entre otros, son esenciales para el óptimo desarrollo del proyecto y también los define.



Tiempo (Etapas de Desarrollo de un Proyecto)

ILUSTRACIÓN IV. 3 TÍPICAS FASES DE UN PROYECTO [ADOPTADO DE CLARK AND LORENZONI (1978)]

Fuente: The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance

Existen diferentes metodologías para seleccionar proyectos, anteriormente en este capítulo hemos revisado una general, pero nosotros nos centraremos en una que integra mucho con lo que comenzó este capítulo: Front End Loading (FEL).

4.1 DEFINICIÓN DE FEL

FEL es el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos del negocio, minimizando las variaciones (producción, tiempo y costo) en los proyectos.

Objetivos del proceso FEL

BP: FEL es el trabajo que es ejecutado con la finalidad de desarrollar un alcance detallado para la definición de un proyecto...el cual minimiza el costo total del capital, mientras mantiene la operabilidad y mantenibilidad requerida de las unidades y minimiza cambios a los alcances del proyecto.

Shell: FEL es un proceso para desarrollo desde los objetivos del negocio hasta la aceptación final de la definición del alcance del proyecto que minimiza el ciclo de tiempo y reduce el costo del proyecto, con el costo mínimo inicial del proyecto alcanza los requerimientos del negocio.

Conoco Phillips: FEL es el proceso a través del cual Conoco Phillips desarrolla los conceptos del negocio en planes detallados para proyectos de capital alcanzando los objetivos del negocio. FEL mejora la predicción de costo y tiempo y reduce el riesgo del negocio en proyectos de capital.

El ciclo de vida de proyectos

Influencia e inversiones

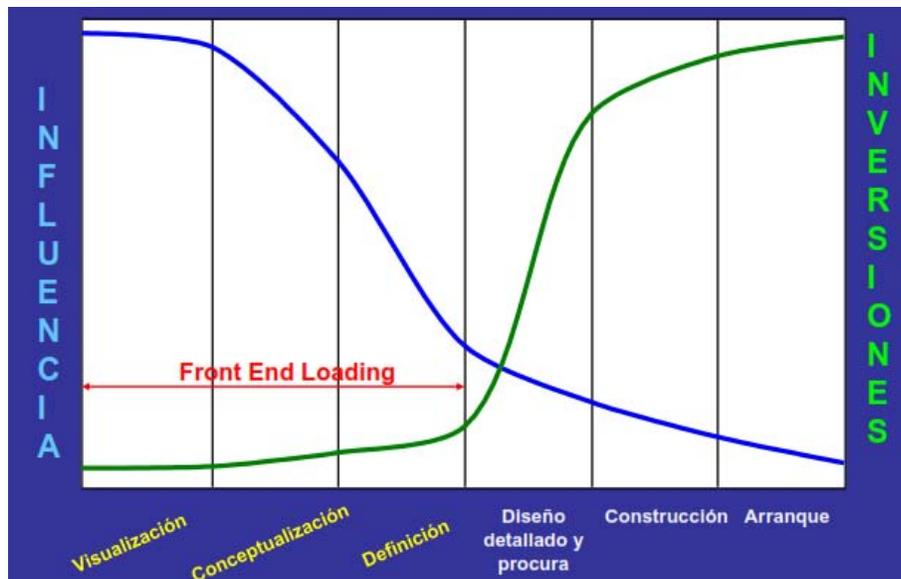


ILUSTRACIÓN IV. 4 MEJOR PRÁCTICA EN LA INDUSTRIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS: FRONT-END-LOADING

Fuente: PEP



ILUSTRACIÓN IV. 5 PROCESO PARA ASEGURAR VALOR

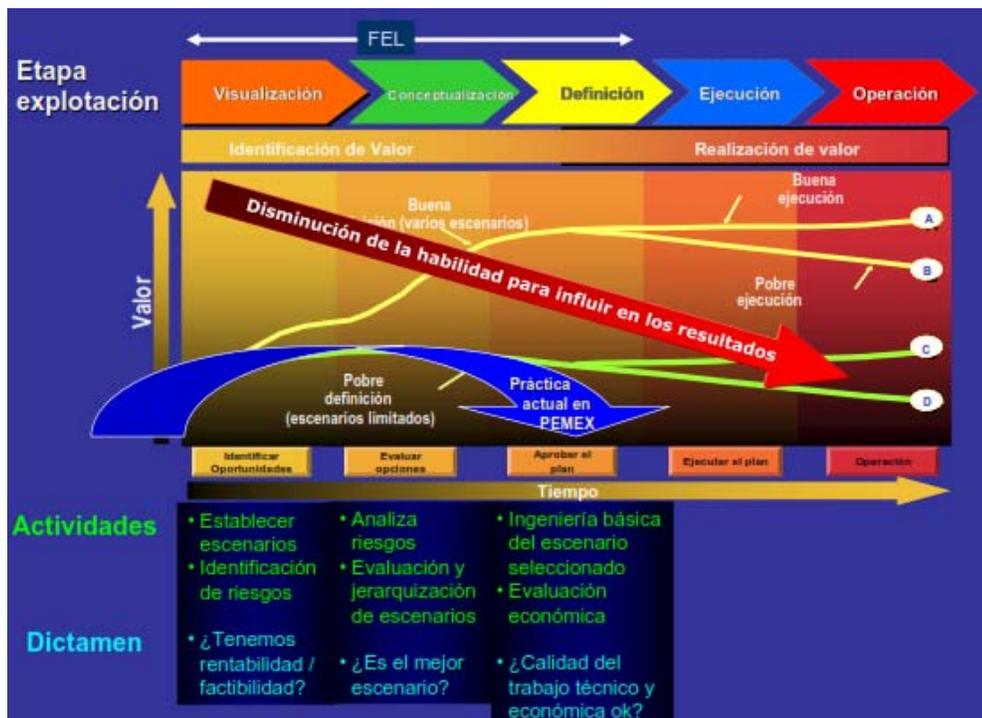


ILUSTRACIÓN IV. 6 FEL EN LA CADENA DE VALOR

Fuente: PEP

La filosofía FEL es una mejor práctica internacional establecida

FEL

BP	Evaluar	Seleccionar	Definir	Ejecutar	Operar
Chevron	Evaluar Oportunidades	Evaluar Alternativas	Desarrollo	Ejecutar	Operar/Evaluar
Exxon Mobil	Valorar	Desarrollo	Validación	Implementación	Operación
Conoco Phillips	Evaluación/ Conceptual	Factibilidad	AFD (Authority for Devt)	EPC/ Inicio	Operación
Shell USA	Desarrollo del concepto	Factibilidad	Alcance	EPC/Inicio	Operación
Texaco	Determinación del Alcance	Plan de Negocios/ Proyección	Definición Comercial y de Ingeniería	Ejecución del Proyecto	Gestión de Operaciones

TABLA IV. 1 PROCESOS FEL DE COMPAÑÍAS

Proceso FEL Shell USA

	Desarrollo del Concepto	Factibilidad	Alcance
Definición	Desarrollo de negocios e instalaciones	Planificación de Proyectos	Definición del proyecto
Financiamiento	Gasto pre-AFE	1-2% del Capital	3-5% del capital
Acumulativo de horas de oficina en casa gastadas	0-5%	5-10%	20-30%
Tipo de Estimado	Escalado o factorizado	Factorizado del costo del equipo	Factorizado y/o toma de cantidades
Duración de la Etapa	1-2 meses	2-3 meses	3-5 meses
Ejemplos de lo que entrega la etapa	Evaluación de negocios estratégicos, selección de tecnología,	Capacidad de diseño, diseño de procesos, plano del sitio	Término de los requerimientos técnicos, construcción detallada por programación

TABLA IV. 2 PROCESO FEL DE SHELL-USA

Proceso FEL de BP

	Evaluar	Seleccionar	Definir
Definición	Determinar la factibilidad del proyecto y alinearlos con la estrategia del negocio	Seleccionar la(s) opción(es) preferidas del proyecto	Alcance final del proyecto, costos y programación; obtener los fondos para el proyecto

Conceptos Generales

Riesgo ponderado en la estimación de costos	+/- 40%	+/- 25%	+/- 10%
Acumulativo de horas de oficina en casa gastadas	1%	5%	20-30%
Objetivo en el rating IPA (4 es el mejor de su clase)	7-10	6.3-7	4.25-5
Duración de la Etapa	7 meses	5 meses	6-7 meses
Ejemplos de lo que entrega la etapa	Lista de acuerdos y una programación estricta, concepto de mercadeo, alcances refinados para oportunidades proyectadas	Estrategias de adquisición y contratación, establecer la capacidad de diseño, acuerdos necesarios de seguridad	Terminar los requerimientos técnicos, terminar las estimaciones y la parte económica.

TABLA IV. 3 PROCESO SHELL DE BP

Proceso FEL KBR

	Evaluar	Seleccionar	Definir
Definición	Identificar y evaluar las alternativas del proyecto	Seleccionar la opción preferida del proyecto	Desarrollar la alternativa seleccionada, alcance final, costo y programa, financiación segura del proyecto
Riesgo ponderado en la estimación de costos	+/- 40%	+/- 25%	+/- 10%
Acumulativo de horas de oficina en casa gastadas	1%	5%	20-30%
Objetivo en el rating IPA (4.25 es el mejor de su clase)	7-10	6-7	4.25-5
Ejemplos de lo que entrega la etapa	Lista de acuerdos y una programación estricta, concepto de mercadeo, alcances refinados para oportunidades proyectadas	PFD's, estrategias de adquisición y contratación, evaluación del sitio, establecer la base/capacidad de diseño	IPL P\$ID's, planos del terreno, terminar las estimaciones y la parte económica, programa detallado, plan de ejecución del proyecto

TABLA IV. 4 PROCESO FEL DE KBR

Beneficios esperados utilizando FEL:

- Mejora del índice de ejecución de programas: 14%
- Mejora del índice operacional: 4%
- Mejora del índice de costos: 17%

Intangibles:

- Minimiza el rediseño del proyecto y cambios al IPC
- Mejor trabajo/interacción de los Activos minimizando sorpresas
- Mejor estimación de costos y pronósticos de producción y de reservas
- Incrementos en la creatividad de escenarios, alternativas evaluadas y de escenarios factibles técnicamente
- Identificación temprana de riesgos y la administración activa de los mismos
- Integrar las oportunidades de alto riesgo y alto retorno en la inversión

A continuación veremos cómo PEMEX, en específico Pemex Exploración y Producción (PEP) aplica el FEL, solo que en este caso se denomina VCD, que significa Visualización-Conceptualización-Definición.

4.2 EL PROCESO VCD DE PEP

El principal objetivo de la aplicación de la metodología VCD en PEMEX Exploración y Producción (PEP), es integrar una Cartera de Proyectos de alta calidad y rentabilidad, asegurando mínimas desviaciones en alcance, tiempo y costo en su ejecución, que permita cumplir cabalmente con las cuotas de producción comprometidas y lograr los objetivos económicos y estratégicos establecidos en su Plan de Negocio, para lo cual PEP ha fijado las líneas de acción que se muestran a continuación:

1. Fortalecer el liderazgo como productor y proveedor de hidrocarburos
2. Integrar cartera de proyectos de alta calidad y rentabilidad
3. Asegurar suficiencia y oportunidad de recursos de inversión
4. Lograr la ejecución eficiente de proyectos
5. Alcanzar niveles internacionales de eficiencia en costos, seguridad y protección ambiental
6. Fortalecer capacidades profesionales y evaluar desempeño en función de generación de valor.
7. Mejorar los términos de relación con la sociedad y el gobierno.

Introducción al VCD-PEP

En general, el proyecto integral de PEP comienza con la realización del VCD de exploración para una oportunidad exploratoria ubicada en una cuenca o área prospectiva, previamente identificada, y documentada en la Cartera de Proyectos y en el Plan de Negocios. El análisis de esta oportunidad se espera que conduzca a una incorporación de reservas asociadas a un yacimiento comercial caracterizado y delimitado. Durante el VCD de Exploración, entre otros, se realiza la captura y evaluación de datos e información, estudios de sísmica 2D y 3D, elaboración de modelos geológicos, simulaciones y perforación de pozos paramétricos (durante la fase de Visualización), exploratorios (durante la

Conceptualización) y delimitadores (durante la Definición), así como evaluaciones de incertidumbres y riesgos, en cada una de estas fases.

Una vez declarado el descubrimiento, se inicia la Visualización de las opciones preliminares de explotación del yacimiento descubierto, sin embargo, la opción de subsuelo a desarrollar se selecciona solo después que se ha completado la caracterización y delimitación inicial del yacimiento y se obtiene información adicional para evaluar todas las opciones visualizadas. Sobre esta opción de subsuelo, se realizan bajo la metodología VCD, la Visualización y la Conceptualización de la Infraestructura y Pozos, con lo cual se contempla la conceptualización de la Mejor Opción Integral de Explotación del Yacimiento o Campo.

Finalmente, esta Mejor Opción Integral, se desarrolla en detalle y se complementa con el diseño básico (Definición) de la Infraestructura y de los pozos de desarrollo, lo cual permite completar la Definición Integral del Proyecto para la explotación comercial del yacimiento. Es entonces cuando se somete finalmente a consideración del Equipo de Autorización de PEP, para su aprobación y obtención de los recursos para su ejecución (ver figura).

El proceso VCD para Proyectos de Optimización de yacimientos o campos en fase de Operación, es el mismo, solo que la Visualización se inicia con la identificación de la oportunidad de mejora en lugar de la delcaración de un descubrimiento.

Una vez aprobado definitivamente el proyecto y obtenidos los recursos necesarios, se inicia la Fase de Ejecución Física del Plan de Desarrollo del Yacimiento, con la construcción de la infraestructura, la perforación de los pozos de desarrollo y la preparación del personal y de los recursos logísticos requeridos para la futura operación comercial. Esta fase es donde se realizan la mayor parte de las inversiones del Plan de Desarrollo y en conjunto con la Definición del Proyecto, puede durar entre 2 y 5 años.

La explotación comercial de un yacimiento, dependiendo de sus características, se estima típicamente con una duración de entre 10 y 30 años. Durante ese periodo, las inversiones son relativamente menores y los gastos son principalmente los relacionados con la operación y el mantenimiento. Igualmente, durante esa fase del proyecto, puede resultar conveniente realizar inversiones en proyectos adicionales tales como optimizaciones, mejoras, ampliaciones, cambio de métodos de producción, reexploración o rejuvenecimiento de yacimientos/campos, perforación interespaciada, entre otros, orientados a aprovechar nuevas oportunidades, maximizar el recobro de hidrocarburos y/o mejorar la rentabilidad del proyecto. Cada uno de estos proyectos debe ser también objeto de un proceso VCD, para su correcta definición, antes de ejecutarlos.

Finalmente, una vez agotados los recursos comerciales del yacimiento, deben hacerse los estudios de abandono, desincorporación de activos y saneamiento de las áreas afectadas por el proyecto, para su finalización. Esta actividad, también debe ser correctamente definida, mediante la aplicación de la metodología VCD, ya que implica la realización de estudios, evaluaciones y optimizaciones y la elaboración de un plan de ejecución, con las correspondientes erogaciones para efectuar los trabajos requeridos.

4.2.1 VCD EXPLOTACIÓN

Se entiende por Opciones de Desarrollo y/o de Optimización de Yacimientos/Campos, todas aquellas propuestas de planes integrales (subsuelo-superficie) de desarrollo de nuevos yacimientos (desde su descubrimiento hasta su abandono); así como, las propuestas integrales de optimización de yacimientos/campos en operación, tales como: Proyectos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada no contemplados en el plan de desarrollo inicial, reingeniería de los proyectos existentes y cambios en sistemas artificiales de producción, entre otros.

La responsabilidad de Visualizar (VCD-V), Conceptualizar (VCD-C) y Definir (VCD-D) dichas opciones, recae principalmente en el Activo Integral; el cual, con el apoyo e involucramiento del Activo Regional de Exploración (ARE), las Subdirecciones de Coordinación Técnica de Exploración y Explotación, la UPMP y SIDOE, promueve la formación de equipos multidisciplinarios para la ejecución de las diferentes actividades contempladas en el VCD de Explotación.

Introducción

La aplicación de procesos estructurados de toma de decisiones, o enfoque de proyectos, apoyados en experiencias internas, benchmarking externo y mejores prácticas ha demostrado ser muy efectiva en la reducción de las desviaciones (tiempo, costo y calidad) de los proyectos y en la optimización de la inversión aguas arriba del negocio petrolero.

El enfoque de proyecto contempla cinco (5) fases claramente identificables: Visualización, Conceptualización, Definición, Ejecución y Operación, con puntos de decisión al final de cada fase. Las etapas de mayor oportunidad para la identificación de valor en los proyectos son la Visualización, Conceptualización y Definición (ver figura IV.7).

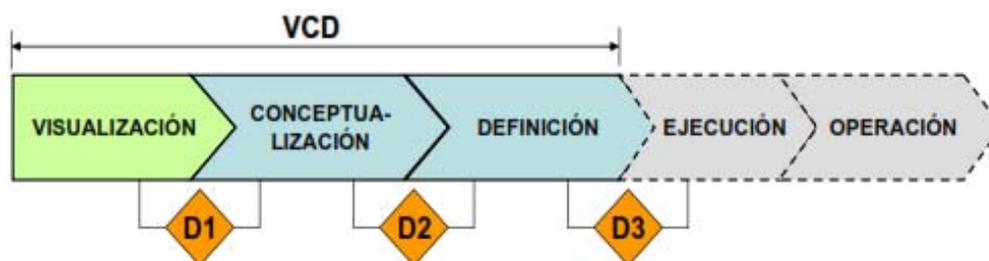


ILUSTRACIÓN IV. 7 VISUALIZACIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD

Fuente: Manual VCD-PEP

En el caso de Explotación, la Fase de Visualización busca identificar y potenciar un número importante de opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos para la extracción eficiente y oportuna de las reservas de hidrocarburos, incluyendo perspectivas diferentes y abarcando elementos del modelo de explotación de yacimientos, como son; procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada, esquemas de desarrollo y diseños de pozos, esquemas

de terminación de pozos, métodos de producción y la infraestructura de superficie asociada.

En esta etapa de Visualización deben incorporarse todas las posibles opciones, sin realizar juicio de valor previo, dejando al propio proceso filtrar aquellas susceptibles a ser evaluadas en mayor profundidad durante la Fase de Conceptualización.

En el contexto de los documentos referidos en este trabajo, Opciones de Desarrollo y/o de Optimización de Yacimientos/Campos son todas aquellas propuestas de planes integrales (subsuelo-superficie) de desarrollo de nuevos descubrimientos (desde su descubrimiento hasta su abandono); así como, las propuestas integrales de optimización de yacimientos/campos en Explotación, tales como: Inicio de proyectos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada no contemplados previamente, reingeniería de los proyectos existentes, cambios en sistemas artificiales de producción, entre otros.

Todas las unidades de inversión que integran un proyecto son evaluadas individualmente para establecer su rentabilidad, agrupadas y consolidadas para constituir un Proyecto Integral de Inversión, como se muestra en la figura IV.8. Cada una de estas unidades de inversión debe ser definida utilizando la metodología VCD. Cabe destacar que, el proyecto integral involucra todas las actividades asociadas a los procesos de la cadena de valor de PEP.

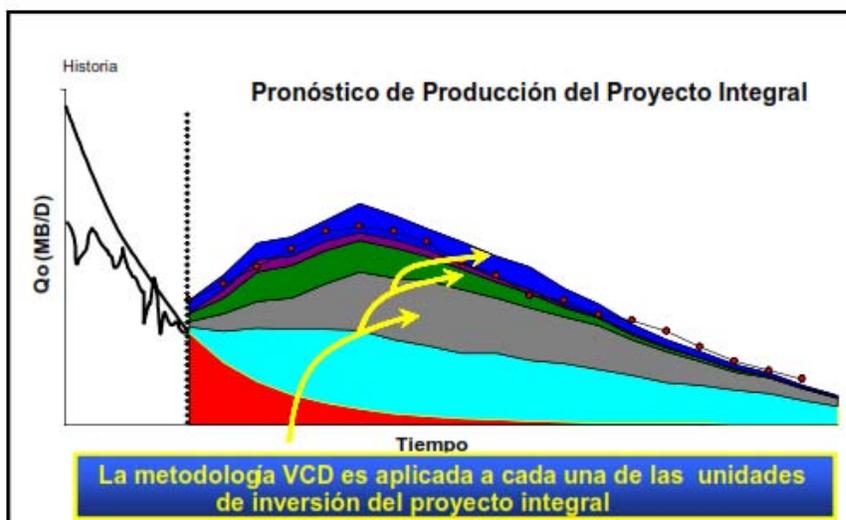


ILUSTRACIÓN IV. 8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE UN PROYECTO INTEGRAL

Fuente: Manual VCD-PEP

4.2.2 VCD EXPLOTACIÓN-VISUALIZACIÓN (VCD-V)

Objetivos de la Fase de Visualización

La fase de Visualización del VCD del proceso de Explotación permite definir opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, factibles

técnica y económicamente, las cuales son jerarquizadas para conformar la cartera de opciones a ser desarrolladas posteriormente en la fase de Conceptualización.

Alcance de la Fase de Visualización

Esta fase abarca los procesos y actividades necesarias para soportar técnica y económicamente las opciones de desarrollo y/o de optimación de yacimientos/campos, generando una cartera de opciones jerarquizadas, las cuales serán evaluadas posteriormente en la fase de Conceptualización.

Actividades de la Fase de Visualización

A continuación se presentan las actividades contempladas en la fase de Visualización de Proyectos de Explotación, las cuales engloban una serie de reglas y prácticas de administración de proyectos que permite a los miembros del equipo multidisciplinario de trabajo, conducirse exitosamente a través de todas las actividades previstas en esta fase del proceso; y asegurar que se agoten todas las instancias de revisión y aprobación establecidas, antes de pasar a la próxima fase y realizar erogaciones adicionales.

Las actividades se inician con una serie de tareas de preparación, seguidas de la visualización de un conjunto de opciones para su análisis técnico, económico y de riesgo, a fin de determinar su rentabilidad y jerarquizar aquellas que resulten factibles. Todo esto, con el fin de establecer las bases del documento de soporte de decisión (DSD-C) a ser sometido al Equipo de Pares y a aprobación por el Equipo de Autorización PEP para tomar la decisión final de la fase.

Es importante aclarar que dentro de cada fase del VCD, existen actividades que requieren “Decisiones Intermedias”, importantes para completarla, que deben efectuarse antes de la decisión final de la Fase, mostrada como última actividad en la figura 4. Gran parte de estas decisiones son tomadas por el Equipo Multidisciplinario del proyecto en conjunto con los Grupos de Expertos; sin embargo, en caso de actividades no previstas, que requieran decisiones técnico-económicas, dichas decisiones deben ser presentadas al Equipo de Pares y/o al Equipo de Autorización PEP, dependiendo del caso, para su aprobación.

La figura 4 muestra de manera esquemática el diagrama de las relaciones entre insumos, actividades, marco regulador, habilitadores y entregables de la fase de Visualización del VCD de Explotación.

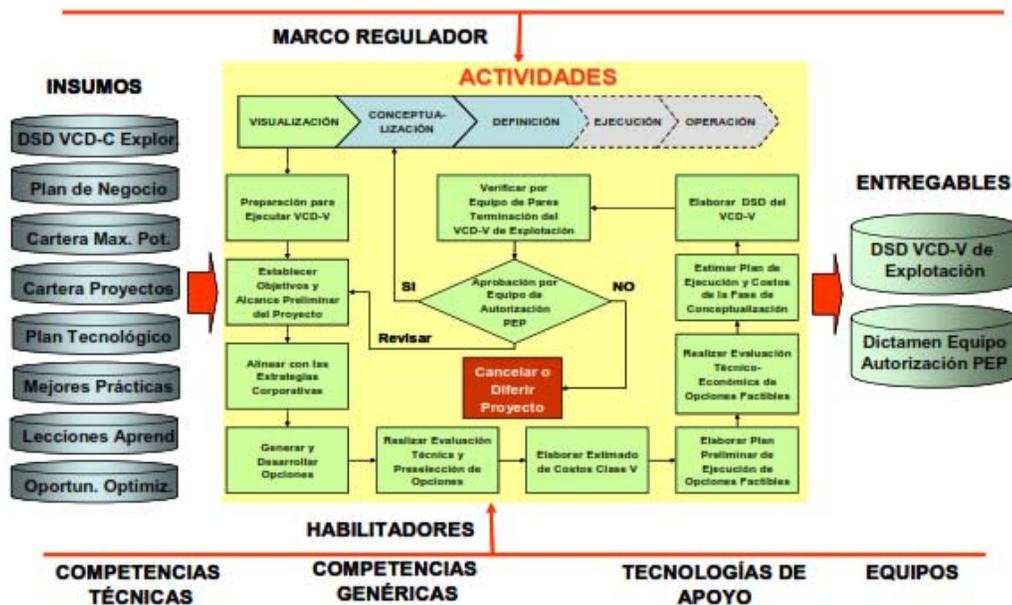


ILUSTRACIÓN IV. 9 DIAGRAMA DEL VCD-V DE EXPLOTACIÓN

Fuente: Manual VCD-PEP

Estimar Plan de Ejecución y Costos de la Fase de Conceptualización

Durante el VCD de Visualización de Explotación se debe generar un estimado de costos y un plan de trabajo de mayor precisión (Clase II) de la fase de Conceptualización, con el fin de obtener los fondos necesarios para realizar todas las actividades y tareas que se prevén para dicha fase.

Las actividades a estimar contemplan: Asesorías, estudios de campo, trabajos de laboratorio, etc.; los cuales serán necesarios para mejorar la definición del proyecto. Este plan contendrá cuando menos los siguientes aspectos:

- Actividades y Cronograma.
- Equipo de trabajo.
- Recursos técnicos, físicos y financieros requeridos.

Elaborar DSD del VCD-V

El Equipo multidisciplinario de trabajo, desarrolla el documento de soporte de decisión DSD-V correspondiente a la visualización de opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos.

El documento de soporte de decisión DSD-V contiene los elementos que conforman y aseguran la calidad de la visualización del proyecto. En dicho documento se establece el tamaño de la oportunidad de negocios y debe desarrollar los siguientes aspectos:

- Resumen Ejecutivo.
- Introducción.

- Objetivo y Alcance del Proyecto.
- Descripción de las Opciones Visualizadas.
- Análisis de Factibilidad Técnico-Económica.
- Opciones Preseleccionadas Jerarquizadas.
- Lista de Riesgos Mayores y Plan de Adquisición de Información.
- Estimados de Costos y Plan de Trabajo Clase II para la Fases de Conceptualización.
- Anexos.

Entregables

DSD del VCD-V de Explotación

A continuación se lista la información que debe contener el Documento de Soporte de Decisión elaborado en la fase de Visualización del VCD de Explotación:

- Resumen Ejecutivo
 - Objetivos de la fase.
 - Estrategias consideradas.
 - Recomendaciones.
- Introducción
- Objetivos y Alcance del Proyecto de Explotación
 - Descripción de las Opciones Visualizadas
 - Ubicación geográfica
 - Descripción
 - Volúmenes de fluidos producidos e inyectados
 - Riesgos e incertidumbres
 - Estimados de costos Clase V
 - Planes de ejecución Clase V
- Análisis de Factibilidad Técnico-Económica
- Opciones Preseleccionadas Jerarquizadas
- Lista de Riesgos Mayores y Plan de Adquisición de Información
- Estimado de Costo y Plan de Trabajo Clase II para la fase de Conceptualización
- Anexos
 - Oficio Inicial de inicio de Fase de Visualización.
 - Designación de Equipo Multidisciplinario.
 - Mapas de ubicación, estructurales, isopacas, de anomalías sísmicas.
 - Estudios de soporte de reservas totales (3P).
 - Estudios y análisis que soportan las predicciones de volúmenes de fluidos producidos e inyectados de cada una de las opciones preseleccionadas.
 - Estudios de factibilidad ambiental y legal.
 - Estudios y análisis de riesgo.
 - Matriz de evaluación de riesgo e incertidumbre.
 - Estudios de análisis de “Valor de la Información” y Plan de Adquisición

- de Información
- o Documento de “Análisis Costo Beneficio” de cada una de las opciones preseleccionadas.
- o Plan y equipo de trabajo para el VCD de Conceptualización.
- o Recursos económicos requeridos para ejecución del VCD de Conceptualización.

Dictamen del Equipo de Autorización de PEP

Es el documento donde se deja constancia del análisis efectuado por el Equipo de Autorización de PEP sobre la visualización de opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, así como de la decisión tomada y las recomendaciones a que hubiere lugar. El dictamen debe contener los siguientes elementos:

- Nombre del Proyecto
- Lugar y Fecha
- Organización responsable y Equipo de Trabajo
- Miembros del Equipo
- Dictamen Técnico
- Aprobación de solicitud de presupuesto de la fase de Conceptualización
- Recomendaciones

VCD EXPLOTACIÓN- Conceptualización (VCD-C)

Introducción

La segunda etapa del VCD de Explotación la constituye la Fase de Conceptualización, la cual se inicia una vez obtenidas las aprobaciones correspondientes del DSD de la Fase de Visualización y se ha superado el punto de decisión D1. En la Fase de Conceptualización se definen en mayor detalle los aspectos técnicos, económicos y de riesgo de cada una de las opciones factibles de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, identificadas en la Fase de Visualización, con la finalidad de hacer una selección bien fundamentada de la Mejor Opción Integral de Explotación, refinar su plan de ejecución y determinar su rentabilidad considerando estimados de costos más precisos (Clase IV).

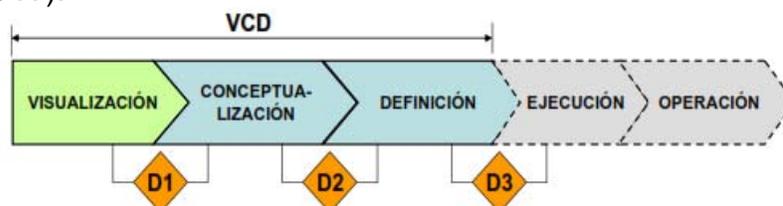


ILUSTRACIÓN IV. 10 CONCEPTUALIZACIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD

Fuente: Manual VCD-PEP

Objetivos de la Fase de Conceptualización

La Fase de Conceptualización del VCD de Explotación (VCD-C) tiene como objetivo seleccionar la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/ campos, a partir de la evaluación de la cartera de opciones factibles identificadas en la Fase de Visualización.

Alcance de la Fase de Conceptualización

En esta fase del VCD de Explotación se deben refinar los modelos de evaluación de yacimientos, cuantificar las principales variables técnicas y económicas, efectuar análisis de riesgo e incertidumbre, evaluar y seleccionar la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos, definir con mayor detalle los elementos del proyecto, mejorar la estimación de los costos para llevarlos a Clase IV y determinar la rentabilidad del proyecto, para someterlo al Equipo de Pares y a la aprobación del Equipo de Autorización de PEP.

Actividades de la Fase de Conceptualización

A continuación se presentan las actividades contempladas en la Fase de Conceptualización de Proyectos de Explotación, las cuales engloban una serie de reglas y prácticas de administración de proyectos que permite a los miembros del equipo multidisciplinario de trabajo, conducirse exitosamente a través de todas las actividades previstas en esta fase del proceso; y asegurar que se agoten todas las instancias de revisión y aprobación establecidas, antes de pasar a la próxima fase y realizar erogaciones adicionales.

La figura 3 muestra de manera esquemática el diagrama de las relaciones entre insumos, actividades, marco regulador, habilitadores y entregables de la Fase de Conceptualización del VCD de Explotación.

Las actividades se inician con una serie de tareas de preparación, seguidas del análisis técnico, económico y de riesgo de las opciones factibles identificadas en la Fase de Visualización, a fin de seleccionar la Mejor Opción Integral de Explotación y determinar su rentabilidad. Todo esto, con el fin de establecer las bases del documento de soporte de decisión (DSD-C) a ser sometido al Equipo de Pares y a aprobación por el Equipo de Autorización PEP para tomar la decisión final de la fase.

En esta fase, como en la anterior, puede existir la necesidad de tomar decisiones intermedias, previas a la decisión final de la fase, cuyo impacto determinará el nivel de delegación al que deben ser sometidas.

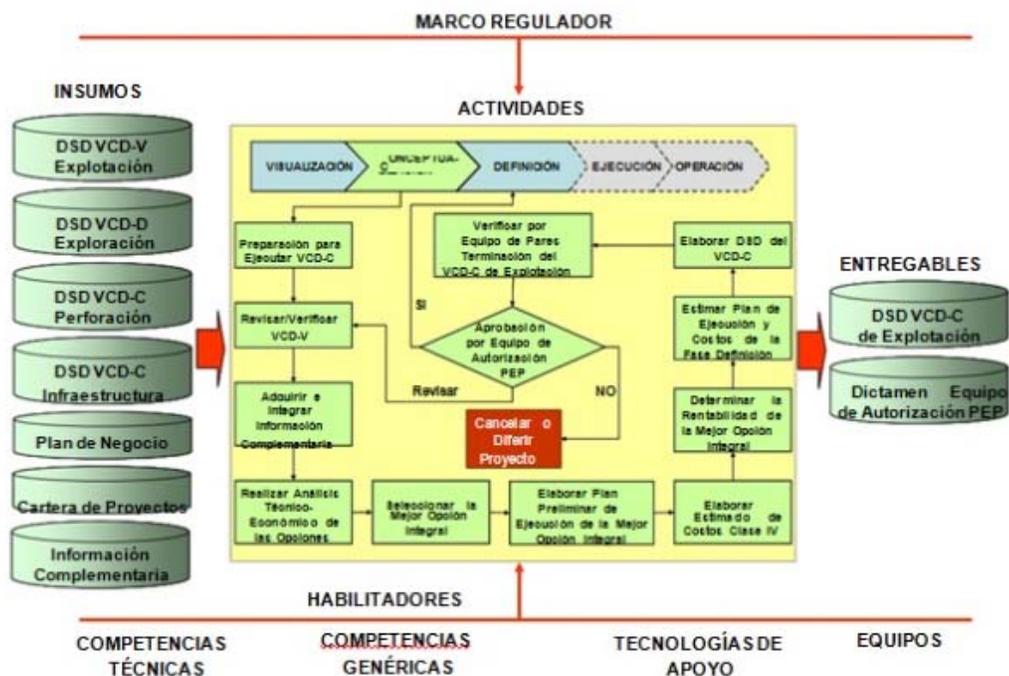


ILUSTRACIÓN IV. 11 DIAGRAMA DEL VCD-C

Fuente: Manual VCD-PEP

Realizar Análisis Técnico- Económico de las Opciones

El objetivo de esta actividad es valorar cada una de las opciones factibles identificadas en la Fase de Visualización; mediante un análisis técnico, económico y de riesgo más profundo, utilizando los modelos actualizados y/o refinados con la información complementaria adquirida. Esto con el fin de soportar la matriz de jerarquización y definir la Opción de Subsuelo Seleccionada para el desarrollo y/o optimización de yacimientos/campos.

Efectuar Estimación Probabilista de Pronósticos de Producción para Cada Opción

Utilizando el modelo actualizado de simulación integral del yacimiento se procede a simular todas las opciones factibles. Para cada una de las opciones se generan pronósticos múltiples, considerando las distribuciones definidas para los parámetros de mayor impacto sobre el proyecto. Esto permitirá incorporar en las evaluaciones económicas el riesgo e incertidumbre asociados a cada opción, a fin de realizar una jerarquización más completa y rigurosa de las mismas.

Actualizar Plan de Ejecución y Estimados de Costos de la Infraestructura y Pozos de Cada Opción

Tomando como base el plan preliminar de ejecución desarrollado durante la Fase de Visualización para cada opción factible, se procede a realizar los ajustes necesarios resultado de la incorporación de la nueva información adquirida y de los estudios realizados.

El equipo multidisciplinario, con la participación e involucramiento de las áreas de diseño y construcción de infraestructura, perforación y de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, utilizando la información adicional disponible, mejora los estimados de costos desarrollados en la Fase de Visualización, a fin fundamentar adecuadamente la determinación de la Opción de Subsuelo Seleccionada para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos.

Realizar Análisis Económico Probabilista y de Sensibilidades a Parámetros Técnicos, Económicos y Financieros

Cada una de las opciones factibles es evaluada económicamente utilizando herramientas de análisis de riesgo e incorporando los pronósticos probabilistas desarrollados anteriormente. Este análisis permite determinar para cada una de las opciones, un conjunto de indicadores económicos, así como un estimado del riesgo económico de cada opción.

Adicionalmente, se realizan sensibilidades a parámetros técnicos, económicos y financieros; tales como: volúmenes, precios, demanda, costos, tasas de financiamiento, entre otros. Esto con el fin de visualizar el impacto de cada variable en la rentabilidad de cada opción.

Evaluar Registro de Riesgos e Incertidumbres

En esta actividad, el Registro de Riesgos e Incertidumbres técnicas que se describe en la sección VI.C.4, es complementado con los elementos de riesgo económico y financiero determinados anteriormente, para ser luego utilizado en la jerarquización y selección de la Mejor Opción Integral de Explotación que se presenta en la próxima sección.

Seleccionar la Mejor Opción Integral de Explotación

Después de la evaluación de cada una de las opciones factibles, se selecciona la mejor, con base en una jerarquización técnica, económica y de riesgos. Esta selección se debe llevar a cabo en el equipo de trabajo multidisciplinario y ser sometida a revisión por "Grupo de Expertos", a fin de asegurar la calidad de la evaluación y la selección de la Mejor Opción Integral de Explotación.

Definir Criterios de Selección Técnica, Económica y de Riesgo

El equipo multidisciplinario establecerá los criterios de evaluación técnicoeconómica y de riesgos a ser considerados y elaborará una matriz de evaluación que permita jerarquizar las opciones factibles. Para ello, se utilizan los indicadores económicos y los Registros de Riesgo e Incertidumbre previamente desarrollados.

Jerarquizar Opciones y Seleccionar la Mejor Opción de Subsuelo

Las opciones factibles son analizadas bajo los criterios y la matriz de evaluación antes mencionada, asignándole pesos y puntuaciones para

Jerarquizarlas y seleccionar la Mejor Opción de Explotación desde el punto de vista de subsuelo (Opción de Subsuelo Seleccionada). En caso de que exista poca diferencia entre la Mejor Opción y alguna(s) de las siguientes, se deben revisar las opciones con resultados similares. Para ello, se deben considerar acciones tales como: adquirir nueva información y actualizar los modelos de predicción, mejorar los estimados de costos o considerar otros criterios estratégicos en la matriz de selección.

Someter a “Grupo de Expertos”

La opción de subsuelo seleccionada para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos debe ser sometida a revisión por un “Grupo de Expertos”, conformado por expertos de geociencias, simulación de yacimientos, productividad y perforación de pozos, infraestructura, planeación y reservas. La revisión debe enfocarse en los siguientes aspectos:

- Justificación técnica y económica de la opción seleccionada.
- Análisis de Riesgo.
- Reservas.
- Incertidumbre de los parámetros técnicos de Explotación y Plan de Mitigación de Riesgos.
- Necesidad de realizar prueba piloto.

De ser necesario, se debe revisar el trabajo realizado de acuerdo a las recomendaciones de los expertos.

Los nuevos estimados de reservas, asociados a la opción de subsuelo seleccionada para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos, son utilizados para actualizar la Base de Datos de Reserva.

Incorporar resultados de los VCD-C de Perforación y de Infraestructura y consolidar la Mejor Opción Integral de Explotación

Una vez obtenidos los resultados de los VCD-C de Perforación y de Infraestructura los mismos son incorporados a la opción de subsuelo seleccionada, para consolidarla como la **Mejor Opción Integral de Explotación**, a la cual se le diseña el Plan Preliminar de Ejecución, estimado de costo clase IV y perfil de erogaciones, con el fin de determinar su rentabilidad.

Elaborar Plan Preliminar de Ejecución de la Mejor Opción Integral de Explotación

El plan preliminar desarrollado en la sección VI.D.2 para la Opción de Subsuelo Seleccionada, ahora transformada en la Mejor Opción Integral de Explotación, es ajustado, incorporando los resultados de los VCD-C de Perforación y de Infraestructura para convertirlo en el Plan Preliminar de la Mejor Opción Integral de Explotación.

Este plan debe incluir los siguientes aspectos:

Elaborar Cronograma Preliminar de Ejecución

Es la representación gráfica que ubica en el tiempo, mediante el uso de barras, las fechas y duraciones tentativas de las macro actividades necesarias para desarrollar el plan de desarrollo planteado en la Opción de Subsuelo Seleccionada.

El cronograma de la Mejor Opción Integral de Explotación debe contener como mínimo las siguientes macro actividades:

- Estudios.
- Construcción y Arranque de Infraestructura.
- Perforación de Pozos.
- Mantenimiento de Pozos.
- Mantenimiento de Infraestructura.
- Programa de Monitoreo.
- Desincorporación de activos.

Determinar Riesgos Potenciales de Incumplimiento del Cronograma Planteado

En esta fase del VCD, al igual que en la Visualización, pero esta vez con más elementos de juicio, se pueden prever los riesgos potenciales de incumplimiento del cronograma de ejecución a fin de asegurar la aplicación de medidas preventivas para minimizar las posibilidades de incumplimiento de compromisos.

Determinar Costo de Inversión, Operaciones y Mantenimiento

El estimado de costo clase IV del proyecto debe considerar los costos de inversión, así como los de operación y mantenimiento del proyecto, durante todo el ciclo de vida del mismo, hasta su desincorporación, incluyendo, entre otros, los asociados a mantenimiento rutinario y mayor de las instalaciones y pozos, así como otros costos operacionales (overhead, desincorporación de instalaciones y saneamiento de las áreas afectadas, depreciación, financiamiento, costos administrativos, etc.).

Los elementos más importantes para los cuales deben considerarse los costos de inversión, operación y mantenimiento son los siguientes:

- Pozos.
- Infraestructura.
- Automatización.
- Seguridad industrial y protección ambiental.
- Servicios.

Elaborar Cronograma Preliminar de Erogaciones

Con base en el cronograma de ejecución elaborado para la Mejor Opción Integral de Explotación, se establece también el cronograma de erogaciones asociado al estimado de costo de la misma.

Determinar Rentabilidad de la Mejor Opción Integral de Explotación

Utilizando el plan preliminar de ejecución y los estimados de costos Clase IV determinados anteriormente, se procede a reevaluar económicamente la Mejor Opción Integral de Explotación, con la finalidad de obtener una mejor estimación de la rentabilidad del proyecto, para someterlo al Equipo de Pares y al Equipo de Autorización PEP.

Existe una variedad de herramientas disponibles y comúnmente utilizadas para la evaluación económica de opciones. Estas herramientas generalmente requieren de información que puede ser agrupada en las siguientes categorías:

- Volúmenes de venta y precios de los productos durante el tiempo de vida de la instalación.
- Inversión de capital.
- Costos de operación y mantenimiento durante el tiempo de vida del proyecto.
- Costos de desincorporación, desmantelamiento de las instalaciones y saneamiento de áreas, al finalizar el tiempo de vida del proyecto.
- Requerimientos no operacionales, tales como: gastos de investigación y desarrollo, gastos de distribución y administrativos.
- Inversión de soporte del proyecto incluyendo capital de servicios e inversión en plantas ó instalaciones asociadas con el proyecto, Impuestos e Incentivos.
- Otros beneficios (sinergia, ahorros, entre otros).

Esta información, en conjunto con los criterios de evaluación que se mencionan más adelante, permite estimar los flujos de efectivo y los indicadores económicos para evaluar la rentabilidad de la Mejor Opción Integral de Explotación.

Establecer Criterios de Evaluación Económica

La evaluación económica de la Mejor Opción Integral de Explotación sólo debe hacerse después de haber establecido una base consistente para la selección de los objetivos y criterios de evaluación. Estos criterios están relacionados con la metodología aprobada en la empresa para efectuar evaluaciones económicas, incluyendo entre otros, parámetros y criterios tales como: tasa de descuento, moneda y tasas de cambio para la evaluación económica, parámetros inflacionarios, criterio de financiamiento, métodos/criterios de depreciación, consideraciones de impuesto, etc.

Determinar Indicadores Económicos

Con los criterios, costos y beneficios descritos en los puntos anteriores se efectúa la evaluación económica base de la Mejor Opción Integral de Explotación, la cual genera una serie de indicadores económicos que permiten determinar la rentabilidad de la misma.

Los indicadores comúnmente utilizados en las evaluaciones económicas son los siguientes:

- Valor Presente Neto: VPN.
- Valor Presente de la inversión: VPI.
- Eficiencia de Erogaciones: $VPN / (VPI + VP \text{ Gastos de operación y mantenimiento})$.
- Eficiencia de la Inversión: (VPN / VPI) .
- Tasa Interna de Retorno: TIR.
- Tiempo de Recuperación de la Inversión: TRI.
- Ganancia por barril o unidad de producto: \$/B.

Para cada tipo de proyecto, dependiendo de su naturaleza y alcance, se definirán cuales indicadores de los mencionados se utilizarán para los efectos del dictamen de esta fase.

Realizar Análisis de Riesgo y Sensibilidades a Variables Técnicas, Económicas y Financieras

A la evaluación económica anterior se le incorpora un análisis de riesgo, considerando probabilidades de ocurrencia a diferentes valores de los parámetros principales. Un método clásico de este tipo de análisis lo constituye el Método de Montecarlo.

Adicionalmente, se realizan sensibilidades, con el fin de visualizar el momento en el cual, la actividad planeada comienza a afectar los rendimientos del proyecto. Entre las variables que se consideran en este tipo de evaluación, se encuentran las siguientes:

- Volúmenes.
- Precios.
- Demanda.
- Tiempo de ejecución.
- Costos.
- Parámetros económicos/financieros.

Los resultados de esta evaluación se presentan generalmente en Diagramas de Araña, los cuales permiten visualizar las fortalezas y debilidades del proyecto e identificar las variables de mayor impacto sobre la rentabilidad del mismo.

Estimar Plan de Ejecución y Costos de la Fase de Definición

Durante el VCD de Conceptualización de Explotación se debe generar un estimado de costos y un plan de trabajo de mayor precisión (Clase II) para la Fase de Definición, con el fin de obtener los fondos necesarios para realizar todas las actividades y tareas que se prevén realizar durante la misma.

Las actividades a estimar contemplan: Asesorías, estudios de campo, trabajos de laboratorio, etc. Los cuáles serán necesarios para mejorar la definición del proyecto. Este plan contendrá cuando menos los siguientes aspectos:

- Actividades y Cronograma.
- Equipo de trabajo.

- Recursos técnicos, físicos y financieros requeridos.

Elaborar DSD del VCD-C de Explotación

El Equipo multidisciplinario de trabajo, desarrolla el documento de soporte de decisión DSD correspondiente a la Conceptualización de la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos.

El documento de soporte de decisión DSD contiene los elementos que conforman y aseguran la calidad de la Conceptualización del proyecto y tiene como objetivo primordial presentar de una manera resumida, toda la información estratégica, suficiente para analizar el riesgo involucrado y decidir comprometer los recursos necesarios, a fin de materializar la idea y su valor económico, maximizando las posibilidades de éxito del proyecto.

En dicho documento se deben desarrollar los siguientes aspectos:

- Resumen Ejecutivo.
- Introducción.
- Objetivo y Alcance del Proyecto.
- Descripción de las opciones evaluadas.
- Evaluación técnico, económica y de riesgos de las opciones evaluadas.
- Descripción de la Mejor Opción Integral de Explotación.
- Plan de ejecución y estimados de costos Clase IV de la Mejor Opción Integral de Explotación.
- Evaluación técnica, económica y de riesgos de la Mejor Opción Integral de Explotación.
- Estimado de Costo y Plan de Trabajo Clase II para la Fase de Definición.
- Anexos.

Entregables

DSD del VCD-C de Explotación

A continuación se lista la información que debe contener el Documento de Soporte de Decisión elaborado en la Fase de Conceptualización del VCD de Explotación:

- Resumen Ejecutivo
 - Objetivos de la fase.
 - Estrategias consideradas.
 - Recomendaciones.
- Introducción
- Objetivos y Alcance del Proyecto
- Descripción de las opciones evaluadas
 - Aspectos técnicos.

- Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas.
- Cuantificación y ponderación de riesgos.
- Evaluación técnico, económica y de riesgos de las opciones evaluadas
- Descripción de la Mejor Opción Integral de Explotación
 - Aspectos técnicos.
 - Justificación de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Informe de soporte de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Riesgos e incertidumbres de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Plan para Mitigar Riesgos.
- Plan de ejecución y estimados de costos Clase IV de la Mejor Opción Integral de Explotación
- Evaluación técnica, económica y de riesgos de la Mejor Opción Integral de Explotación
 - Criterios de evaluación.
 - Indicadores económicos.
 - Sensibilidades técnicas, económicas y financieras.
- Estimado de Costo y Plan de Trabajo Clase II para la Fase de Definición
- Anexos
 1. Oficio Inicial de inicio de Fase de Conceptualización.
 2. Designación de Equipo Multidisciplinario.
 3. Plan y Equipo de Trabajo para el VCD de Conceptualización.
 4. Bases de Usuario del yacimiento delimitado.
 5. Bases de Usuario para iniciar el VCD-V de Infraestructura.
 6. Bases de Usuario para iniciar el VCD-V de Perforación.
 7. Estudios y análisis que soportan las predicciones de volúmenes de fluidos producidos e inyectados de cada una de las opciones factibles.
 8. Estudios de Factibilidad Ambiental y Legal.
 9. Estudios y Análisis de Riesgo.
 10. Estudios de análisis de “Valor de la Información” y Plan de Adquisición de Información.
 11. Diseño y Evaluación de Prueba Piloto (De haberse realizado).
 12. Documento de “Análisis Costo Beneficio” de la Mejor Opción Integral de Explotación.

VCD Explotación- Definición (VCD-D)

Introducción

La tercera etapa del proceso de creación mental para la identificación de valor del VCD de Explotación, la constituye la fase de Definición, la cual se inicia una vez obtenida la aprobación correspondiente del DSD de la Fase de Conceptualización. En la fase de Definición se desarrollan en detalle los planes de ejecución de la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos, integrando todos los elementos del proyecto: Plan Detallado de perforación y reparación de pozos y Plan Detallado de construcción y adecuación de infraestructura, provenientes de los DSD de los VCD-D de Pozos e infraestructura, respectivamente, Plan de Monitoreo y Control del Sistema Integral Subsuelo-Superficie, Plan de Mitigación de Riesgos y Plan de Aseguramiento Tecnológico.

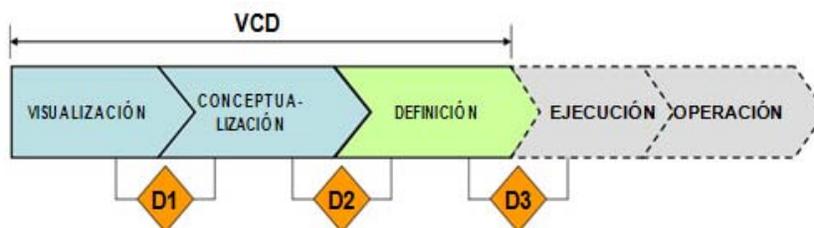


ILUSTRACIÓN IV. 12 DEFINICIÓN EN LA CADENA DE VALOR DEL VCD

Fuente: Manual VCD-PEP

Esta fase incluye el 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, maximizando las posibilidades de éxito del proyecto integral.

Con base en estimados de costos y ejecución Clase II, se establece la rentabilidad del proyecto con un mejor grado de certidumbre, a fin de permitir al Activo Integral solicitar los fondos y obtener el financiamiento requerido para su ejecución.

Objetivos de la Fase de Definición

La Fase de Definición del VCD de Explotación (VCD-D) tiene como objetivo desarrollar en detalle los planes de ejecución de la Mejor Opción Integral de Explotación y confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio, a fin de permitir al Activo Integral solicitar los fondos y/u obtener el financiamiento requerido para su ejecución.

Alcance de la Fase de Definición

En esta fase del VCD de Explotación se realizan ajustes menores a la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización de yacimientos/campos definida en la Fase de Conceptualización. Las actividades principales de esta fase se concentran en establecer el Plan Detallado de

Ejecución del Proyecto Integral de Explotación, definiendo en mayor detalle los elementos del proyecto, incorporando los diseños, costos y planes detallados de ejecución de pozos e infraestructura, obtenidos de la fase de definición de los VCD correspondientes. Esto con el fin, de mejorar la estimación de los costos para llevarlos a Clase II y determinar la rentabilidad del proyecto, para someterlo al Equipo de Pares y a la aprobación del Equipo de Autorización PEP.

Actividades de la Fase de Definición

A continuación se presentan las actividades contempladas en la Fase de Definición de Proyectos de Explotación. La figura 3 muestra de manera esquemática el diagrama de las relaciones entre insumos, actividades, marco regulador, habilitadores y entregables de esta fase.

Al igual que en las fases anteriores, las actividades se inician con una serie de tareas de preparación, en las que se conforman los equipos de trabajo, se formalizan los roles y responsabilidades de cada miembro y se realiza la alineación del equipo a los objetivos y alcance del proyecto. Posteriormente se procede a realizar la definición del proyecto, elaborar el Plan Detallado de Ejecución del mismo, determinar su rentabilidad y evaluar el “Grado de Definición” del proyecto. En esta fase, como en las anteriores, puede existir la necesidad de tomar decisiones intermedias, previas a la decisión final de la fase, cuyo impacto determinará el nivel de delegación al que deben ser sometidas.

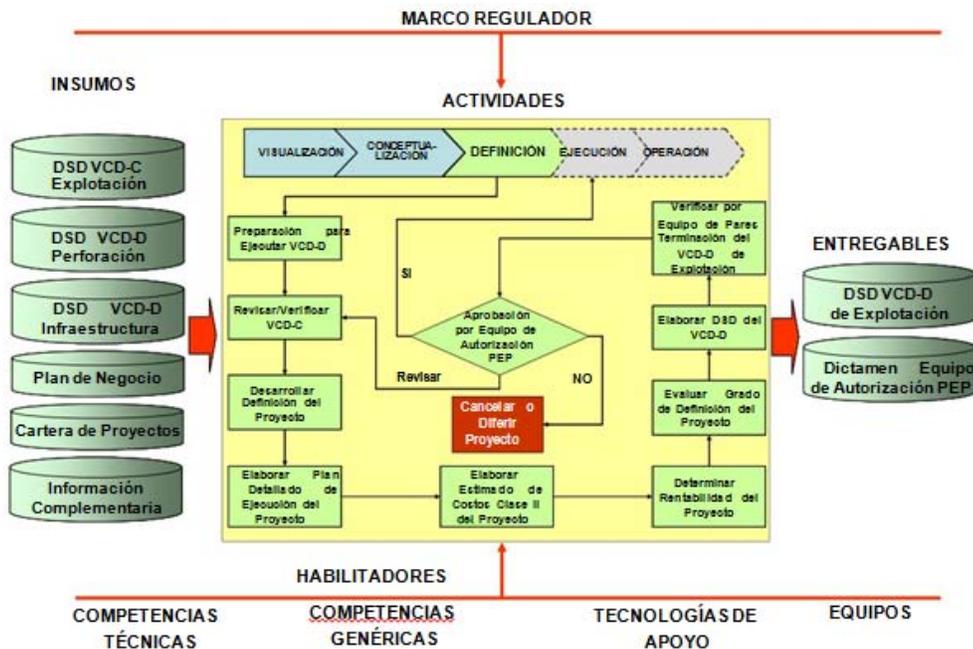


ILUSTRACIÓN IV. 13 DIAGRAMA DEL VCD-D DE EXPLOTACIÓN

Desarrollar Definición del Proyecto

Esta actividad tiene como objetivo primordial desarrollar con un mayor grado de precisión todos los elementos que conforman el Proyecto de Explotación de yacimientos/campos (caracterización estática y modelado dinámico del

subsuelo, diseño y construcción de pozos e infraestructura, Planes de Control y Monitoreo, de Mitigación de Riesgo y de Aseguramiento Tecnológico). El equipo Multidisciplinario integra todos estos elementos de manera estratégica, a fin de garantizar la máxima creación de valor y reducir los riesgos en la ejecución del proyecto.

Adquirir, Interpretar e Integrar Información Complementaria

El mayor esfuerzo en adquisición de información se realiza durante la fase anterior de Conceptualización. Es durante esa fase, que se desarrollan los modelos detallados del yacimiento/campo, que soportan la selección de la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización. Es también durante esa fase que se realizan, de ser necesario, las pruebas piloto que garanticen la aplicabilidad de las tecnologías y/o procesos seleccionados.

Durante la Fase de Definición el mayor énfasis en adquisición de información se concentra en establecer el impacto ambiental de los diferentes elementos del proyecto de explotación y en mitigar los riesgos. A este fin se deben realizar estudios de impacto ambiental, de riesgos mayores, de seguridad del personal, permisos, etc., orientados a las siguientes áreas:

- Pozos
- Instalaciones
- Personal

También se deben realizar estudios de "Benchmarking", interno y externo, que permitan incorporar las mejores prácticas o lecciones aprendidas de campos similares tanto a nivel nacional como internacional.

Ajustar la Mejor Opción Integral de Explotación para el Desarrollo y/u Optimización de Yacimientos/Campos

La información complementaria adquirida es incorporada al modelo de simulación integral del yacimiento/campo, a fin de hacer los ajustes a que diere lugar. De igual manera, se revisa la Mejor Opción Integral de Explotación para el desarrollo y/u optimización seleccionada en la Fase de Conceptualización, a la luz de esta nueva información. Generalmente, esta información complementaria resulta en ajustes menores a la mejor opción, dado que el énfasis en adquisición de información se realizó durante las fases de Visualización y Conceptualización. Esta actividad puede resultar en ajustes en los pronósticos de producción e inyección de fluidos, arquitectura y número de pozos productores e inyectoros, entre otros.

Integrar Definición de Pozos al Proyecto de Explotación

Concluida la Ingeniería Básica, durante la realización del VCD de perforación de pozos, se procede con la Ingeniería de Detalle, en la

cual se realiza el diseño final de los pozos de desarrollo, con la finalidad de alcanzar un alto grado de precisión en la arquitectura del pozo; materiales, equipos y servicios requeridos para su construcción, mantenimiento y operación; planes de contingencia, con su respectivo plan de toma de decisiones para solventar potenciales situaciones no contempladas en el diseño original, que se presenten durante la perforación de los pozos.

Uno de los productos clave de la Ingeniería de Detalle es el pronóstico del daño de formación, ya que durante el diseño del fluido de perforación a ser utilizado, se deberá contemplar su compatibilidad físico-química con el yacimiento para minimizar la desestabilización de las paredes del agujero, maximizar la integridad física y minimizar el daño de la formación.

Con el mismo rigor, se deberán tratar los diseños de las cementaciones primarias ya que las mismas constituyen los elementos medulares del diseño.

El diseño detallado de los pozos del proyecto, obtenido durante el VCD-D de perforación, es incorporado al proyecto integral, haciendo los ajustes necesarios en las configuraciones de los pozos, utilizadas en los modelos de simulación de explotación y reevaluando los estimados de productividad de los mismos.

Integrar Definición de Infraestructura al Proyecto de Explotación

El paquete de Definición de la Infraestructura, es incorporado al Proyecto Integral de Explotación, haciendo los ajustes necesarios al mismo. Este paquete debe considerar los siguientes elementos:

- Requerimientos específicos del proyecto, en cuanto a capacidad, condiciones operacionales, filosofía de operación, control y mantenimiento.
- Dimensionamiento detallado de equipos y sistemas principales (dinámico y estático), así como de los servicios industriales requeridos.
- Integración con áreas y/o instalaciones existentes.
- Base de Diseño de los trabajos de Ingeniería Básica: Proceso, Arquitectura, Civil, Mecánica, Electricidad, Instrumentación y Control y telecomunicaciones.
- Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- Lista de Equipos Mayores y Materiales de Largo Tiempo de Entrega.

Diseñar Estrategia de Administración Integrada del Yacimiento/Campo

La Administración Integrada de Yacimientos/Campos ha demostrado

ser una práctica indispensable para alcanzar el máximo valor de los mismos. Aunque no existe una definición única y cada proyecto requiere de una estrategia adaptada a sus particularidades, las empresas petroleras coinciden en que el concepto de manejo holístico de los activos (integrando información proveniente del subsuelo, superficie y todos los elementos que conforman el proyecto de explotación), resulta en mejores soluciones que las que se obtienen de estudios y análisis de disciplinas, grupos o áreas particulares.

La estrategia de Administración Integrada del Proyecto de Explotación, debe ser establecida considerando dos escalas de tiempo: Una estrategia de desarrollo y administración del yacimiento global y de largo plazo, que abarque todo el ciclo de vida del mismo, desde su descubrimiento hasta el abandono; y otra, a corto plazo, más centrada en realizar estudios para resolver problemas específicos, capitalizar oportunidades y afrontar amenazas durante el desarrollo de la estrategia global de administración del yacimiento/campo. Las estrategias de corto plazo siempre deben estar enmarcadas dentro de la estrategia global, para evitar dar virajes o tomar acciones que representen una ganancia temprana, pero que al final redunden en el deterioro del valor a ser creado durante la vida del proyecto.

La Estrategia de Administración Integrada del Proyecto de Explotación debe asegurar la incorporación efectiva de los siguientes elementos: Procesos, Tecnología, Gente e Información. Obviamente disponer de los procesos correctos, la gente capacitada, las tecnologías necesarias y la información necesaria, son factores clave en la estrategia de administración del proyecto.

Por último, la Estrategia de Administración Integrada de Yacimientos debe estar fundamentada en una estructura orientada al proyecto, con un objetivo común, como lo es maximizar el valor del yacimiento/campo, y no particulares de un grupo, área o disciplina. De igual manera, es importante tener claro ¿quién es el dueño del proyecto?, ¿cuáles son los objetivos del mismo? y establecer los roles y responsabilidades de los diferentes actores durante la ejecución del proyecto. Por ello, todos estos aspectos, y no sólo los técnicos, deben estar incluidos en la Estrategia de Administración Integrada de Yacimientos.

Realizar Ciclo de Límite Técnico

El Límite Técnico es una metodología de mejoramiento continuo para desarrollar proyectos, la cual surgió a principios de los años 90, enfocada en el proceso de perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Recientemente su aplicación se ha ido extendiendo a otros ámbitos del negocio petrolero, siendo su principal objetivo alcanzar el comportamiento óptimo en todas las fases del proyecto a través del reto continuo de las prácticas existentes y la búsqueda de la

excelencia, tomando como referencia el mejor proyecto en el ámbito nacional, internacional o mundial (Mejor de su clase).

Este esquema responde a tres preguntas básicas: ¿Dónde estamos?, ¿Qué es posible realizar? y ¿Cómo superar las metas?. El Límite Técnico permite describir de manera detallada cada proceso y la forma como se hacen las cosas; luego ofrece opciones alternas de mejoras mediante el concurso de los miembros del equipo y se analizan referencias de mejores prácticas, por medio de mentores, para plantear propuestas que se fijan metas retadoras para cada oportunidad. Además, contribuye a desarrollar habilidades dentro del equipo de trabajo, que permiten resolver problemas, y su éxito depende del aprendizaje del equipo y la retroalimentación que se genera a partir de las lecciones aprendidas, algunas de las cuales se convierten en mejores prácticas.

Elaborar Plan Detallado de Ejecución del Proyecto de Explotación

El objetivo de esta actividad es integrar los elementos de los procesos de Exploración, Explotación, Perforación e Infraestructura, para generar el Plan Detallado de Ejecución del Proyecto de Explotación (PDEPE), estableciendo un programa de ejecución balanceado y ajustado a las necesidades del negocio, que garantice su materialización y permita maximizar la rentabilidad del proyecto.

El plan de ejecución del proyecto, ha sido madurado, desde su primera concepción en la fase de Visualización; pasando por el plan preliminar definido para la Mejor Opción Integral de Explotación, en la fase de Conceptualización, el cual considera una cantidad importante de información y un esfuerzo considerable de modelado del subsuelo, diseño conceptual de pozos e infraestructura; hasta llegar a la fase de Definición, en la que el plan es refinado para incorporar elementos más precisos de pozos e infraestructura.

Esta evolución progresiva, resulta en una reducción considerable de las incertidumbres, minimiza el riesgo de ejecución del proyecto, optimiza los costos totales, reduce los desperdicios en el ciclo de vida de los proyectos, mejora su rentabilidad, y finalmente permite cerrar la brecha entre lo planeado y lo real en los proyectos de inversión, es decir, mantener los proyectos en calidad, costo, tiempo y alcance.

El PDEPE representa el nivel más amplio de la planificación del proyecto, fijando el marco y la estrategia gerencial, del cual se desprenden todos los planes particulares del proyecto.

Incorporar Plan Detallado de Perforación y Reparación de Pozos

Durante la ejecución del VCD de perforación, se elabora el plan de ejecución detallado de cada pozo del proyecto. Este programa pormenorizado de perforación debe permitir hacer un seguimiento de

la perforación, a fin de prever situaciones operacionales, de seguridad, necesidades logísticas, entre otras. El plan de ejecución de los pozos debe detallar las siguientes actividades:

- Actividades Previas a la Mudanza.
- Mudanza.
- Construcción de la sección conductora.
- Construcción de la sección superficial.
- Construcción de las secciones intermedias.
- Construcción de la sección de producción.
- Terminación del pozo.

Incorporar Plan Detallado de Construcción/Adecuación de la Infraestructura

Durante la Fase de Definición del VCD de Infraestructura se desarrolla el plan de ejecución de la misma, para ser incorporado al PDEPE. Este plan debe ser desarrollado con suficiente detalle y debe contener los siguientes elementos:

- Programa Detallado de Ejecución del Proyecto (PDEP).
- Plan de Contratación, objetivos y alcance.
- Plan de Procura de equipos y materiales.
- Plan de Construcción.
- Plan de arranque y puesta en operación.
- Plan de Seguimiento y Control de la ejecución de la Infraestructura del Proyecto.
- Tecnología e Ingeniería.
- Configuración y operación del sistema de información.
- Guías para Control del Proyecto.
- Guías Operacionales.
- Planes de Contingencia para la implantación ordenada y a tiempo de las soluciones.

Determinar Rentabilidad del Proyecto

Utilizando el Plan Detallado de ejecución y los estimados de costos Clase II determinados anteriormente, se procede a evaluar económicamente el proyecto definido, con la finalidad de obtener la mejor estimación de la rentabilidad del proyecto, para someterlo al Equipo de Pares y al Equipo de Autorización PEP.

Como se indicó en la Fase de Conceptualización, para realizar esta evaluación se requiere la siguiente información:

- Volúmenes de venta y precios de los productos durante el tiempo de vida del proyecto.

- Inversión de capital.
- Costos de operación y mantenimiento durante el tiempo de vida del proyecto.
- Costos de desincorporación, desmantelamiento de las instalaciones y saneamiento de áreas, al finalizar el tiempo de vida del proyecto.
- Requerimientos no operacionales, tales como: gastos de investigación y desarrollo, gastos de distribución y administrativos.
- Inversión de soporte del proyecto incluyendo capital de servicios e inversión en equipos, plantas o instalaciones asociadas con el proyecto, impuestos, incentivos.
- Otros beneficios (sinergia, ahorros, entre otros).

Esta información, en conjunto con los criterios de evaluación que se mencionan más adelante, permite estimar los flujos de efectivo y los indicadores económicos para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Establecer Criterios de Evaluación Económica

La evaluación económica del proyecto sólo debe hacerse después de haber establecido una base consistente para la selección de los objetivos y criterios de evaluación. Estos criterios están relacionados con la metodología aprobada en la empresa para efectuar evaluaciones económicas, incluyendo entre otros parámetros y criterios, tales como: tasa de descuento, moneda y tasas de cambio para la evaluación económica, parámetros inflacionarios, criterio de financiamiento, métodos/criterios de depreciación, consideraciones de impuesto, etc.

Determinar Indicadores Económicos

Con los criterios, costos y beneficios descritos en los puntos anteriores se efectúa la evaluación económica del proyecto, la cual genera una serie de indicadores económicos que permiten determinar la rentabilidad del mismo.

Los indicadores comúnmente utilizados en las evaluaciones económicas son los siguientes:

- Valor Presente Neto: VPN.
- Valor Presente de la inversión: VPI.
- Eficiencia de Erogaciones: $VPN / (VPI + VP \text{ Gastos de operación y mantenimiento})$.
- Eficiencia de la Inversión: (VPN / VPI) .
- Tasa Interna de Retorno: TIR.
- Tiempo de Recuperación de la Inversión: TRI.
- Ganancia por barril o unidad de producto: \$/B.

Para cada tipo de proyecto, dependiendo de su naturaleza y alcance,

se definirán cuáles indicadores de los mencionados se utilizarán para los efectos del dictamen de esta fase.

Realizar Análisis de Riesgo y Sensibilidades a Variables Técnicas, Económicas y Financieras

A la evaluación económica anterior se le incorpora un análisis de riesgo, considerando probabilidades de ocurrencia de diferentes parámetros. Un método clásico de este tipo de análisis lo constituye el Método de Montecarlo. En el apéndice F se incluyen generalidades de este método.

Adicionalmente, se realizan sensibilidades, con el fin de visualizar el momento en el cual, la actividad planeada comienza a afectar los rendimientos del proyecto. Entre las variables que se consideran en este tipo de evaluación, se encuentran las siguientes:

- Volúmenes
- Precios
- Demanda
- Tiempo de ejecución
- Costos
- Parámetros económicos/financieros

Los resultados de esta evaluación se presentan generalmente en Diagramas de Araña, los cuales permiten visualizar las fortalezas y debilidades del proyecto e identificar las variables de mayor impacto sobre la rentabilidad del mismo.

Evaluar Grado de Definición del Proyecto y Uso de Prácticas de Agregación de Valor (VIP)

La evaluación del grado de definición del proyecto, permite verificar que cada una de las áreas de importancia del mismo, ha sido desarrollada a un nivel suficiente, que estadísticamente asegure una ejecución exitosa del proyecto. Por su parte, el uso de Prácticas de Agregación de Valor durante las fases apropiadas del ciclo de vida del proyecto, permite maximizar la creación de valor del mismo,

Definir el Grado de Definición del Proyecto

El Grado de Definición del Proyecto es usado para ayudar al equipo multidisciplinario del proyecto, al equipo de validación (Equipo de Pares) y al equipo de aprobación (Equipo de Autorización PEP), a entender los riesgos asociados al proyecto. Este índice está generalmente compuesto de varios indicadores que permiten cuantificar el grado de definición de los principales elementos de proyectos de explotación, a saber:

- Grado de Entendimiento Geológico (Estático).
- Grado de Entendimiento del Flujo de Fluidos (Dinámico).

- Nivel de definición de la Productividad de Pozos.
- Nivel de definición del Proyecto de Infraestructura.
- Nivel de definición del Proyecto de Perforación de Pozos.

Estos indicadores se obtienen a partir de una serie de preguntas sobre el grado de definición de cada elemento, cuya respuesta puede ser un número en una escala preseleccionada o respuestas afirmativas (Si), o negativas (No). Las preguntas son desarrolladas por grupos de expertos, para cada uno de los elementos antes mencionados. A las mismas generalmente se les asigna un peso y se normalizan en una escala de evaluación.

En la actualidad, la aplicación de esta práctica a nivel internacional es de uso común en el desarrollo de proyectos en empresas clase mundial, estando demostrado estadísticamente, que el éxito en la ejecución de proyectos guarda una relación directa con el grado de definición alcanzado. De allí, la importancia de evaluar el grado de definición del proyecto antes de someterlo a aprobación y solicitud de recursos para su terminación.

Generalmente, la evaluación del grado de definición del proyecto, es realizada por una organización externa al proyecto, la cual dependiendo de la magnitud y/o complejidad del mismo, podría variar desde una empresa especializada en este tipo de servicio, para un proyecto de gran magnitud y complejidad, hasta un equipo de trabajo proveniente del Activo y/o de las coordinaciones técnicas, pero diferente al grupo ejecutor, para el caso de proyectos menores.

Entre los beneficios de la aplicación de esta práctica se pueden mencionar los siguientes:

- Permite medir el grado de desarrollo y el alcance del proyecto.
- Establece criterios cuantificables y estándares para la selección de las mejores oportunidades de negocio a ser pasados a la fase de ejecución y asignación de recursos.
- Ayuda a predecir factores que impactan el riesgo de desviación del proyecto. Los resultados de los proyectos se pueden pronosticar al comprender la relación histórica entre los impulsores del proyecto (características, tecnología y prácticas de administración de proyecto) y los resultados finales del proyecto.
- Provee a la empresa de una herramienta de “Benchmarking”, para evaluar el grado de definición de proyectos versus indicadores de gestión en proyectos similares (internos y externos) y predecir la probabilidad de éxito de nuevos proyectos.

Definir Uso de Prácticas de Agregación de Valor

Otro elemento clave para mejorar la probabilidad de éxito de los

Proyectos de Explotación, lo constituye la utilización de Prácticas de Agregación de Valor (VIP), las cuales son prácticas específicas aplicadas en las fases iniciales de planificación de proyectos, a fin de mejorar el proceso de creación de valor. Estas prácticas han sido identificadas y validadas por grupos de ‘benchmarking’ internacionales, entre las principales Prácticas de Agregación de Valor se tienen:

- Evaluación y Selección de Tecnologías.
- Análisis de Riesgo e Incertidumbre.
- Modelado de Procesos.
- Modelado Estático del Subsuelo.
- Modelado Dinámico.
- Definición y diseño de pozos.
- Efectividad de Equipos de Trabajo.
- Aseguramiento de la Calidad.
- Mantenimiento Preventivo.
- Planeación de Ciclo de Vida completo.
- Simplificación de Procesos.
- Ingeniería de Valor.
- Diseñar a Capacidad.
- Diseñar a Costo.
- Análisis de Constructibilidad.
- Planeación Estratégica.
- Optimización de Instalaciones.

Información de proyectos de Exploración y Producción indica que la utilización de prácticas para la agregación del valor, en la etapa apropiada del ciclo de vida del proyecto, puede reducir costos entre 5 y 15 por ciento.

Elaborar DSD del VCD-D

El Equipo multidisciplinario de trabajo, desarrolla el documento de soporte de decisión DSD-D correspondiente a la Definición del Proyecto.

El documento de soporte de decisión DSD contiene los elementos que conforman y aseguran la calidad de la Definición del proyecto y tiene como objetivo primordial presentar de una manera resumida, toda la información estratégica, suficiente para analizar el riesgo involucrado y decidir comprometer los recursos necesarios, a fin de materializar la idea y su valor económico, maximizando las posibilidades de éxito del proyecto.

En dicho documento se debe desarrollar los siguientes aspectos:

- Resumen Ejecutivo.
- Introducción.
- Objetivo y Alcance del Proyecto.
- Descripción de las Opciones Evaluadas.
- Descripción de la Mejor Opción Integral de Explotación.
- Plan de Ejecución y Estimados de Costos Clase II del Proyecto.
- Evaluación Técnica, Económica y de Riesgo del Proyecto.
- Evaluación del Grado de Definición del Proyecto.
- Anexos.

Entregables

DSD del VCD-D de Explotación

A continuación se lista la información que debe contener el Documento de Soporte de Decisión elaborado en la Fase de Definición del VCD de Explotación:

- Resumen Ejecutivo
 - Objetivos de la fase.
 - Estrategias consideradas.
 - Recomendaciones.
- Introducción
- Objetivos y Alcance del Proyecto de Explotación
- Descripción de las opciones evaluadas
 - Aspectos técnicos.
 - Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas.
 - Cuantificación y ponderación de riesgos.
- Evaluación técnico, económica y de riesgos de las opciones evaluadas
- Descripción de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Aspectos técnicos.
 - Justificación de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Informe de soporte de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Riesgos e incertidumbres de la Mejor Opción Integral de

Explotación.

- Evaluación técnica, económica y de riesgos de la Mejor Opción Integral de Explotación.
 - Criterios de evaluación.
 - Indicadores económicos.
 - Sensibilidades técnicas, económicas y financieras.
- Estrategia de Administración Integrada del Proyecto de Explotación
- Plan de Ejecución Detallado del Proyecto y Estimados de Costos Clase II
 - Plan de Perforación y Reparación de Pozos.
 - Plan de Construcción y/o Adecuación de Infraestructura.
 - Plan de Monitoreo y Control del Sistema Subsuelo-Superficie. ◦ Plan de Mitigación de Riesgos.
 - Plan de Aseguramiento Tecnológico.
 - Plan de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
 - Plan de Desincorporación de Activos y/o Abandono.
 - Estimados de Costos Clase II de todos los elementos del PDEPE.
 - Evaluación Técnica, Económica y de Riesgo del Proyecto.
- Evaluación del Grado de Definición del Proyecto
 - Índices VCD-D.
 - Uso de Prácticas de Agregación de Valor (VIPs).
- Anexos
 1. Oficio Inicial de inicio de Fase de Definición.
 2. Designación de equipo multidisciplinario.
 3. Plan y equipo de trabajo para el VCD de Definición.
 4. Base de Usuario para iniciar el VCD-D de Infraestructura.
 5. Base de Usuario para iniciar el VCD-D de Perforación.
 6. Estudios y análisis que soportan las predicciones de volúmenes de fluidos producidos e inyectados de cada una de las opciones factibles.
 7. Estudios de factibilidad ambiental y legal.

8. Estudios y Análisis de Riesgo.
9. Estudios de análisis de "Valor de la Información" y Plan de Adquisición de Información.
10. Documento de "Análisis Costo Beneficio" de la opción seleccionada.

Cabe resaltar que existen más actividades que se realizan en el proceso VCD, que se encuentran enumeradas en el manual de Pemex, pero aquí solo quise enumerar las más importantes para el posterior análisis y aplicación a los proyectos en México

4.3 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE TOTAL

Estudios internos de negocios y proceso de decisión

Se evalúan todas las partes del proyecto:

- Geociencias
- Evaluación del desarrollo
- Nuevas tecnologías
- Económica
- Fiscal
- Legal
- Riesgo
- Seguridad Industrial
- Estrategia
- Zona geográfica

Todo esto va a los comités de validación y el ejecutivo.

Se crea una hipótesis basada en estudios económicos y técnicos de la siguiente manera:

Técnica (Proyecto)	Contractual (Contrato/impuestos)	Economía (Grupo)
Reservas Producciones Inversiones Costos de Operación Abandono Otros	Tipo de Contrato Sistema de Cobro de Impuestos Participación Bonos, Comisiones...	Precios del Aceite y Gas Inflación Incremento de Costos Tasa de Cambio Financiamiento

TABLA IV. 5 ACTIVIDADES EN EL FEL DE TOTAL

Todo esto nos da el valor del proyecto.

Seleccionando las oportunidades correctas: proceso de evaluación

Cada año se evalúan 250 nuevas oportunidades, se fueron 100 proyectos a estudios exhaustivos (se analizaron en comités técnicos), 60 pasaron a una evaluación completa técnica-económica (estuvieron en comités de validación), de ellos solo 30 pasaron el comité de E&P, unos 21 proyectos se presentaron al comité ejecutivo, de los cuales 2 proyectos fueron rechazados, 8 no se los concedieron a TotalFinaElf y sólo 11 proyectos nuevos se incorporaron al grupo en cifras de 2000. Los comités de E&P y el ejecutivo se enfocan en la generación de valor y en la solidez económica de los proyectos.

Actividad de E&P: 7 procesos principales, desde la adquisición de activos hasta la explotación del campo

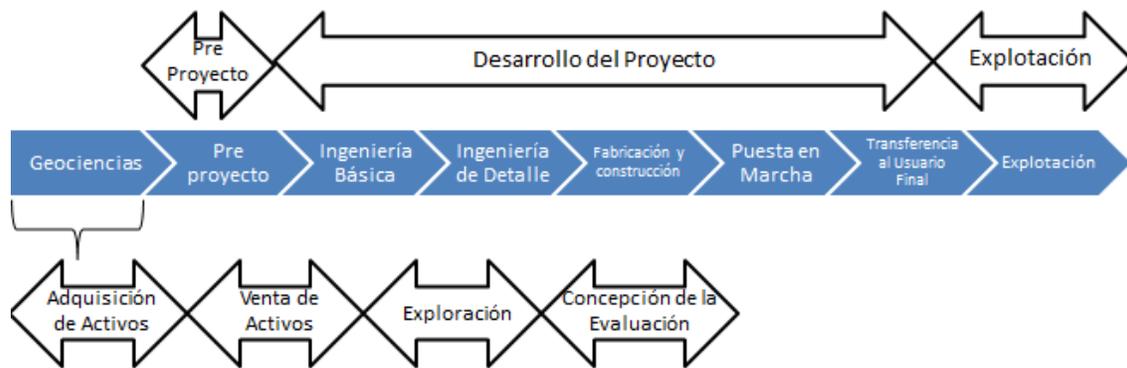


ILUSTRACIÓN IV. 14 ACTIVIDADES EN LA CADENA DE VALOR

Fuente: Total

TOTAL tiene como frase de apoyo: “Geociencias: actor clave durante toda la vida de un campo”, para poder llevar a cabo una mejor evaluación, selección y, posteriormente, ejecución de sus proyectos.

Fases de Desarrollo de un Campo de Aceite & Gas

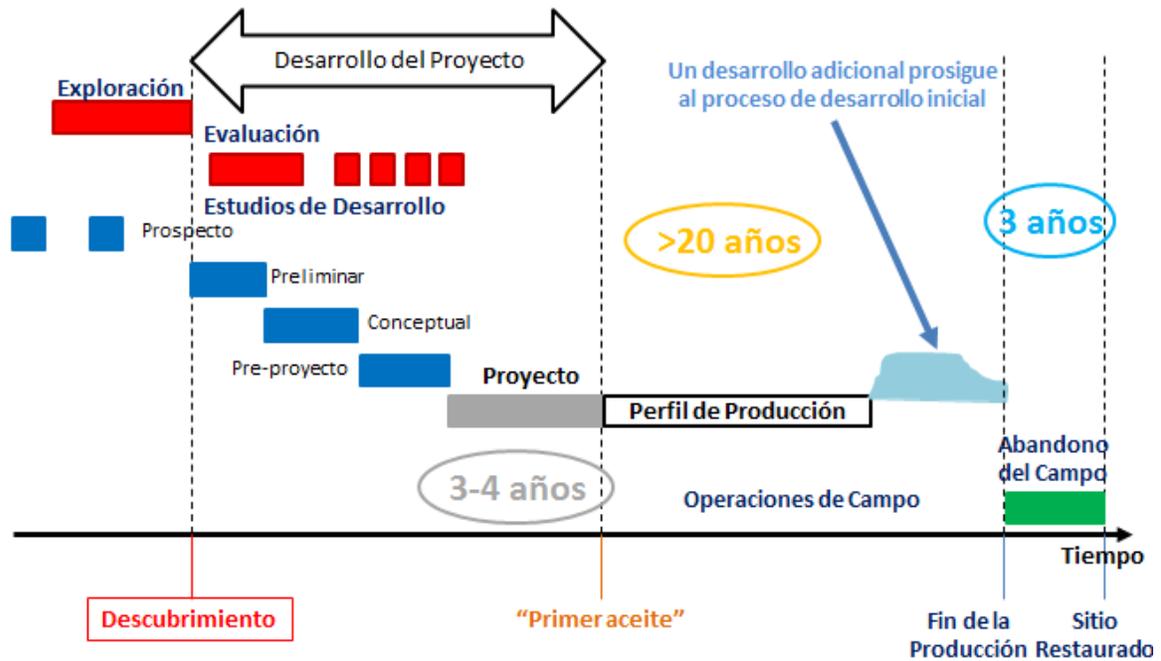


ILUSTRACIÓN IV. 15 FASES DE DESARROLLO DE UN CAMPO DE ACEITE Y GAS

Fuente: Total

Como se puede observar en la figura, TOTAL se toma su tiempo antes de obtener producción de un campo o yacimiento, pueden ser de 3 a 4 años; mientras se evalúa el prospecto, luego el proyecto preliminar, luego el concepto de este hasta que se llega a un pre-proyecto, y si las evaluaciones son positivas entonces ya se procede a ejecutar el proyecto. Estos proyectos se realizan para que la producción se mayor de 20 años.

Flujo de trabajo de desarrollo de TOTAL E&P

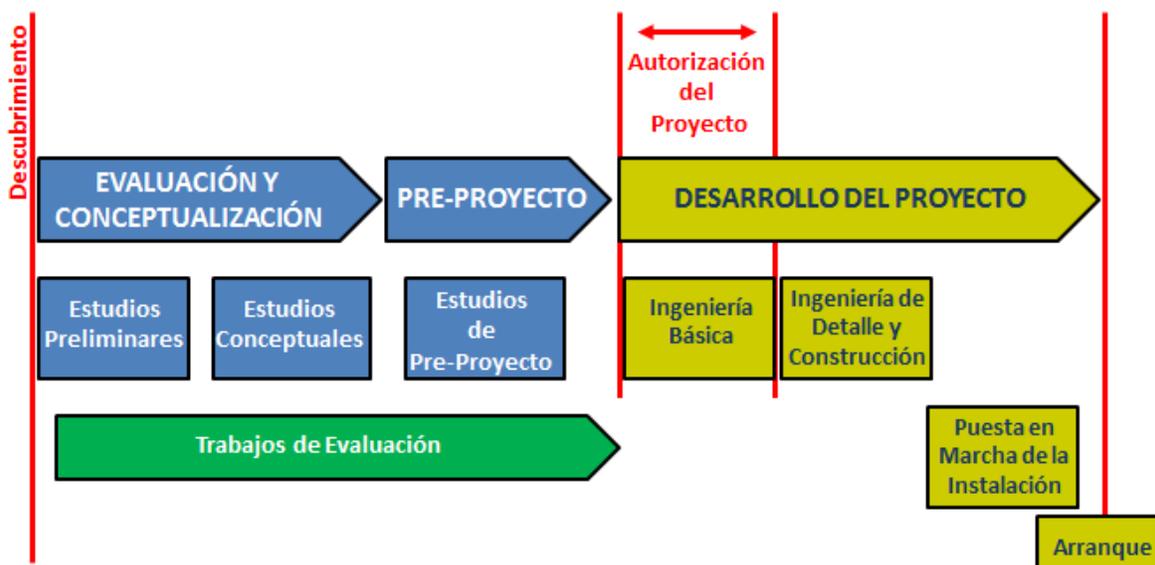


ILUSTRACIÓN IV. 16 FLUJO DE TRABAJO DE DESARROLLO DE TOTAL PARA E&P

Fuente: Total

En esta imagen se muestra más a detalla lo anteriormente señalado. Para pasar del concepto al pre-proyecto, existen siempre estudios preliminares y conceptuales y luego estudios en el pre--proyecto, pero siempre habrán evaluaciones para poder pasar de un lugar a otro. Después en el desarrollo del proyecto se hace Ingeniería básica, al principio, para posteriormente pasar a la de detalle y construcción. Todo esto con evaluaciones implícitas. Este proceso continúa también después del arranque, como se pudo ver en la figura anterior.

4.4 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE SHELL

La empresa operadora Shell, menciona que el proceso que llevan les ayuda para “hacer los correctos proyectos, para hacer los proyectos correctos”; es decir que eligen los proyectos adecuados para después realizarlos correctamente. Es por eso que a continuación revisaremos ese proceso.

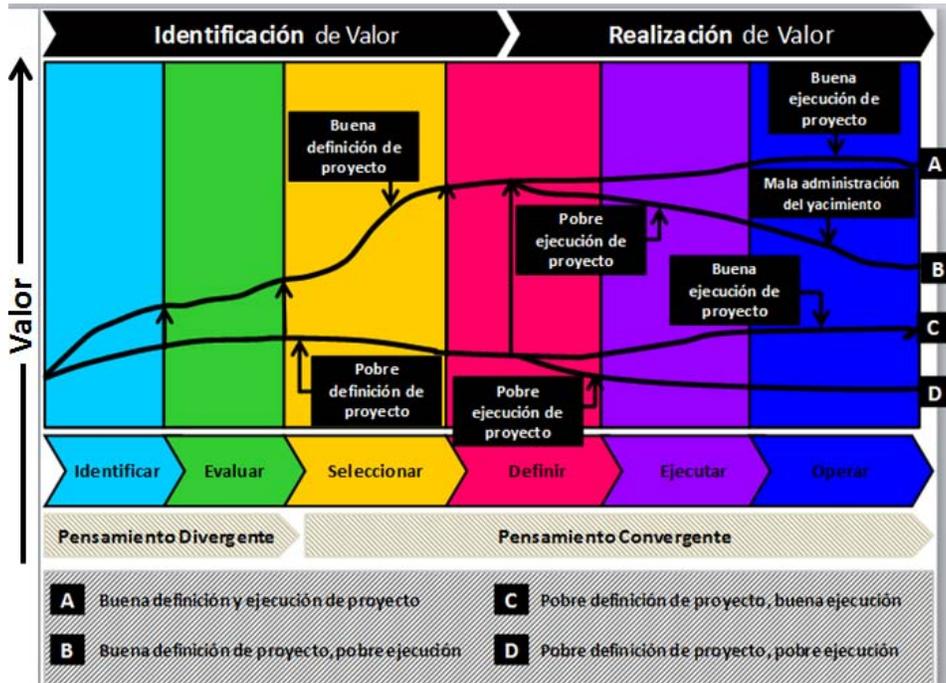


ILUSTRACIÓN IV. 17 VALOR CONTRA BUENA EJECUCIÓN DE PROYECTOS

Fuente: Shell

De esta figura se observa que:

- La posibilidad de crear valor es mayor en las primeras etapas de la definición del proyecto.
- La calidad en la ejecución es clave en la realización de valor.
- El proceso de Shell da claridad, consistencia y estructura para ayudar a crear y entregar valor.

El Manual de Realización de Oportunidad (ORM por sus siglas en inglés) es el enfoque de Shell para administrar las oportunidades que superan los umbrales de valor y/o involucran un riesgo inusual.

El ORM establece requisitos obligatorios, los cuáles están destinados a escalarse y a ser aplicados de manera adecuada.

Sus fundamentos son:

- Un proceso de etapas establecidas y con decisiones dirigidas, el cuál estimula una buena preparación, planeación y un aseguramiento apropiado en la ejecución y en la entrega de una oportunidad.
- Una estructura de gobierno clara para la oportunidad.
- Gente competente con roles y responsabilidades claras, quienes guían las oportunidades.

Las oportunidades en Shell están definidas como “actividades que requerirán una propuesta de inversión o dejar de invertir”. Estas incluyen cosas como proyectos de capital, inversiones en infraestructura o negocios integrales.

A continuación se presenta un resumen de los requisitos obligatorios del ORM:

- Todas las oportunidades tendrán una estructura de gobierno común la cual consiste en:
 - Gerente de oportunidad de negocio
 - Ejecutivo de decisión
 - Junta de revisión de decisión
 - Línea de visión definida
 - Mandato de acuerdo
- Las oportunidades deberán ser lideradas por profesionales con el nivel apropiado de competencia y experiencia.
- Las oportunidades deberán ser administradas a través de etapas establecidas y de decisiones dirigidas.
- El Ejecutivo de Decisión es personalmente responsable de que mínimo exista:
 - Encuadrado de la decisión:
 - Hoja de ruta de la oportunidad
 - Plan de participación de los interesados
 - Plan de administración de riesgos
 - Plan de aseguramiento de la oportunidad.

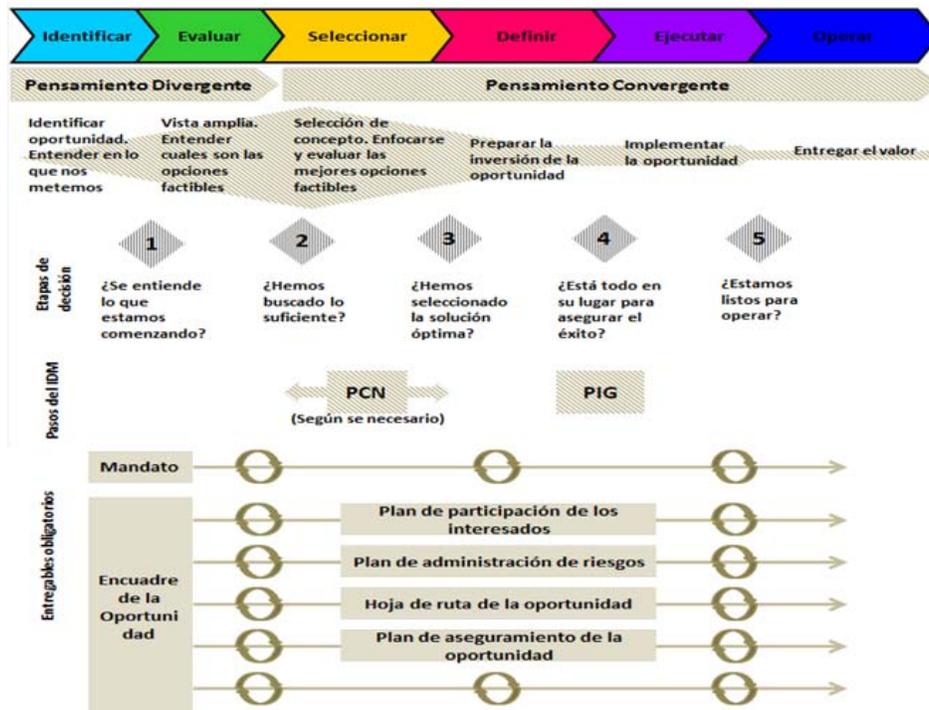


ILUSTRACIÓN IV. 18 DEFINICIÓN DEL PROCESO DE SHELL

*PCN = Permiso para Comenzar Negociaciones

*PIG = Propuesta de Inversión del Grupo

*IDM = Manual de Decisión de Inversión (por sus siglas en inglés)

Fuente: Shell

A continuación analizaremos la gobernabilidad de las oportunidades. Estipula que todas las oportunidades tendrán en común la misma estructura, la cual consiste en:

- Línea de visión: definida desde el puesto más alto de la empresa hasta el Gerente de oportunidad de negocio/Ejecutivo de decisión. Los roles en la oportunidad reportarán a una posición mayor con línea de autoridad.
- El Gerente de oportunidad de negocio (BOM) es el responsable de la entrega de la oportunidad.
- El Ejecutivo de decisión (DE) es el encargado de enlazar la oportunidad con la siguiente persona en la línea de visión; quien es responsable de dirigir, supervisar y apoyar al BOM así como de proveer el aseguramiento apropiado de la oportunidad. El DE toma decisiones en línea con autoridad concedida.
- La Junta de revisión de decisión (DRB) es donde se encuentra la experiencia relevante para apoyar al DE en la toma de decisiones. Como nota, la composición de la DRB puede cambiar a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

A continuación revisaremos con mayor profundidad las actividades que tienen que cumplir los elementos anteriormente mencionados:

- Gerente de oportunidad de negocio:
 - Entrega la oportunidad con el mandato de acuerdo junto con el Ejecutivo de decisión.
 - Lidera el equipo que entrega la oportunidad.
 - Asegura un enfoque integral y multidisciplinario adecuado para cada oportunidad. (Técnico, económico, comercial, operativo y político)
 - Mantiene la calidad de la oportunidad entregada.
 - Conduce una entrega efectiva al futuro propietario.
- Ejecutivo de decisión:
 - Tiene toda la responsabilidad por las decisiones tomadas relacionadas a la oportunidad.
 - Provee de dirección, supervisión, apoyo y certeza al BOM y al equipo de la oportunidad.
 - Preside la Junta de decisión.
 - Defiende la oportunidad y facilita su entrega.
 - Responsable por el Plan de aseguramiento.
 - Acuerda los mandatos junto con el BOM.
- Miembros de la Junta de Revisión de Decisión:
 - Proveen guía y asesoría al DE en sus respectivas disciplinas/funciones y experiencia para apoyar la oportunidad.
 - Facilitan al proporcionar acceso a los recursos.
 - Aseguran el alineamiento funcional.
 - Revisan/impugnan las recomendaciones hechas por el BOM y el Equipo de Oportunidad al DE.

Ahora veremos las actividades en las que actúan estos elementos.

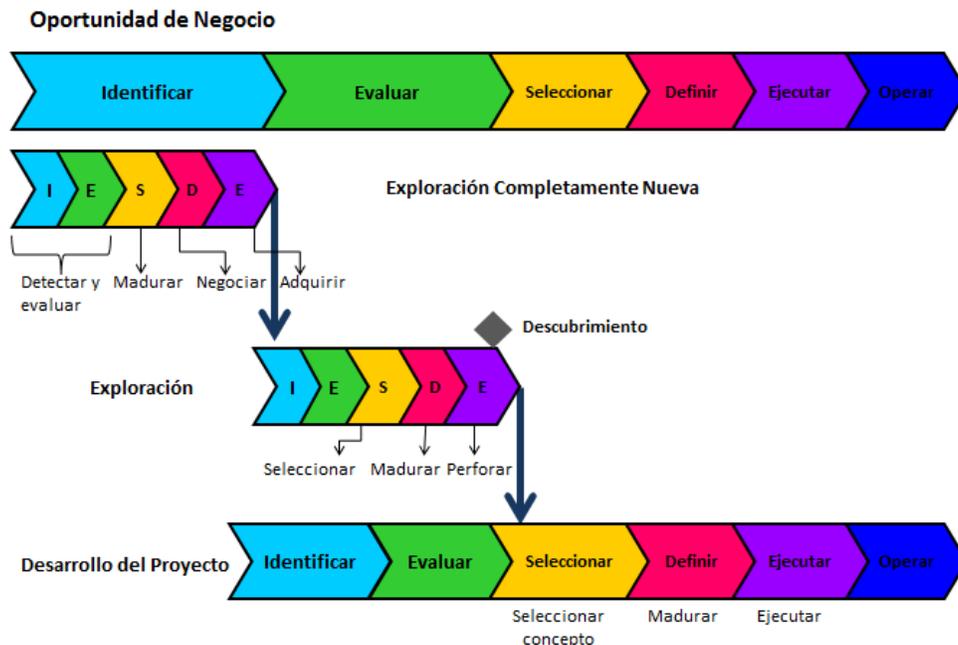


ILUSTRACIÓN IV. 19 INSERCIÓN DEL FEL EN CADA UNA DE SUS ETAPAS

Fuente: Shell

Sistema regulatorio de los Estados Unidos para las actividades de E&P

La legislación de las actividades petroleras en el país vecino, tiene diferentes leyes en las que se apoya. Pero principalmente se basa en una: el Acta de Tierras en la Plataforma Continental Costafuera, la cual requiere del Departamento del Interior para preparar un programa de arrendamiento de 5 años que especifica el tamaño, sincronización en tiempo y locación de las áreas para ser aseguradas federalmente.

El Departamento del Interior tiene el rol de asegurar que el gobierno de los Estados Unidos reciba un valor de mercado justo de la superficie disponible para el arrendamiento, y de que toda actividad en gas o aceite conserve los recursos, opere con seguridad y tome las medidas necesarias para proteger el ambiente.

Las actividades de Exploración y Producción Costadentro en Estados Unidos, incluyen una combinación de normas federales, estatales y locales que regulan emisiones, descargas y actividades específicas.

Normalmente las leyes ambientales son promulgadas en el nivel federal, pero reforzadas a nivel estatal (emisión de aire, descarga de agua, de desechos, etc.).

Las leyes en materia de aceite y gas, son promulgadas a nivel estatal y reforzadas a nivel local (perforación, fracturamiento, terminaciones, etc.). Cabe destacar que no hay leyes federales en este rubro, a menos que las tierras a explotar sean federales.

4.5 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE IPA

La consultora internacional Independent Project Analysis (IPA) se fundó en 1987 y es una empresa que proporciona una capacidad de investigación única a cada proyecto para diferentes industrias, pero por ahora nos concentraremos en la petrolera.

IPA tiene como misión el mejorar la competitividad de sus clientes, esto mejorando el uso de capital en sus proyectos. Logran su misión cuando:

- A través de investigaciones empíricas dirigidas a las causas profundas del éxito o fracaso de los proyectos.
- A través de una evaluación comparativa cuantitativa de sistemas de desarrollo de los activos de capital.
- A través de una evaluación cuantitativa del riesgo del proyecto.

La siguiente imagen muestra cómo se vinculan los conductores con los resultados.

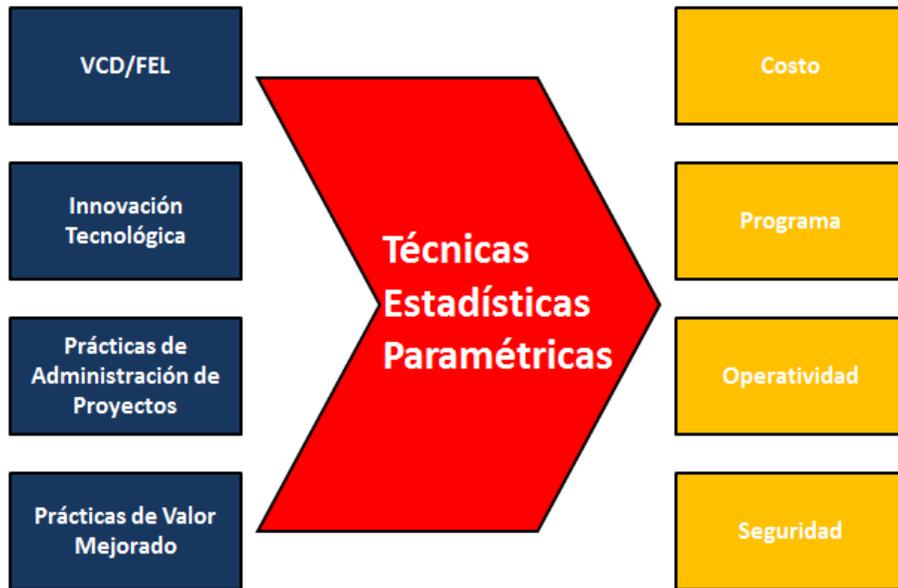


ILUSTRACIÓN IV. 20 VINCULACIÓN DE ENTRADAS CON RESULTADOS

Fuente: IPA

IPA trabaja en tres niveles:

- Evaluación individual de los proyectos: los proyectos forman el fundamento de su trabajo y proporciona datos e información para la investigación.
- Diagnosticar los sistemas de los proyectos les proporciona a las compañías con las bases para mejorar.
- Rediseñar los sistemas para mejorar el comportamiento:
 - Re-ingeniería del sistema (proceso de trabajo).
 - Organización efectiva (OE).

Todos los niveles organizados tienen una evaluación comparativa (benchmarking).



ILUSTRACIÓN IV. 21 ETAPAS EN LAS QUE IPA SE INVOLUCRA

Fuente: IPA

La consultora IPA se involucra en las etapas que describe la imagen anterior, eso lo hace de la siguiente manera:

- Evaluación temprana de la etapa del proyecto para definir estrategias y objetivos, identificar las mejores prácticas y cuantificar riesgos temprano.
- Evaluación del proyecto de autorización: Evaluación de la disponibilidad (FEL) para ejecutar la etapa, puntos de referencia para los costos y el programa.
- Continua evaluación después del arranque, pero antes de que el equipo sea reasignado.
- Operatividad después del primer año de operación.

Los datos de entrada que utiliza IPA para el benchmark del proyecto son:

- Estimación de la eficacia de la evaluación: Cómo es que el programa de evaluación compara con las mejores prácticas en la industria y los riesgos que están asociados al programa.
- Valoración del FEL: Identificación de riesgos asociados a la definición del yacimiento, infraestructura y pozos.
- Uso de prácticas de mejoramiento de valor.
- Efectividad del equipo de trabajo.
- Controles del proyecto.
- Recomendaciones para la reducción y mitigación de riesgos.



ILUSTRACIÓN IV. 22 VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DEL FEL POR ACTIVIDAD

Fuente: IPA

La imagen anterior describe las ventajas de la aplicación del FEL también por área de trabajo en el desarrollo de un campo.

Y esta aplicación nos deja datos de salida del benchmark, que son:

- Efectividad del desarrollo de activos
- Indicadores de desarrollo del concepto, como: la competitividad de la infraestructura o del programa de perforación de pozos.
- Indicadores de componentes individuales, como: FPSO, líneas de descarga, costos competitivos.
- Puntos de referencia de la sensibilidad, como: movilidad del programa, crecimiento en los costos, déficit en el logro de la producción, etc.

IPA le realizó una evaluación al proceso de capital de PEMEX y a continuación se mencionan algunos puntos importantes de dicha evaluación:

- Comparación del modelo de gobierno de proyectos de PEMEX E&P contra las mejores prácticas y las mejores prácticas de organización.
- Descripción de las causas profundas y los elementos que inhiben la efectiva implementación de las mejores prácticas.
- La evaluación detallada a los modelos de gobierno de proyectos serán vinculados con los estudios hechos por la Dirección Corporativa de Operaciones.
 - Benchmarking de Ayatsil-Tekel, Lakach y ATG.
 - Evaluación de Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos.

A continuación, la siguiente imagen muestra el proceso de optimización del sistema de capital que tiene la consultora IPA.

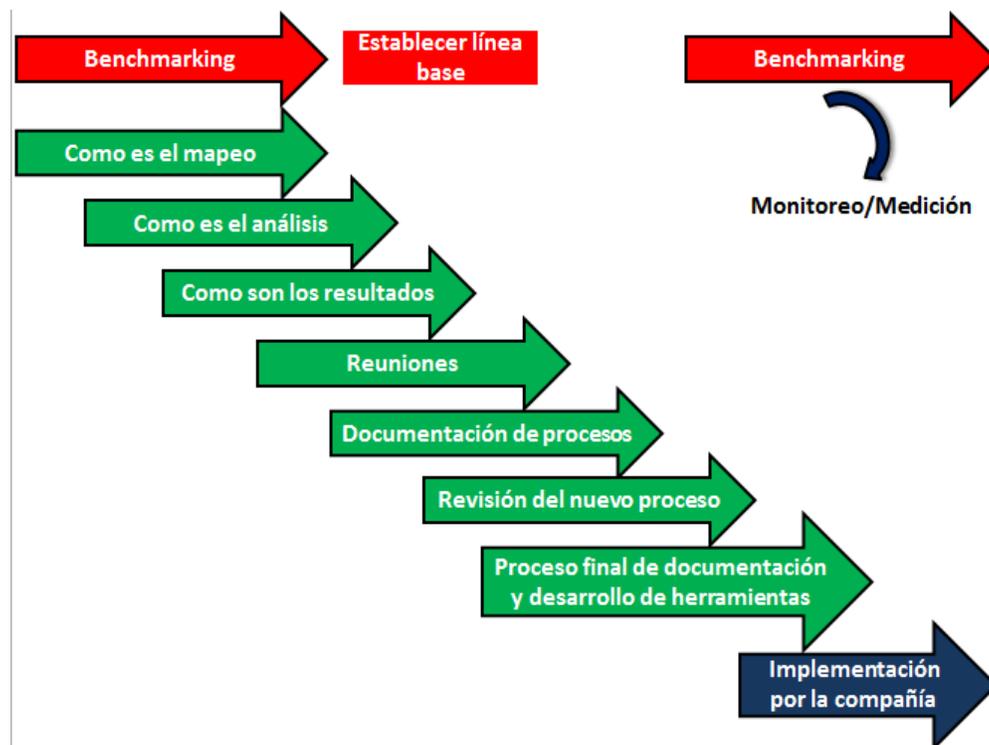


ILUSTRACIÓN IV. 23 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE IPA

Fuente: IPA

Las recomendaciones que IPA le hace a PEMEX son:

- Mejoramiento en los mecanismos existentes de gobierno de proyectos.
- Modificación o adición de nuevos mecanismos como sea apropiado.
- Mantener las fuerzas del mismo.
- Soluciones rápidas y acción a largo plazo.

4.6 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE WOOD MACKENZIE

Wood Mackenzie es un grupo consultor e investigador en energía, metalurgia y minería, con una reputación internacional por el hecho de proveer información comprensible, análisis escritos y consejos de consultoría.

Tiene su base en Edimburgo, Escocia, con oficinas en 25 países. El negocio energético fue fundado en 1973, cuando comenzaron a revisar los campos de aceites del Mar del Norte. Desde 2007 la consultora adquirió a los especialistas en carbón Hill & Associates en los Estados Unidos, a Barlow Jonker in Australia y a Brook Hunt, analistas en metales en el Reino Unido.

Su experiencia le da a sus clientes la confianza para evaluar los mercados, identificar nuevas oportunidades, definir su estrategia y mejorar su rendimiento.

Esta empresa también le hizo un análisis a los procesos de selección de proyectos de Pemex. Este análisis lo dividieron en las tres etapas que nos muestra la siguiente imagen.



ILUSTRACIÓN IV. 24 ETAPAS DE LA EVALUACIÓN DE WM

Fuente: Wood Mackenzie

En la primera etapa se tiene el siguiente enfoque:

	Enfoque/Metodología	Documento Entregable
Gobierno y Cuerpos Reguladores	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de los procesos de aprobación de proyectos existentes para E&P (tanto internos como externos) y los pasos subsecuentes requeridos para obtener las licencias para operar. • Revisión detallada de las regulaciones y leyes que gobiernan la industria y a Pemex, incluyendo los roles que juegan otras dependencias del gobierno, tales como Hacienda y Semarnat. • Entrevistas con los principales personajes de Sener, CNH y Pemex para identificar: <ul style="list-style-type: none"> ○ Interacciones funcionales entre varios actores. ○ Objetivos de las partes interesadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mapa de roles y responsabilidades de altos funcionarios. • Identificación inicial de áreas de oportunidad: <ul style="list-style-type: none"> ○ Ineficiencias ○ Duplicaciones ○ Inconsistencias

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Posibles áreas de oportunidad para su mejoramiento • Revisión de documentación previa requerida por cada autoridad. • Realizar una evaluación de los estatutos actuales, identificando áreas de oportunidad para su mejoramiento. 	
Proceso Interno de PEMEX	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de los procedimientos actuales de PEP para destinar capital y aprobar proyectos. Incluyendo una revisión de cómo las oportunidades surgieron, se proyectaron y se concretaron; así como las métricas que conducen estos procesos. • Entrevistas con los altos funcionarios para identificar oportunidades para mejorar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mapa del proceso interno de asignación de capital. • Identificación de fortalezas y debilidades del proceso existente, incluyendo áreas de oportunidad.

TABLA IV. 6 EVALUACIÓN DE ESTATUTOS Y PROCESOS ACTUALES

Para la segunda etapa se tiene el siguiente enfoque:

	Enfoque/Metodología	Documento Entregable
Gobierno y Cuerpos Reguladores	<ul style="list-style-type: none"> • Alinear a Sener, CNH y Pemex con las prácticas de otros países más aplicables a México: <ul style="list-style-type: none"> ○ Preliminarmente se sugieren Brasil, Colombia, Noruega, Reino Unido y los Estados Unidos. • Dentro de cada país, Wood Mackenzie usará sus conocimientos y relaciones para mapear el proceso de aprobación de proyectos de E&P. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mapa de actores y accionistas dentro de un grupo seleccionado de países, enfocándose en los roles de operador, regulador y dependencias gubernamentales. • Identificación de procesos, estructuras y mejores prácticas en aprobación de proyectos con otros países productores de aceite y gas.
Proceso Interno de PEMEX	<ul style="list-style-type: none"> • Alinear a Pemex con otras compañías (ambas: IOC y NOC's) para usar las mejores prácticas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Preliminarmente, WM sugiere Petrobras, Petronas, Ecopetrol, Shell y Chevron. • Dentro de cada empresa, Wood Mackenzie usará sus conocimientos y relaciones para documentar las mejores prácticas para proyección de oportunidades, aprobación de proyectos y asignación de capital. 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de lecciones relevantes y las mejores prácticas de empresas operadoras en el área de capital y aprobación de proyectos.

TABLA IV. 7 MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

Para esta parte, la consultora tiene tres tipos de proyecciones que han sido desarrolladas en forma de embudo. A continuación las mencionaremos:

1. Vista rápida

- Diseñado para realizarse en menos de un día
- Consiste en 5 parámetros
- 33% de las oportunidades se rechazan por este método

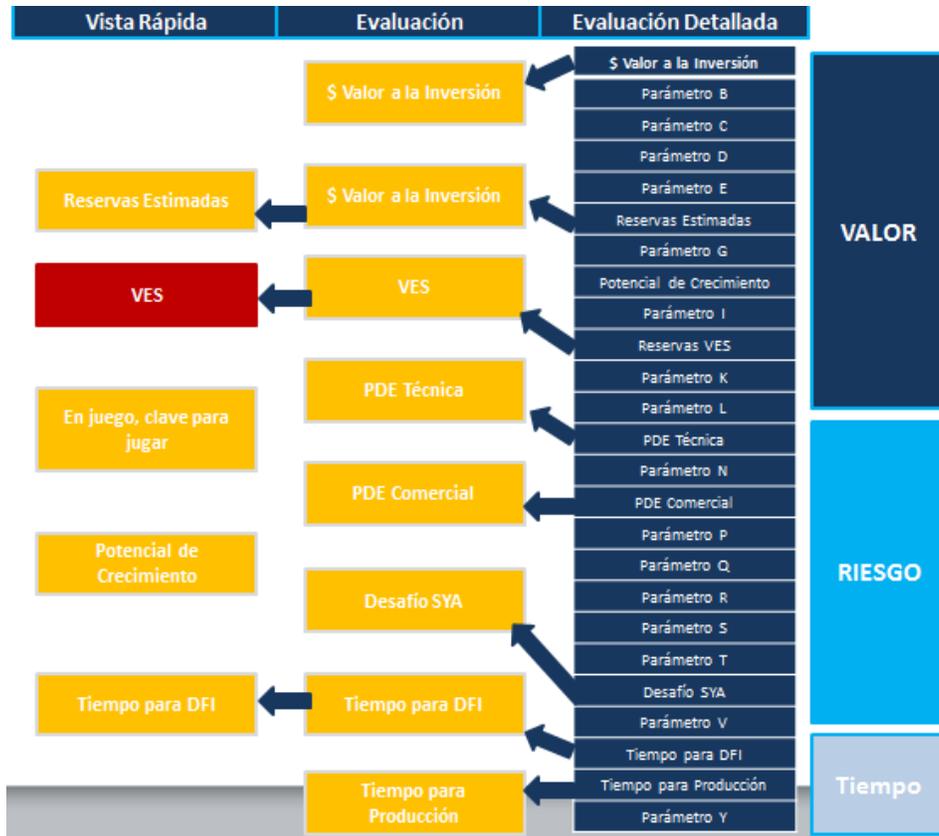


ILUSTRACIÓN IV. 25 PROCESO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS DE WM

*VES= Volumen de Éxito Significativo
 PDE= Posibilidad de Éxito

DFI= Decisión Final de Inversión
 SYA=Seguridad y Protección Ambiental

Fuente: Wood Mackenzie

2. Evaluación

- Debe realizarse en varios días
- Consiste en 8 o más parámetros detallados
- 75% de las oportunidades restantes se rechazan aquí

3. Evaluación detallada

- Consiste en 25 parámetros que incorporan corridas económicas para evaluar el riesgo del precio, ambiente competitivo y comerciabilidad. Un análisis completo TECOP (Técnico, Económico, Comercial, Operacional y Político).

También tienen una puntuación o marcador que cuantifica lo atractivo que es el proyecto. Se calcula usando un set de 25 parámetros y los pesos relativos representan las aspiraciones de una oportunidad en particular.

A continuación se muestra el método.

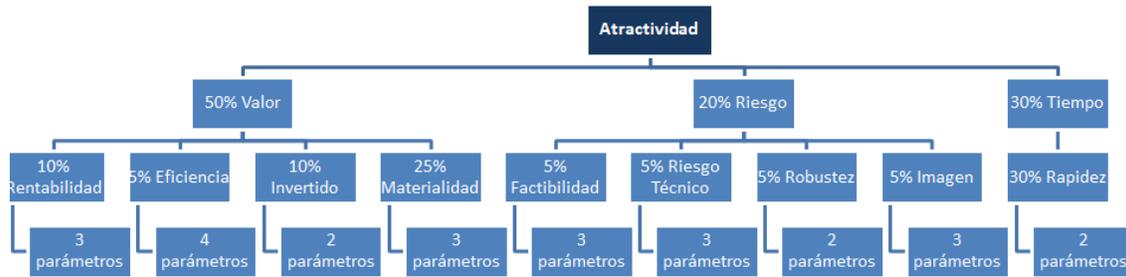


ILUSTRACIÓN IV. 26 ESPECIFICACIONES DEL ÚLTIMO FILTRO

Fuente: Wood Mackenzie

Por último, Wood Mackenzie llega a dos recomendaciones:

- Cambios a los procesos existentes de Pemex para aprobación de proyectos y asignación de capital para ajustarlos a las mejores prácticas internacionales.
- Cambios a los procesos regulatorios de aprobación de proyectos para mejorar la eficiencia y ajustar los procesos a las mejores prácticas internacionales.
- Incluir un mapa de regulaciones o leyes que necesiten ser modificadas.

CAPÍTULO V

COMPARATIVO Y APLICACIÓN EN PROYECTOS DE MÉXICO

5.1 ELECCIÓN DE PROYECTO EN EL PAÍS

El objetivo de este trabajo es comparar las diferentes metodologías de procesos de evaluación y selección de proyectos de explotación, en proyectos en México. Es por eso que tenemos que vamos a elegir dos proyectos de los más importantes de Pemex para que entren en este comparativo.

Primero fuimos al portafolio de los principales proyectos de la paraestatal mexicana, para tener un panorama acertado de los proyectos, y llegamos a la figura que a continuación se presenta.

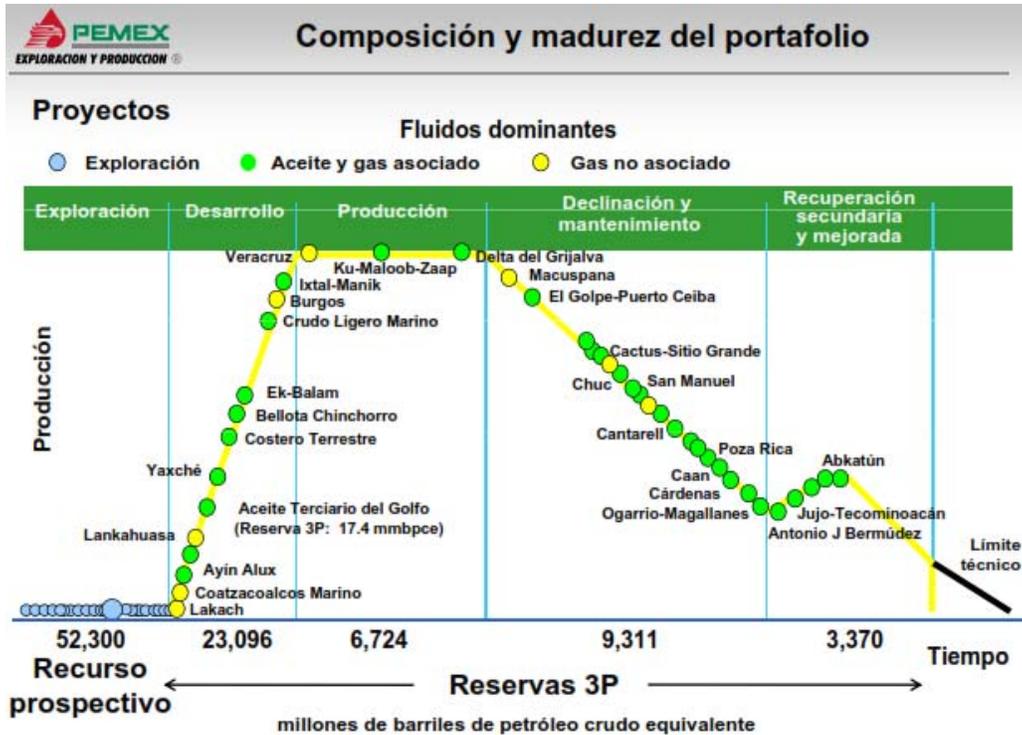


ILUSTRACIÓN V. 1 CARTERA DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE PEMEX

Fuente: PEP

En base a esta figura, fuimos descartando proyectos. Los de exploración fueron eliminados automáticamente pues lo que nos interesa en esta tesis son los de explotación. Para los yacimientos/campos que se encuentran en la fase de “declinación y mantenimiento” y los de “recuperación secundaria y mejorada”, tendríamos más información pero no tendría mucho caso un análisis en ellos pues ya no habrá tanto desarrollo. Los que están en “producción” es porque ya se tomaron las decisiones importantes anteriormente, por lo que también quedaron descartados. Así que nos quedamos con los proyectos que están en la fase de “desarrollo”. De estos tomamos 4 de aceite y gas asociado y 3 de gas no asociado, estos son los proyectos que aún les falta un buen tramo de desarrollo y donde aún no se han tomado las decisiones más fuertes e importantes.

Para decidir a cuáles les aplicaríamos las otras metodologías, se preparó el siguiente cuadro.

Conceptos Generales

Proyecto		Volumen Original 3P		Reserva Remanente de HC's												Producción Acumulada		
				1P				2P				3P				PCE MMbpce	Crudo MMb	Gas Natural mmmpc
				PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce	PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce	PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce			
Aceite y Gas Asociado	Gas No Asociado	Crudo MMb	Gas Natural mmmpc	PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce	PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce	PCE MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Gas Seco MMbpce	PCE MMbpce	Crudo MMb	Gas Natural mmmpc
Costero Terrestre		120.4	899.1	121.0	24.2	0.0	58.9	123.9	25.7	0.0	59.8	123.9	25.7	0.0	59.8	97.2	34.7	261.6
Yaxché		1,071.2	699.5	106.1	93.2	0.0	8.4	190.3	166.7	0.0	15.4	309.9	270.3	0.0	25.9	61.8	55.4	30.4
Aceite Terciario del Golfo		81,492.4	39,755.8	837.3	636.8	0.0	142.0	6,533.8	4,104.1	0.0	1,721.7	16,753.5	10,714.6	0.0	4,279.2	315.1	230.0	424.3
Lankahuasa		0.0	937.4	8.5	0.0	0.0	8.5	21.1	0.0	0.0	21.1	21.1	0.0	0.0	21.1	23.1	0.0	124.7
Ayin Alux		750.5	186.4	44.8	42.7	0.0	1.4	127.1	120.8	0.0	4.1	224.0	212.9	0.0	7.3	2.6	2.4	0.8
Coatzacoalcos Marino		504.6	263.5	34.3	30.9	0.0	2.0	51.7	46.1	0.0	3.3	101.1	89.1	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0
Lakach		0.0	1,127.8	95.4	0.0	2.8	56.4	179.9	0.0	5.3	106.3	179.9	0.0	5.3	106.3	0.0	0.0	0.0

TABLA V. 1 PARA ELEGIR PROYECTO DE APLICACIÓN

En esta tabla pusimos el volumen original del yacimiento, sus reservas de hidrocarburos (1P, 2P y 3P) y también su Producción acumulada. Al ver los 7 proyectos decidimos tomar uno de gas no asociado y uno de aceite y gas asociado.

De los proyectos se decidió por uno de aceite y gas asociado elegimos Ayin-Alux pues los campos de este tipo son más importantes para la explotación, también por que los indicadores económicos serán más significativos. Otra de las razones por la cual se eligió el proyectos es porque apenas ha comenzado a producir, es decir que todavía vienen decisiones importantes que tomar, pero también tiene un valor aceptable de reservas probadas y de volumen original, por lo que le queda un desarrollo importante al campo y se podrán apreciar las implementaciones de los otros procesos de las operadoras.

De este proyecto tenemos dos documentos. Uno es de Marzo de 2011, donde el proyecto se encontraba en la toma de decisiones complejas para poder desarrollar el campo. Posteriormente, para la Ronda 0, llegó un nuevo documento con fecha de Mayo de 2014, en el que, como se podrá ver más adelante, ya no hay muchas decisiones complicadas que tomar, pues el plan de explotación ya está en ejecución y solo hay pequeñas modificaciones que hacer, pues como sabemos, cuando se va explotando un campo, se va incorporando nueva información. A continuación presentaremos los detalles de ambos documentos; así como también aplicaremos las metodologías a estos.

Todas las ilustraciones, gráficas y tablas que aparecen a continuación, tienen como fuente sus respectivos documentos, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, elaborados por Pemex Exploración y Producción.

5.2 PROYECTO DE EXPLOTACIÓN AYIN-ALUX (MARZO DE 2011)

5.2.1 PRINCIPALES ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN

El objetivo del Proyecto de Explotación Ayin-Alux es explotar un volumen de reserva de 197.1 MMb de aceite y 46.5 mmmpc de gas en el periodo 2011-2033, por lo que las alternativas de explotación propuestas consideran las mejores prácticas y tecnologías probadas como son el uso de infraestructura submarina, barco de proceso FPSO para el manejo de la producción, perforación y terminación de pozos direccionales con árboles submarinos; siempre manteniendo presente la posibilidad de evaluar y aplicar nuevas tecnologías, adaptándose a las condiciones actuales de los campos del proyecto, a las estadísticas y resultados obtenidos a la fecha.

A continuación, se describen las alternativas y sus características para la explotación del Proyecto de Explotación Ayin Alux.

Descripción de alternativas.

A continuación, se describen las alternativas y sus características para la explotación de los campos del Proyecto de Explotación Ayin-Alux.

Alternativa 1

La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria. En Ayin se instalará la plataforma fija Ayin-A donde se perforarán seis pozos con equipo fijo. Para el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo en la plataforma Alux-1A (Alux 12 y Alux 33) con plataforma auto-elevable.

Se construirá un oleogasoducto de 20" x 24.3 km de Ayin-A al disparo submarino en el oleogasoducto existente Alux-1A hacia la plataforma de Enlace.

El escenario de explotación de esta alternativa se muestra en la Figura V.2.1.

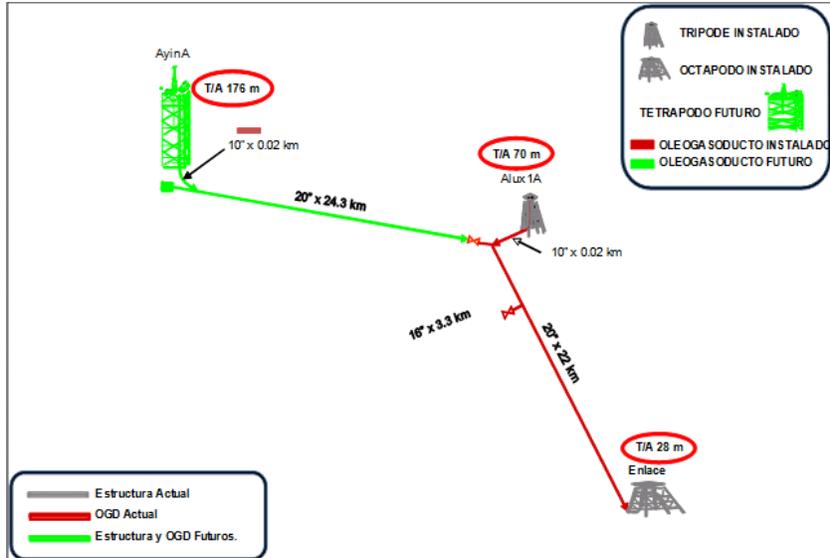


ILUSTRACIÓN V.2. 1INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 1

Alternativa 2

La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria, en el campo Ayin se instalará la plataforma fija Ayin-A, donde se perforarán cuatro pozos con equipo fijo de perforación (Ayin 35, 13, 21 y 11) y para la aceleración de la explotación previo a la instalación de dicha plataforma se pre-perforarán dos pozos con plataforma semi-sumergible e instalación de árboles mojados (Ayin 24 y 33). En el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo (Alux 12 y Alux 33) con una plataforma del tipo auto-elevable. Se construirán dos oleogasoductos; uno de 12" x 1 km de los arboles mojados hasta la plataforma Ayin-A y otro oleogasoducto de 20" x 24.3 km de Ayin-A hacia el disparo submarino en oleogasoducto Alux-Enlace.

A continuación se muestra en la Figura V.2.2 la infraestructura utilizada en esta alternativa.

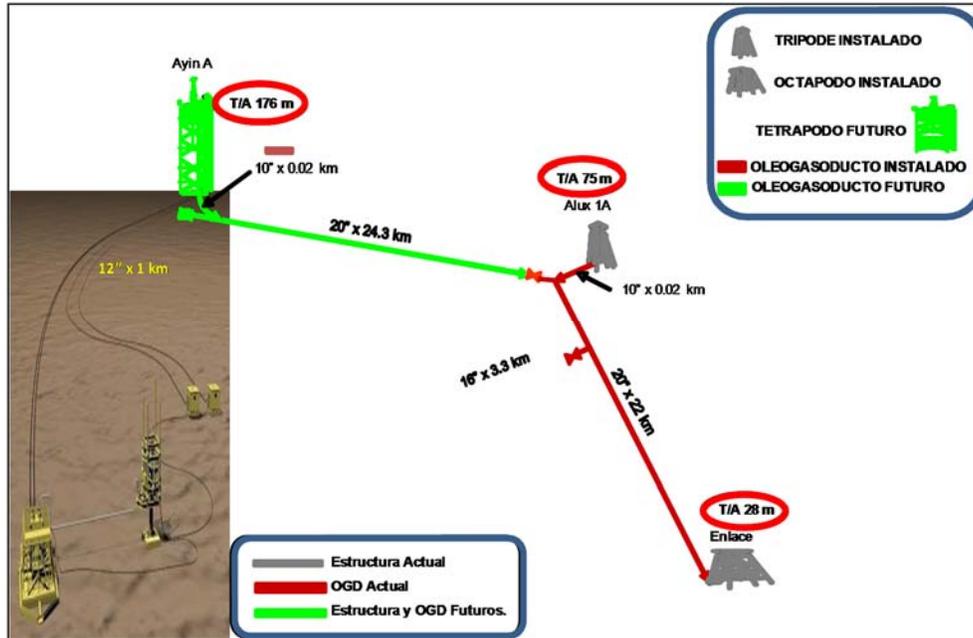


ILUSTRACIÓN V.2. 2 INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 2

Alternativa 3

La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria, en el campo Ayin se perforarán seis pozos, los cuales consideran arboles mojados y se perforarán a través de una plataforma semi sumergible, en el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo (Alux 12 y Alux 33) con plataforma auto-elevable.

La producción del campo Ayin se enviará a través de un oleogasoducto de 12" x 1 km de los arboles mojados hasta el barco FPSO y posteriormente hacia un buque tanque a través del oleogasoducto de 12" x 1 km, en el campo Alux la producción transportará a través del oleogasoducto de 20" x 22 km hacia Enlace, el cual fue instalado en febrero de 2010. En la Figura V.2..3 se muestra el desarrollo del proyecto con la infraestructura mencionada.

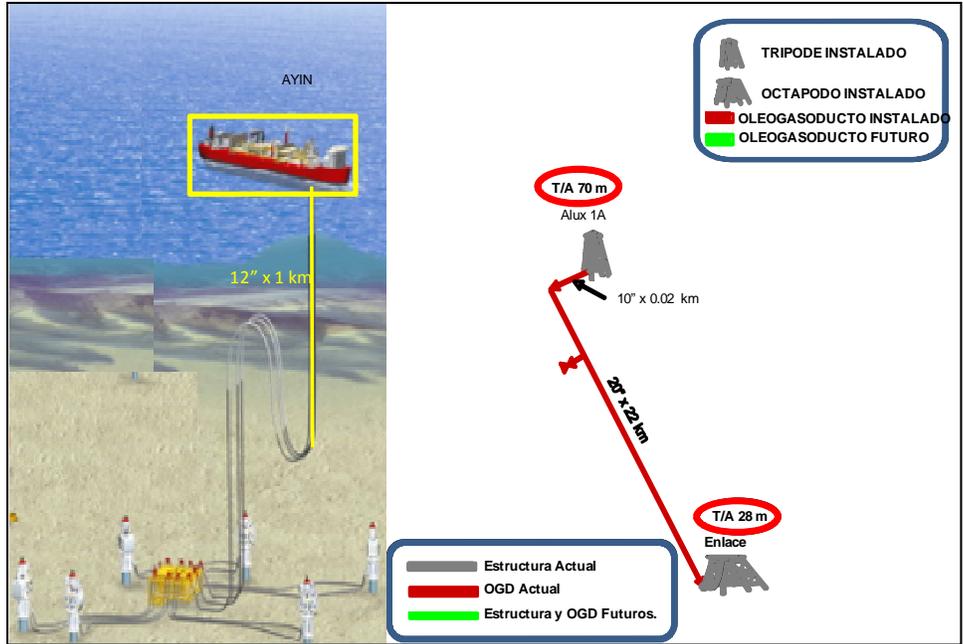
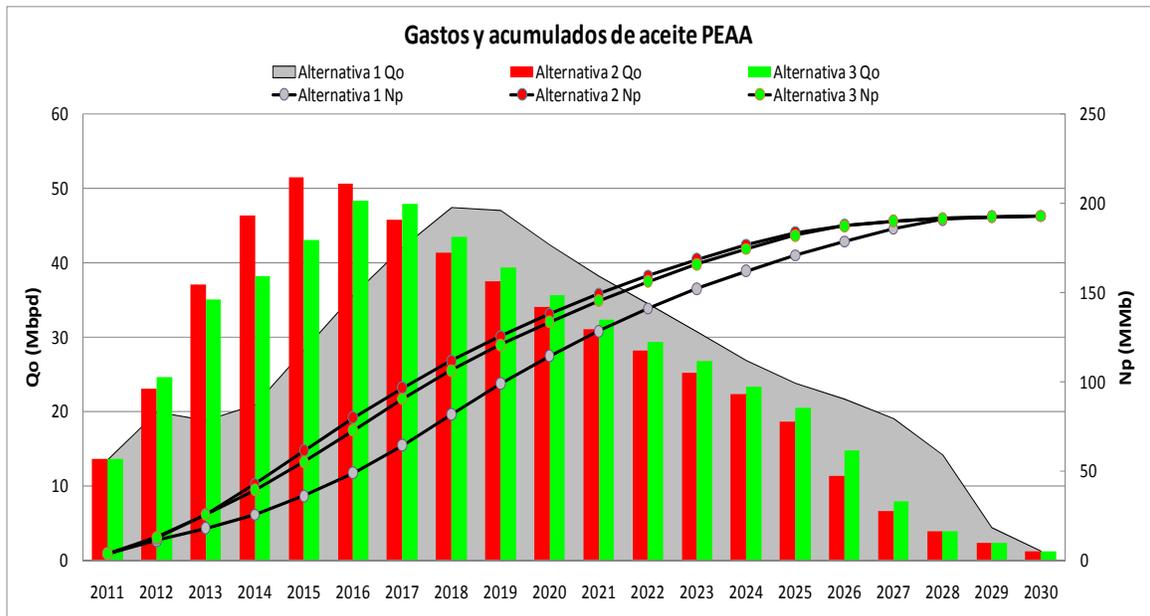
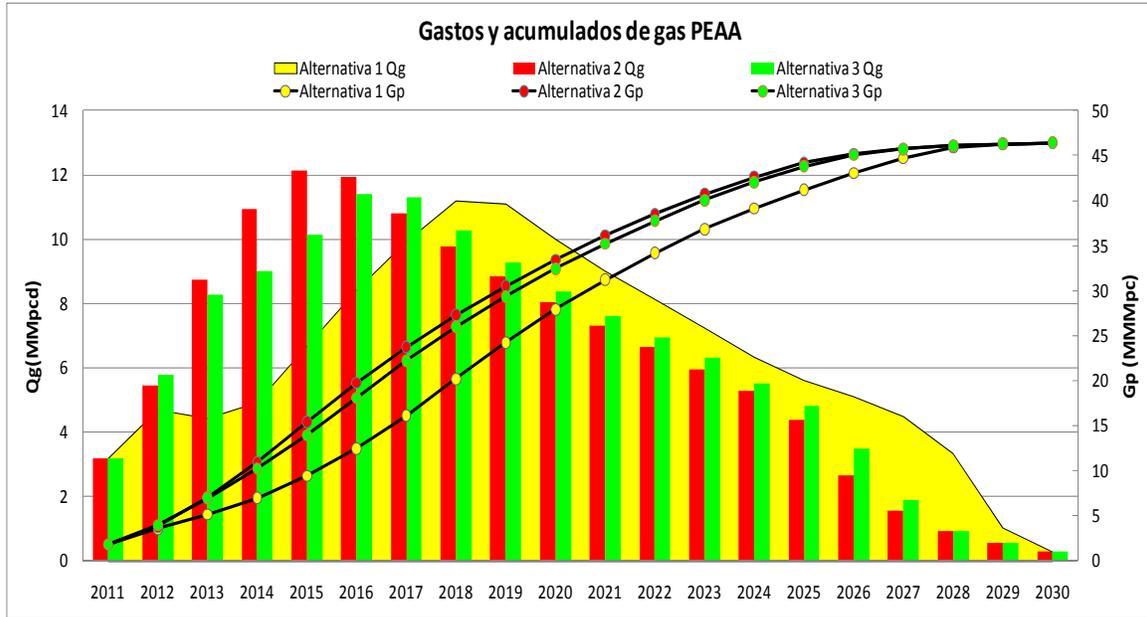


ILUSTRACIÓN V.2. 3 INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN; ALTERNATIVA 3

Las siguientes gráficas, muestran la producción de aceite y gas, respectivamente, para cada una de las opciones analizadas.



GRÁFICA V.2 1 COMPARATIVA DE PERFILES DE PRODUCCIÓN DE ACEITE OPCIONES ANALIZADAS



GRÁFICA V.2 2 COMPARATIVA DE PERFILES DE PRODUCCIÓN DE GAS OPCIONES ANALIZADAS

Metodología empleada para la identificación de alternativas

La metodología se basó en criterios técnicos, económicos y de riesgos. Para cada alternativa se generaron los pronósticos de producción, la actividad o metas físicas requeridas, tiempos y costos asociados, así como los indicadores claves de desempeño para establecer los elementos de selección de la mejor alternativa.

Paralelamente, se identificaron los riesgos asociados a la ejecución del Proyecto de Explotación Ayin Alux que son inherentes a la misma actividad, tales como riesgos técnicos, ecológicos y operativos.

Los indicadores económicos VPN, VPI y VPN/VPI, en conjunto con el análisis de riesgos, permitieron identificar la mejor alternativa que será utilizada para ejecutar el plan de explotación del proyecto.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos, se procedió a comparar las 3 alternativas y seleccionar la que genera mayor valor económico. Una vez efectuado el análisis técnico-económico y de riesgos, se seleccionó la opción 1, ya que ofrece la mayor eficiencia de la inversión con un índice de utilidad VPN/VPI = 7.88.

Opciones técnicas y estrategias de ejecución

Los campos Ayin y Alux se encuentran en una etapa de delimitación y dado al poco desarrollo del campo Alux y en el caso de Ayin es nulo, por lo tanto se considera que la presión de los yacimientos de ambos campos no ha tenido cambio, por lo que la recuperación de hidrocarburos está asociada a los mecanismos naturales que proporcionan la energía necesaria para el desplazamiento de los mismos a la superficie. Al generarse un gradiente de presión, los hidrocarburos se desplazan hacia los pozos, a este proceso inicial de producción, se le conoce como producción primaria.

El criterio de selección del sistema artificial de producción o la implementación de un método de recuperación secundaria y/o mejorada para los campos del Proyecto de Explotación Ayin-Alux se analizó a través de una serie de consideraciones establecidas por Ingenieros de producción, estas consideraciones permiten jerarquizar la aplicación de cada método a las condiciones del pozo en estudio, sin embargo, dadas la condiciones en las que se encuentran los campos de estudio, se determinó que por el momento no era necesario la implantación de alguna de estas dos técnicas.

De los tipos de pozos factibles de perforar en este tipo de campos están los de tipo convencional o desviados (de 0 a 40 grados), alto ángulo o altamente desviados (40 a 75 grados) y horizontales (mayor a 75 grados). Para definir la mejor alternativa se llevaron a cabo diferentes análisis que permitieron identificar el modelo de pozo más apropiado, de acuerdo al tipo de yacimiento, a la cantidad y calidad de la información. El tipo de pozos considerados en la estrategia de explotación son pozos convencionales para la formación JSK y alto ángulo para la formación K. La desviación preliminar de la mayoría de los pozos considerados está entre 0 y 60 grados de inclinación.

El Proyecto de Explotación Ayin Alux, tiene contemplado perforar 8 pozos (6 para el campo Ayin y 2 para el campo Alux), en cada una de las alternativas se evaluó la explotación de los yacimientos bajo el concepto de recuperación primaria y debido a que la poca explotación del campo Alux no repercutió en la presión del yacimiento y en el campo Ayin no hay desarrollo, no se consideró la implantación de sistemas artificiales de producción o algún método de recuperación mejorada o secundaria.

También se consideró en dos escenarios, el manejo de la producción hacia tierra por medio de infraestructura existente en las cercanías de los campos y la recolección y transportación de la producción del campo Ayin por medio de un barco FPSO y un buque tanque.

El resultado del análisis de las alternativas considerando las condiciones de los yacimientos y la factibilidad de utilización de diferentes tipos de plataformas se resumen en el cuadro V.2.1.

TABLA V.2. 1 ALTERNATIVAS TÉCNICAS Y ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN

Concepto	Alternativas		
	1	2	3
Reservas (MMb)	197.1	197.1	197.1
Reservas (mmmpc)	46.5	46.5	46.5
Reservas a recuperar (MMbpce)	206.3	206.3	206.3
Campos a desarrollar	Ayin y Alux	Ayin y Alux	Ayin y Alux
Tipo de pozos	Convencionales y de alto ángulo.	Convencionales y de alto ángulo.	Convencionales y de alto ángulo.
Número de pozos	8	8	8

Conceptos Generales

Tipo de estructuras	Alux: Equipo de perforación auto elevable	Alux: Equipo de perforación auto elevable	Alux: Equipo de perforación auto elevable
	Ayin: tetrápodo reforzado	Ayin: tetrápodo reforzado	Ayin: FPSO y buque tanque
Oleogasoducto, No, km	Ayin A a disp. Sub. Alux 1A (20" x 24.3 km)	Árboles mojados a Ayin A (12" x 1 km)	Árboles mojados a FPSO y buque tanque (12" x 1 km)
	Alux 1A a Enlace (20" x 22 km-existente)	Ayin A a disp. Sub. Alux 1A (20" x 24.3 km)	Alux 1A a Enlace (20" x 22 km-existente)
		Alux 1A a Enlace (20" x 22 km-existente)	

Estimación de producción, ingresos, impuestos, inversión y costos por categoría, desagregar inversiones.

A continuación se presentan en las Cuadros V.2.2, V.2.4 y V.2.6 la estimación de la inversión, ingresos, producción y gasto de operación de las tres alternativas:

Resultados considerando la alternativa 1.

TABLA V.2. 2 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Año	Inversión (mmpesos)	Inversión abandono (mmpesos)	Ingresos antes de impuestos (mmpesos)	Qo (mbd)	Qg (mmpcd)	Costos operativos (mmpesos)
Total	17,371	439	190,160	197.1	46.5	5,812
				(MMb)	(mmmpc)	

Los valores de reserva a recuperar en el horizonte 2011-2033 para la alternativa 1 se muestran en el Cuadro V.2.3.

TABLA V.2. 3 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 1

Reserva a recuperar	
Aceite (MMb)	197.1
Gas (mmmpc)	46.5

Resultados considerando la alternativa 2

Conceptos Generales

TABLA V.2. 4 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2

Año	Inversión (mmpesos)	Inversión abandono (mmpesos)	Ingresos antes de impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Costos operativos (mmpesos)
Total	21,024	439	190,208	197.1	46.5	5,812
				(MMb)	(mmpc)	

Los valores de reserva a recuperar en el horizonte 2011-2033 para la alternativa 2 se muestran el Cuadro V.2.5.

TABLA V.2. 5 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 2

Reserva a recuperar	
Aceite (MMb)	197.1
Gas (mmpc)	46.5

Resultados considerando la alternativa 3

TABLA V.2. 6 INVERSIÓN, INGRESOS, PRODUCCIÓN, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 3

Año	Inversión (mmpesos)	Inversión abandono (mmpesos)	Ingresos antes de impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Costos operativos (mmpesos)
Total	48,850	439	190,155	197.1	46.5	2,472
				(MMb)	(mmpc)	

Los valores de reserva a recuperar en el horizonte 2011-2033 para la alternativa 3 se muestran en el Cuadro V.2.7.

TABLA V.2. 7 RESERVAS A RECUPERAR DE ALTERNATIVA 3

Reserva a recuperar	
Aceite (MMb)	197.1
Gas (mmpc)	46.5

La principal diferencia entre los escenarios propuestos es el uso de diferente infraestructura y tecnología para la explotación de los campos, manteniendo el mismo número de pozos y la productividad de los mismos, ya que no se plantea ningún sistema artificial de producción o mantenimiento de presión.

5.2.2 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y el poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 70.03 dólares por barril de aceite por barril para el aceite y 6.85 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar, en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente. Las tres opciones fueron evaluadas con las mismas premisas.

Considerando los niveles de inversión requeridos y los perfiles de producción para cada una de las alternativas, se obtuvieron los indicadores económicos para el horizonte de análisis del 2011 al 2035, considerando premisas de precios de hidrocarburos, tasas de descuento y paridad peso/dólar mencionadas.

En los Cuadros V.2.8, V.2.10, y V.2.12 se presenta para cada una de las alternativas, la inversión requerida, ingresos, flujo de efectivo antes de impuestos y gastos de operación.

Los resultados económicos de las alternativas se muestran en los Cuadros V.2.9, V.2.11 y V.2.13. El resumen de los indicadores económicos de las tres alternativas se presenta en el Cuadro V.2.14.

TABLA V.2. 8 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Año	Gasto de operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
Total	5,812	17,810	185,350	4,810	190,160	166,537

Conceptos Generales

TABLA V.2. 9 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 1

Indicadores económicos		Unidades	Antes de Impuestos
Valor Presente Neto	VPN	mmpesos	75,250
Valor Presente Inversión	VPI	mmpesos	9,554
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	peso/peso	7.88
Relación Beneficio Costo	B/C	peso/peso	7.20

TABLA V.2. 10 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2

Año	Gasto de Operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total de ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos
Total	5,812	21,463	185,419	4,790	190,208	162,934

TABLA V.2. 11 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 2

Indicadores económicos		Unidades	Antes de Impuestos
Valor Presente Neto	VPN	mmpesos	79,393
Valor Presente Inversión	VPI	mmpesos	12,916
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	peso/peso	6.15
Relación Beneficio Costo	B/C	peso/peso	6.13

TABLA V.2. 12 INVERSIÓN, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO ANTES DE IMPUESTOS, GASTO DE OPERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 3

Año	Gasto de Operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total de ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos	mmpesos
Total	2,472	49,289	185,360	4,795	190,155	138,395

Conceptos Generales

TABLA V.2. 13 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 3

Indicadores económicos		Unidades	Antes de Impuestos
Valor Presente Neto	VPN	mmpesos	65.009
Valor Presente Inversión	VPI	mmpesos	26,169
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	peso/peso	2.48
Relación Beneficio Costo	B/C	peso/peso	3.37

TABLA V.2. 14 RESUMEN DE LOS INDICADORES DE LAS TRES ALTERNATIVAS

Indicadores Económicos	Unidades	Antes de Impuestos		
		Opc 1	Opc 2	Opc 3
Valor Presente Neto VPN =	mm pesos	75,250	79,393	65.009
Valor Presente Inversión VPI =	mm pesos	9,554	12,916	26,169
Relación VPN /VPI =	peso / peso	7.88	6.15	2.48
Relación Beneficio - Costo	peso / peso	7.20	6.13	3.37

Considerando los resultados de las evaluaciones económicas y las sensibilizaciones efectuadas se considera que la alternativa uno es la que ofrece mayor viabilidad ya que apoya las premisas de selección ya comentadas, y ofrece mejores indicadores, tal como se observa en el Cuadro V.2.15.

TABLA V.2. 15 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Indicadores económicos	Unidades	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	75,250	16,184	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	9,554	9,554	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	7.88	1.69	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C =	7.20	0.40	peso/peso

Las obras requeridas para las perforación, manejo y transporte del hidrocarburo deben tener previo a su aprobación un estudio de Manifiesto de Impacto Ambiental el cual es aprobado por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Dicho estudio considera todas las leyes y normas Nacionales e Internacionales para el manejo de los desechos contaminantes gaseosos, líquidos y sólidos.

Análisis de sensibilidad y costos

Las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto para cada una de las alternativas documentadas son: precio, producción e inversión. Según lo indica el análisis de sensibilidad que se elaboró para cada una de las alternativas evaluadas y que se presentan en los Cuadros V.2.16, V.2.17, V.2.18 y en las Figuras V.2.4, V.2.5, V.2.6 y así como el Cuadro 5.20 que presenta el resumen de las tres alternativas.

TABLA V.2. 16 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 1

Análisis de sensibilidad	Valor actual	Variación antes de impuestos
Inversión:		787.64%
Millones de pesos	17,810	158,092
Volumen:		(88.73%)
Aceite (MMb)	197	22
Gas (mmmpc)	46.5	5
Precio:		(86.12%)
Aceite (dls/b)	69	10
Gas (dls/mpc)	7	1

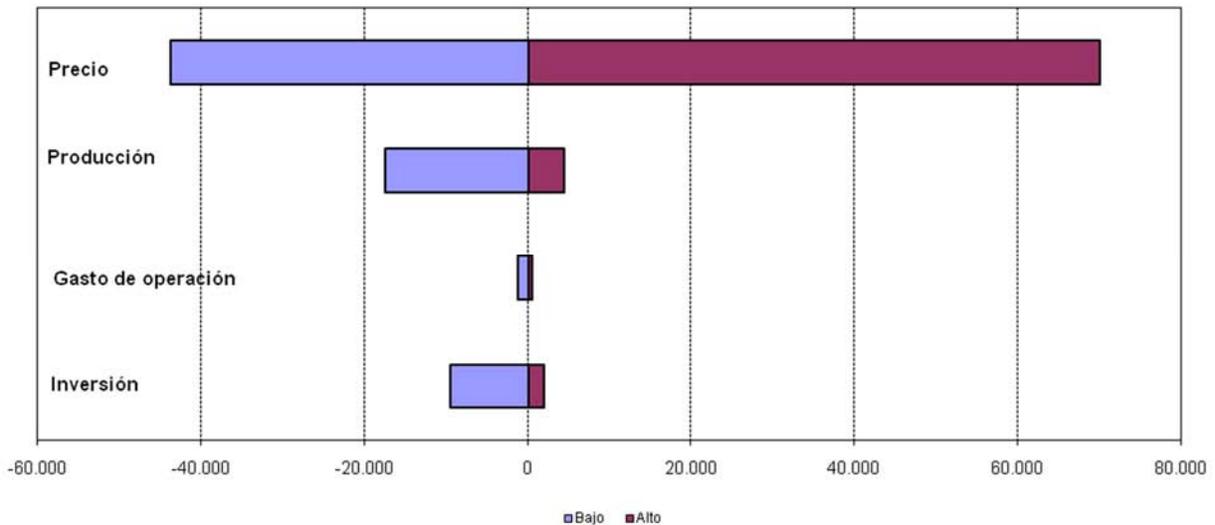


ILUSTRACIÓN V.2. 4 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 1.

Conceptos Generales

TABLA V.2. 17 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 2

	Valor actual	Variación % Antes de impuestos
Inversión :		614.70%
millones de pesos	21,463	153,393
Volumen :		(86.01%)
Aceite, MMb -	197	28
Gas (mmmpc) -	46	7
Precio :		(83.67%)
Aceite, usd/bl -	69	11
Gas (usd/mpc) -	7	1

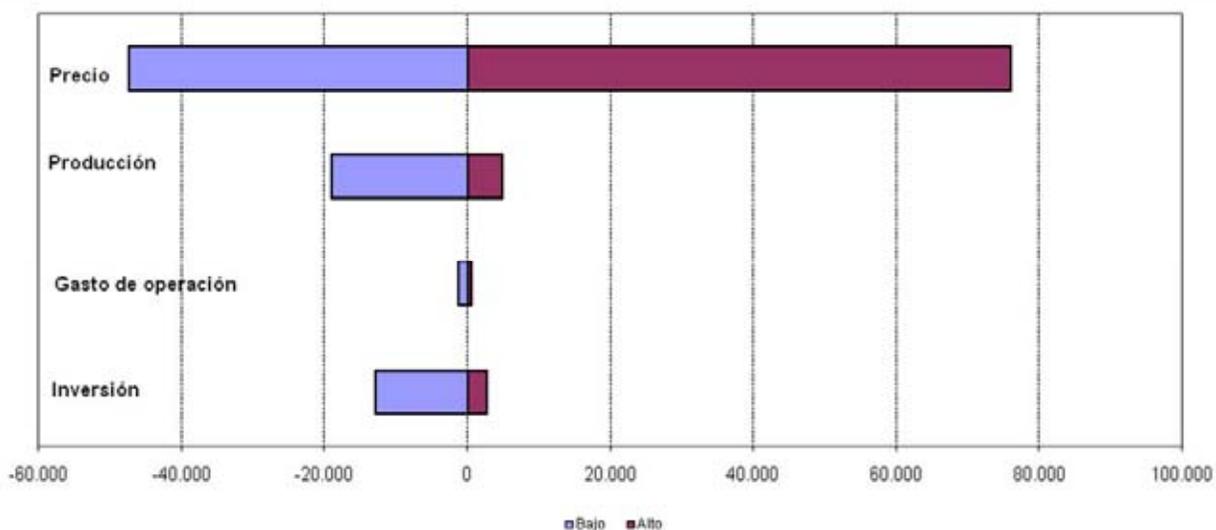


ILUSTRACIÓN V.2. 5 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 2

TABLA V.2. 18 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA 3

	Valor actual	Variación % Antes de impuestos
Inversión :		248.42%
millones de pesos	49,289	171.730
Volumen :		(70.56%)
Aceite, MMb -	197	57
Gas (mmmpc) -	46	13

Conceptos Generales

Precio : (69.58%)

Aceite, usd/bl -	69	20
Gas (usd/mpc) -	7	2

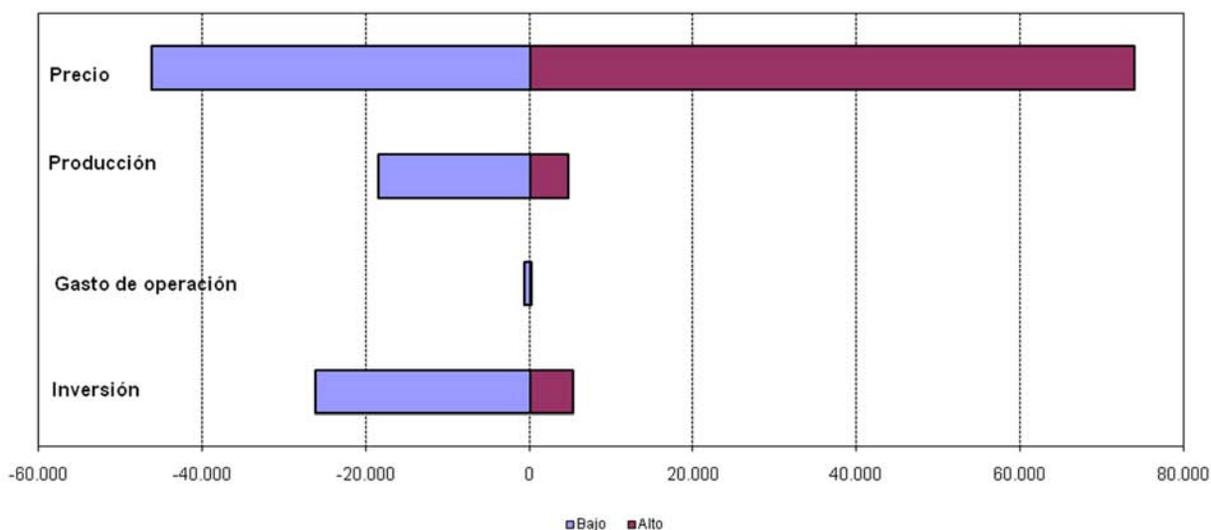


ILUSTRACIÓN V.2. 6 DIAGRAMA DE TORNADO DE LA ALTERNATIVA 3

TABLA V.2. 19 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

Alternativa 1	VPN			millones de pesos	
Variables	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Alto
Inversión	77,160	75,250	65,696	-9,554	1.911
Gasto de operación	75,764	75,250	73,962	-1,287	515
Producción	57,774	75,250	79,618	-17,476	4.369
Precio	31,561	75,250	145,152	-43,689	69.902

Alternativa 2	VPN			millones de pesos	
Variables	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Alto
Inversión	81,976	79,393	66,477	-12,916	2,583
Gasto de operación	79,908	79,393	78,106	-1,287	515
Producción	60,416	79,393	84,137	-18,977	4,744
Precio	31,952	79,393	155,300	-47,442	75,907

Alternativa 3	VPN			millones de pesos	
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Alto
Inversión	70,243	65,009	38,840	-26,169	5,234
Gasto de operación	65,261	65,009	64,379	-630	252
Producción	46,521	65,009	69,631	-18,487	4,622
Precio	18,790	65,009	138,959	-46,219	73,950

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 **788** por ciento de lo considerado inicialmente.
- Los precios de los hidrocarburos no disminuyan más del **86** por ciento, de los planteados en el análisis.
- Que el volumen de hidrocarburos que se considera recuperar con la ejecución del proyecto no disminuya más del **84** por ciento de lo planteado inicialmente.

Criterios para seleccionar la mejor alternativa

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa fueron:

- Mayor valor presente neto después de impuestos
- Alta eficiencia después de impuestos
- Escenario que apoya el objetivo del Proyecto
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos

5.2.3 INFORMACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Estimación de inversiones y costos operativos fijos y variables

Durante el horizonte 2011-2033 el proyecto requiere una inversión 17,810 mmpesos, con que se espera recuperar un volumen de aceite de 197.1 MMb y 46.5 mmmpc de gas natural, los ingresos esperados por la venta de la producción de estos hidrocarburos es de 190,160 mmpesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto, será de 5,812 mmpesos. Estas estimaciones se presentan en el Cuadro V.2.20.

TABLA V.2. 20 INVERSIÓN POR PROGRAMA (MILLONES DE PESOS @ 2010)

Programa NEP	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total general	1,535	3,177	943	1,282	1,030	791	774	303	985	734	523	569	444

Programa NEP	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
Total general	900	826	629	446	283	327	453	317	325	0	157	60	17,810

Dependiendo de la complejidad natural y tecnológica del proyecto, la información para la estimación de los costos, e incluso la determinación de la contingencia, estos rangos pueden ser excedidos por la alta volatilidad del mercado de hidrocarburos producto de la demanda, originando incrementos y cambios repentinos sustanciales en los costos de la industria petrolera, tales como: arrendamientos de equipos de perforación y embarcaciones, transporte del acero y servicios de fluidos de perforación, entre otros.

Premisas económicas

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y el poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 70.03 dólares por barril de aceite por barril para el aceite y 6.85 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar.

Evaluación económica calendarizada anual, antes de impuestos

En el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente y en la Cuadro V.2.21, se presentan las inversiones, ingresos y flujo de efectivo antes de impuestos, así como los gastos de operación.

Conceptos Generales

TABLA V.2. 21 INVERSIONES, INGRESOS, FLUJO DE EFECTIVO Y GASTO DE OPERACIÓN

Año	Gasto de operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
2011	145	1,535	7,009	162	7,171	5,490
2012	206	3,177	7,047	163	7,210	3,826
2013	233	943	7,693	183	7,876	6,699
2014	325	1,282	10,140	254	10,394	8,788
2015	398	1,030	12,578	325	12,903	11,475
2016	466	791	14,727	387	15,115	13,858
2017	503	774	16,459	438	16,897	15,620
2018	487	303	16,305	435	16,740	15,950
2019	441	985	14,757	393	15,149	13,724
2020	399	734	13,334	354	13,688	12,555
2021	367	523	12,032	318	12,350	11,460
2022	333	569	10,917	288	11,205	10,302
2023	299	443	9,738	257	9,995	9,252
2024	274	900	8,524	225	8,749	7,576
2025	247	826	7,722	205	7,926	6,854
2026	259	629	6,791	180	6,971	6,083
2027	212	446	5,532	146	5,678	5,020
2028	106	283	2,052	51	2,103	1,714
2029	33	327	828	19	847	488
2030	24	453	437	10	447	-30
2031	19	317	324	7	331	-4
2032	18	325	241	6	246	-97
2033	19	0	165	4	168	150
2034	0	157	0	0	0	-157
2035	0	60	0	0	0	-60
Total	5,812	17,810	185,350	4,810	190,160	166,537

Los resultados económicos del proyecto se muestran en el Cuadro V.2.22.

TABLA V.2. 22 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores económicos		Unidades	Antes de Impuestos
Valor Presente Neto	VPN	mmpesos	75,250
Valor Presente Inversión	VPI	mmpesos	9,554
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	peso/peso	7.88
Relación Beneficio Costo	B/C	peso/peso	7.02

El proyecto obtendría un VPN de 75,250 mmpesos antes de impuestos.

Análisis de sensibilidad y riesgos

El análisis de sensibilidad, se realizó afectando en forma independiente cada variable hasta llegar al punto donde ya no es rentable el proyecto, y con esto obtener el valor variado, que se muestra en el Cuadro V.2.23.

La rentabilidad y tolerancia del proyecto a los cambios indicados en las variables económicas de inversión, producción y precios, ponen de manifiesto que este proyecto es sólido y rentable.

De acuerdo al análisis de sensibilidad, los resultados indican que el proyecto generará ganancias en valor presente a pesar de que la inversión sufra un aumento de hasta **788** por ciento, permaneciendo constantes los demás elementos.

TABLA V.2. 23 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Análisis de sensibilidad	Valor actual	Variación antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión:		787.64%	169.40%
Millones de pesos	17,810	158,092	47,981
Volumen:		(88.73%)	(62.08%)
Aceite (MMb)	197	22	75
Gas (mmmpc)	46.5	5	18
Precio:		(86.12%)	(18.52%)
Aceite (dls/b)	69	10	56
Gas (dls/mpc)	7	1	6

En la Figura V.2.7 se muestra el diagrama de tornado con las variables que impactan al valor presente del proyecto, siendo las más sensibles el precio y la producción.

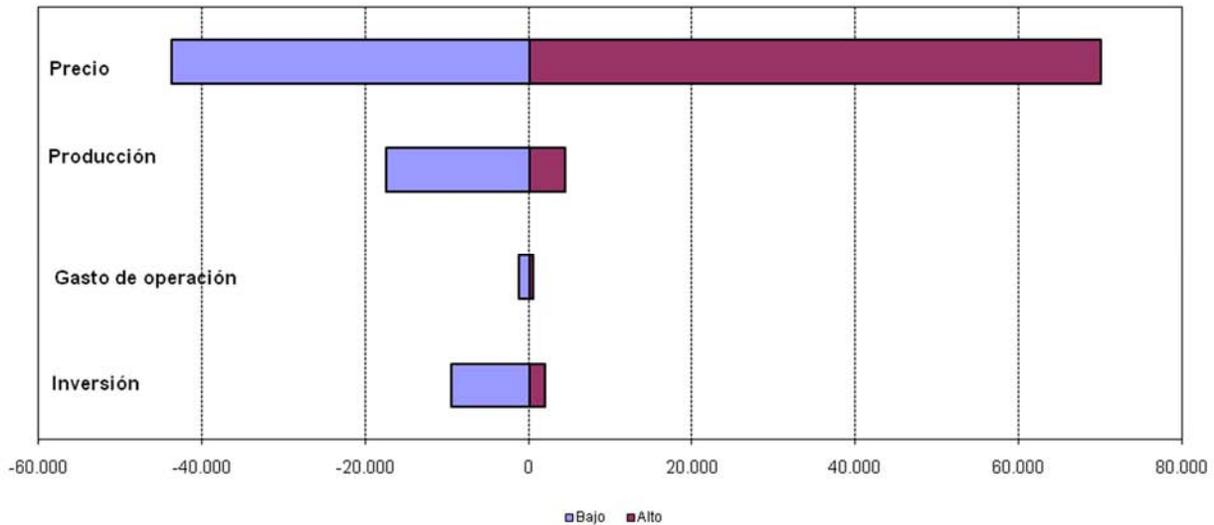


ILUSTRACIÓN V.2. 7 DIAGRAMA DE TORNADO DE ALTERNATIVA SELECCIONADA

5.2.4 PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Programa de perforación y reparación de pozos

El Proyecto de Explotación Ayin-Alux del AILT tiene contemplado continuar con el desarrollo en los 2 campos Ayin y Alux. Las localizaciones a perforar son de tipo vertical y horizontal y por otra parte, las reparaciones mayores son principalmente: cambios de intervalo, apertura de ventana y profundizaciones.

Para la perforación de los pozos en el campo Ayin se utilizarán equipos fijos de perforación montados sobre la plataforma Ayin-A, así mismo en el campo Alux se está utilizando una plataforma auto-elevable para la perforación de los pozos.

El número de pozos programados para perforación y terminación, se describe en el Cuadro V.2.24.

Las intervenciones de taponamiento de pozos se realizan en tiempos cortos, por lo que las fechas de inicio y fin de las intervenciones corresponden al mismo año. El programa de taponamiento de pozos se muestra en la cuadro inferior.

Conceptos Generales

TABLA V.2. 24 PROGRAMA DE TAPONAMIENTOS DE POZOS

Nombre de Pozo	Coordenadas		Tipo de pozo		Fecha		Costo (MM de pesos)	Tipo de equipo
	geográficas		Convencional	No convencional	inicio	Fin		
	X	Y						
Ayin-1A	507,340.00	2,115,728.50	X		01/02/2030	10/02/2030	28	E/F
Ayin-33	506,759.00	2,117,002.00		X	13/02/2030	23/02/2030	28	E/F
Ayin-35	507,591.00	2,116,599.00		X	26/02/2030	08/03/2030	28	E/F
Ayin-13	508,275.00	2,115,567.00		X	11/03/2030	21/03/2030	28	E/F
Ayin-21	507,998.40	2,114,625.50		X	24/03/2030	02/04/2030	28	E/F
Ayin-11	506,504.00	2,115,797.00		X	05/04/2030	15/04/2030	28	E/F
Alux-31	530,785.00	2,104,930.00		X	01/02/2034	10/02/2034	52	A/E
Alux-12	529,485.00	2,105,646.00		X	13/02/2034	23/02/2034	52	A/E

Programa de recuperación secundaria y mejorada

Como se presentó en el punto 4.6 el proyecto no tiene contemplado por el momento un sistema de recuperación posterior al primario, sin embargo conforme se vaya teniendo información del comportamiento de los yacimientos, se determinará la posible aplicación de algún proceso de recuperación secundaria y/o mejorada, ya que aún no se alcanza el máximo desarrollo de los campos del proyecto.

Programa de infraestructura

Las instalaciones programadas en el proyecto para el periodo 2010 al 2015 en plataformas, equipos y ductos se muestran en el Cuadro V.2.25.

TABLA V.2. 25 PROGRAMA DE PRINCIPALES OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

Instalación	Diámetro y longitud	Fecha		Costo mm pesos
		inicio	Fin	
Plataforma Ayin-A		01-Ago-11	31-Ago-12	1,276.2
Ducto de Ayin-A a Int. OGD Alux 1A a Enlace	20 pg. x 24.3 km	31-Ago-09	01-May-11	1,146

El programa de abandono de infraestructura marina se muestra en el cuadro V.2.26.

TABLA V.2. 26 PROGRAMA DE ABANDONO DE LA INFRAESTRUCTURA MARINA

Nombre de Instalación/Ducto	Año	Costo mmpesos
Desmantelamiento y recuperación de estructuras marinas		
Desincorporación de la plataforma Ayin	2031	32.4
Desincorporación de la plataforma Alux-1A	2035	38.8
Inertización de ductos		
Desincorporación de línea de 20" X 22 Km Alux-1A a Enlace	2030	18.3
Desincorporación de línea de 20" X 24.3 Km de Ayin A hacia Interconexión Submarina con OGD de Alux 1A a Enlace	2032	18.3

5.2.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA WOOD MACKENZIE POR ALTERNATIVA

Recordemos que la metodología de Wood Mackenzie tiene tres etapas, la primera consta de:

- Reservas estimadas
- Volumen de éxito significativo
- Potencial de crecimiento
- Tiempo para decisión final de inversión

Por lo tanto analizaremos las 3 alternativas que el proyecto Ayin-Alux tiene

TABLA V.2. 27 APLICACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE WM AL PROYECTO EN MÉXICO

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Reservas Estimadas	<i>Categoría</i>	<i>Aceite (mmb)</i>	<i>Gas (mmpc)</i>
	<i>1P</i>	77.6	21.5
	<i>2P</i>	172.2	46.23
	<i>3P</i>	335.82	86.27
Volumen de éxito significativo	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmpc) 46.5	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmpc) 46.5	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmpc) 46.5
“En juego, clave para jugar”	✓	✓	✓
Potencial de crecimiento	✓	✓	✓
Tiempo para decisión final de inversión	x	x	x

En este primer filtro las tres alternativas pasarían a la siguiente etapa, pues cumplen con 4 de los 5 criterios, que es:

TABLA V.2. 28 APLICACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA DE WM AL PROYECTO EN MÉXICO

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3																
Valor de la inversión (mm pesos)	17,810	21,463	49,289																
Reservas estimadas	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Aceite (mmb)</th> <th>Gas (mmmpc)</th> <th>PCE (mmb)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1P</td> <td>77.6</td> <td>21.5</td> <td>81.86</td> </tr> <tr> <td>2P</td> <td>172.2</td> <td>46.23</td> <td>181.34</td> </tr> <tr> <td>3P</td> <td>335.82</td> <td>86.27</td> <td>352.87</td> </tr> </tbody> </table>			Categoría	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmb)	1P	77.6	21.5	81.86	2P	172.2	46.23	181.34	3P	335.82	86.27	352.87
Categoría	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmb)																
1P	77.6	21.5	81.86																
2P	172.2	46.23	181.34																
3P	335.82	86.27	352.87																
Volumen de éxito significativo	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmmpc) 46.5	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmmpc) 46.5	Aceite (mmb) 197.1 Gas (mmmpc) 46.5																
Posibilidad de éxito técnica	x/✓	x/✓	x/✓																
Posibilidad de éxito comercial	x/✓	x/✓	x/✓																
Desafío de Seguridad y protección ambiental	✓	✓	✓																
Tiempo para decisión final de inversión	x	x	x																
Tiempo para producción	2011-2033	2011-2033	2011-2033																

En la posibilidad de éxito tanto como comercial como éxito, tenemos esos símbolos pues en realidad el parámetro con ese nombre, o como lo solicita la metodología, no viene, pero si vienen análisis de sensibilidad y de riesgo, que se pueden ver traducidos, posteriormente, en estos parámetros.

Para la última etapa de la metodología, no tenemos la información de los otros parámetros que se requieren, por lo que la alternativa seleccionada sería la número uno, pues es la alternativa que menor inversión requiere y que va a entregar el mismo volumen de producción que las otras dos.

5.3 PROYECTO DE EXPLOTACIÓN AYIN-ALUX (MAYO DE 2014)

5.3.1 CAMPO AYIN

5.3.1.1 Estado Actual

Los volúmenes originales estimados para el campo Ayin al 01 de enero de 2014 (Tabla V.3.1) fueron calculados utilizando el método volumétrico.

TABLA V.3. 1 VOLUMENES ORIGINALES DE ACEITE Y GAS, CAMPO AYIN 01/01/2014

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	245	58	257
2P	532	125	558
3P	646	152	679

Los totales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo de decimales

En la Tabla V.3.2 se presentan los valores de reservas originales al 01 de enero de 2013; debido a que no se tiene producción acumulada, la reserva remanente es igual a la reserva original.

TABLA V.3. 2 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO AYIN AL 01/01/2013

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	39	9	41
2P	106	25	111
3P	182	43	191

En la V.3.2 se presentan los valores de reservas originales al 01 de enero de 2014; debido a que no se tiene producción acumulada, la reserva remanente es igual a la reserva original.

TABLA V.3. 3 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO AYIN AL 01/01/2014

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	39	9	41
2P	106	25	111
3P	183	43	191

Los totales pueden no coincidir con los totales oficiales debido al redondeo en los mismos

Los factores de recuperación actuales y finales de aceite y gas estimados para cada una de las categorías de reservas remanentes del campo Ayin al 01 de enero de 2014 se muestran en la Tabla V.3.4.

TABLA V.3. 4 FACTORES DE RECUPERACIÓN, CAMPO AYIN AL 01/01/2014

	1P		2P		3P	
	Fro	Frg	Fro	Frg	Fro	Frg
	%	%	%	%	%	%
Actual	-	-	-	-	-	-
Final	16	16	20	20	28	28

El campo cuenta con 3 pozos perforados (un descubridor y 2 delimitadores) de los cuales uno resultó productor (Ayin-1) y se encuentra taponado. En 2014 se inicia la perforación del pozo Ayin-11.

En la Tabla V.3.5 se muestra el estado actual de los pozos perforados y terminados al 31 de diciembre de 2013.

TABLA V.3. 5 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PERFORADOS Y TERMINADOS DEL CAMPO AYIN

	Ayin
Perforados	3
Productores	0
Cerrados con posibilidades	0
Taponados sin Posibilidades	3

Capacidad instalada

El campo Ayin no cuenta con plataforma o ductos instalados.

El manejo y proceso de la producción, así como el aprovechamiento de gas del campo Alux es la misma a la señalada en el capítulo uno para el proyecto Ayin Alux, ya que los campos se encuentran interrelacionados y aprovechan la infraestructura del proyecto Crudo Ligero Marino, perteneciente también al activo de producción Litoral de Tabasco.

Problemática actual del campo Ayin

Debido a las condiciones de alta presión, alta temperatura y estado mecánico de los pozos, la adquisición de información de fondo es limitada ya que las herramientas convencionales están diseñadas para rangos de operación menos complejos.

Otra problemática radica en la complejidad de la estructura geológica que ha dificultado la caracterización estática de los yacimientos. No obstante, esta incertidumbre se reducirá conforme se adquiera información adicional con la perforación de los pozos futuros.

Adicionalmente, el campo Ayin tiene un tirante de agua considerablemente mayor al resto de los campos de la región, lo que impide utilizar los equipos autoelevable contratados dejando solo la posibilidad de emplear equipo semisumergible o esperar a la instalación de la estructura para perforar con equipos fijo.

5.3.1.2 PLAN DE DESARROLLO Y ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS

Plan de Desarrollo

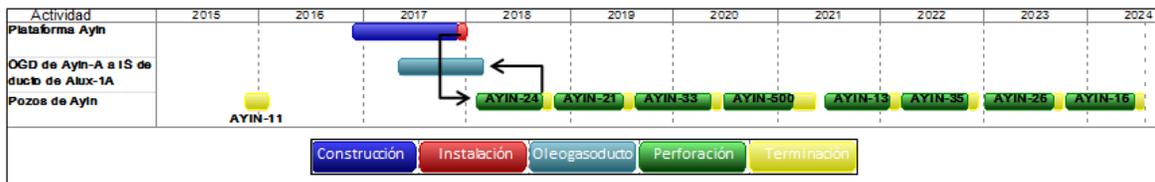
El campo Ayin es considerado como de alta prioridad por sus niveles de producción esperada y reservas; el Activo de Producción Litoral de Tabasco cuenta con las capacidades técnica y recursos financieros autorizados para afrontar el reto que la explotación de este campo representa. Debido a ello es su intención continuar con la administración total de su explotación.

El programa para el periodo 2015-2029 considera lo siguiente:

- Construcción e instalación de una plataforma de perforación Ayin-A.
- Construcción e instalación de un óleo-gasoducto de 20"Ø x 24.0 km de de Ayin-A (futura) a la estructura Alux-1A (instalada).
- Perforar 9 pozos de desarrollo en el campo Ayin.

La infraestructura más importante que se requiere se resume en la Tabla V.3.6.

TABLA V.3. 6 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL CAMPO AYIN



Es importante indicar que la estrategia del campo considera el adelanto de producción pre perforando el pozo Ayin-11 con equipo semi sumergible y terminación con árbol submarino. Rentar embarcación de control y barco de proceso para llevar la producción del pozo Ayin-11 a la plataforma Alux-1A en tanto se instala la plataforma tipo tetrápodo reforzado Ayin-A y un oleogasoducto de 20"x24 km de Ayin-A a la interconexión submarina de Alux-1A. El resto de los pozos se perforan desde Ayin-A con equipo fijo y terminación con árbol superficial.

Infraestructura de Perforación

Por sus condiciones de alta presión y alta temperatura, el campo Ayin con tirante de agua de 176 m, tiene programada la perforación de un pozo con equipo semisumergible y terminación con árbol mojado para explotarse con terminación submarina hacia un barco de trasiego. Para el resto del desarrollo se considera la construcción de una estructura y perforar con un equipo modular.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..7** se muestran los equipos considerados para efectuar los trabajos de perforación, terminación y operación y mantenimiento de pozos para el campo.

TABLA V.3. 7 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO

Contrato(s)	Área de especialidad	Objetivo	Resultado
1 equipo semisumergible contratado	Perforación, terminación y reparación	Perforar pozo Ayin-11 en tirante de agua de 176 m	Perforar y terminar de forma submarina 1 pozo.
1 equipo modular contratado	Perforación, terminación y reparación	Perforar y efectuar intervenciones a pozos.	Perforar y terminar 8 pozos.

Para la actividad de perforación y terminación de pozos, se tiene un equipo contratado y otro en programa de contratación. El cronograma de actividades para la perforación de pozos en el campo Ayin se presenta en la Tabla V.3.8.

TABLA V.3. 8 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO



Instalaciones de Producción

Actualmente, el campo Ayin no cuenta con infraestructura instalada. Inicialmente se utilizará un barco de trasiego en la etapa de producción temprana. Posteriormente se considera la instalación de una estructura tipo tetrápodo reforzado y un oleogasoducto de 20" x 24 km de Ayin-A a Alux-1A.

En la Tabla V.3.9 y Tabla V.3.10, se muestra el cronograma de la infraestructura y ductos por construir.

TABLA V.3. 9 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMA DEL CAMPO AYIN



TABLA V.3. 10 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE DUCTO DEL CAMPO AYIN



5.3.1.2.4 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS INCLUYENDO LA RECUPERACIÓN FINAL ESPERADA

Debido a que el campo aún no tiene producción base, la producción de aceite y gas que se muestra en la Ilustración V.3.1 y V.3.2 respectivamente, corresponde a la componente incremental.

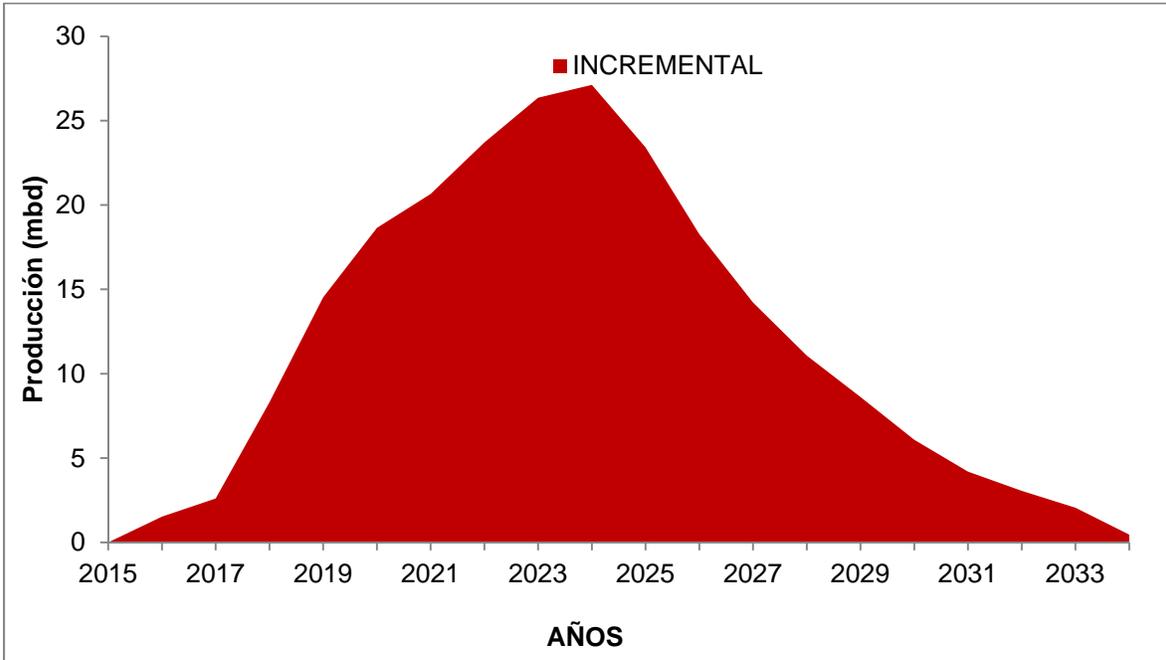


ILUSTRACIÓN V.3. 1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL CAMPO AYIN

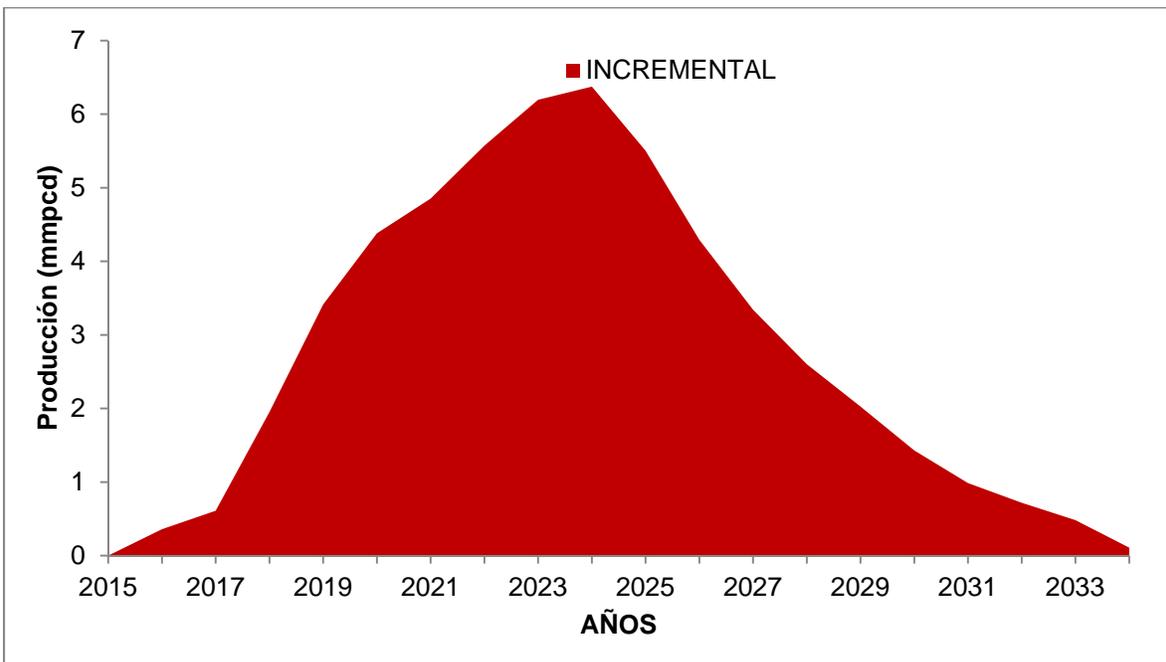


ILUSTRACIÓN V.3. 2 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO AYIN

Conceptos Generales

De forma tabular, la meta de producción de aceite y gas se presenta en la Tabla V.3.11 y V.3.12 respectivamente.

TABLA V.3. 11 META DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CAMPO AYIN

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	SUBTOTAL MMB
TOTAL	0.00	1.52	2.60	8.31	14.5 2	18.6 5	20.65	23.71	26.3 6	27.12	23.42	60.90
QO BASE MBD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QO INC. MBD	0.00	1.52	2.60	8.31	14.5 2	18.6 5	20.65	23.71	26.3 6	27.12	23.42	60.90

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	SUBTOTAL MMB	TOTAL MMB
TOTAL	18.2 7	14.2 2	11.0 7	8.62	6.08	4.19	3.06	2.06	0.47	24.83	85.74
QO BASE MBD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QO INC. MBD	18.2 7	14.2 2	11.0 7	8.62	6.08	4.19	3.06	2.06	0.47	24.83	85.74

TABLA V.3. 12 META DE PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO AYIN

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	SUBTOTAL MMMPC
TOTAL	0.00	0.36	0.61	1.95	3.41	4.38	4.85	5.57	6.19	6.37	5.50	14.31
QG BASE MMPCD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QG INC. MMMPC	0.00	0.36	0.61	1.95	3.41	4.38	4.85	5.57	6.19	6.37	5.50	14.31

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	SUBTOTAL MMMPC	TOTAL MMMPC
TOTAL	4.29	3.34	2.60	2.03	1.43	0.99	0.72	0.48	0.11	5.84	20.15
QG BASE MMPCD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QO INC. MBD	4.29	3.34	2.60	2.03	1.43	0.99	0.72	0.48	0.11	5.84	20.15

5.2.1.3 Evaluación Económica del Campo

Estructura de Precios

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la estructura de precios de venta de aceite y gas considerado para la evaluación de los escenarios y como parte de las premisas financieras.

TABLA V.3. 13 ESTRUCTURA DE PRECIOS DE VENTA DE ACEITE Y GAS PARA EL CAMPO AYIN

PRECIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ACEITE USD/BL		97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3
GAS USD/MPC		7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
PRECIO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ACEITE USD/BL	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3	97.3
GAS USD/MPC	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3

Indicadores Económicos

En la Tabla V.3.14 se muestran las estimaciones de producción de aceite y gas, ingresos, gasto de operación, inversión, costo total, impuestos y flujos de efectivo antes y después de impuestos, para el campo Ayin.

Conceptos Generales

TABLA V.3. 14 PRINCIPALES VARIABLES ECONÓMICAS DEL CAMPO AYIN

Año	Producción de aceite mbd	Producción de gas mmpcd	Total de Ingresos mm pesos	Gasto de operación mmpesos	Inversión mmpesos	Costo total mmpesos	Flujo de efectivo antes de impuestos mmpesos
2015					56	56	-56
2016	2	0	712	430	520	950	-237
2017	3	1	1,212	735	2,461	3,197	-1,985
2018	8	2	3,871	379	1,436	1,815	2,056
2019	15	3	6,766	152	1,142	1,294	5,472
2020	19	4	8,712	195	1,139	1,334	7,378
2021	21	5	9,622	216	1,106	1,323	8,300
2022	24	6	11,049	248	1,124	1,372	9,677
2023	26	6	12,283	276	1,112	1,388	10,894
2024	27	6	12,674	284	1,015	1,299	11,374
2025	23	6	10,914	245	835	1,081	9,833
2026	18	4	8,511	191	493	684	7,827
2027	14	3	6,628	149	96	245	6,383
2028	11	3	5,173	116	99	215	4,958
2029	9	2	4,017	90	160	251	3,767
2030	6	1	2,834	64	19	82	2,751
2031	4	1	1,955	44		44	1,911
2032	3	1	1,428	32		32	1,396
2033	2	0	958	22		22	936
2034	0	0	217	5		5	212
Total	86	20	109,535	3,876	12,813	16,689	92,846

mmb mmmpc

Evaluación Económica Total

Los indicadores obtenidos de la evaluación económica del campo Ayin se presentan en la Tabla V.3.15.

TABLA V.3. 15 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores económicos	Unidades	Total
VPN antes de impuestos	mmpesos	40,057
VPI	mmpesos	7,880
VPN/VPI	peso/peso	5.08
RBC	peso/peso	4.93
PRI	años	5
TIR	%	138%

Para la componente asociada a la producción total del campo Ayin, el VPN antes de impuestos es de 40,057 millones de pesos, con un VPI de 7,880 millones de pesos y una eficiencia de inversión de 5.08 peso/peso.

Evaluación Económica Incremental

Debido a que el proyecto no tiene la componente de producción base, la evaluación incremental tiene los mismos indicadores mostrados en la Tabla V.3.14 y se compone igual que la evaluación total de la Tabla V.3.15

Costo de Desarrollo, Costo de Producción, Costo de Mantenimiento, Costo de Abandono

Para el periodo propuesto para el campo, y considerando las inversiones y gastos de operación en que se incurrirá, además de la producción a extraer, la Tabla V.3. 16 muestra las estimaciones de los costos de producción, desarrollo y mantenimiento, así como el gasto a realizar para el abandono de los campos.

El costo de producción se define como el cociente que resulta de la suma de la inversión operacional y del gasto de operación dividida por la producción total esperada. Respecto al costo de desarrollo, este se estima como el cociente de la inversión estratégica entre la producción incremental. Mientras que el costo de mantenimiento es el resultado del cociente de la inversión operacional en mantenimiento entre la producción total esperada. Finalmente, el gasto en abandono de campos se refiere a la inversión operacional del programa “Abandono de campos”.

En cuanto a los costos de abandono, este concepto no se incluye para el campo en cuestión, toda vez que no es considerado en las evaluaciones económicas antes mostradas.

TABLA V.3. 16 COSTOS UNITARIOS DEL CAMPO AYIN

Costos y gastos	Unidades	Total
Costo de producción	Dls/bpce	5.55
Costo de desarrollo	Dls/bpce	8.86
Costo de mantenimiento	Dls/bpce	0.70
Gasto en abandono de campos	mmdls	0

5.2.1.4 Tecnología a Utilizar (Matriz de Tecnologías para Yacimientos, Pozos, Instalaciones, Etc.)

Desde la documentación bajo la metodología FEL, el campo Ayin es candidato para la explotación submarina, pero debido a los altos costos de la tecnología en ese momento, los indicadores económicos fueron mejores para la alternativa de explotación convencional. No obstante, con el objetivo de ratificar la estrategia de desarrollo del campo y de generar flujo de efectivo al corto plazo, se tiene en programa la explotación del pozo Ayin-11 con terminación submarina. Los pozos siguientes serán perforados de forma direccional con equipos fijos desde Ayin-A.

La estrategia de desarrollo considera herramientas para la perforación y medición de pozos diseñadas con especificaciones de alta presión y alta temperatura. En cuanto a la caracterización del campo, conforme se obtenga nueva información de los pozos futuros se actualizarán los modelos con las técnicas y software de vanguardia.

El Proyecto Ayin-Alux tiene diversos retos tecnológicos en los que el Activo trabaja actualmente:

- Ingeniería de producción y productividad de pozos con agua.
- Perforación y terminación de pozos no convencionales.
- Perforación y terminación de pozos en carbonatos naturalmente fracturados.
- Caracterización estática en carbonatos naturalmente fracturados.
- Diseño de instalaciones para producción de agua.
- Caracterización estática en pozos no convencionales.
- Caracterización dinámica de carbonatos naturalmente fracturados.
- Diseño de instalaciones para la medición de corrientes de hidrocarburos.
- Caracterización dinámica con pozos no convencionales.
- Caracterización estática en yacimientos con condiciones de alta presión y temperatura.
- Caracterización estática en presencia de sal / tectónica salina.
- Caracterización estática en objetivos por debajo de la sal.
- Caracterización dinámica de yacimientos con condiciones de alta presión y temperatura
- Ingeniería de producción y productividad de pozos con condiciones de alta presión y temperatura.
- Ingeniería de producción y productividad de pozos no convencionales.
- Perforación y terminación de pozos en condiciones de alta presión y temperatura.

Debido a que el campo no ha iniciado su desarrollo, no se han probado las tecnologías existentes en el mercado.

5.3.2 CAMPO ALUX

5.3.2.1 Estado Actual

Los volúmenes originales del campo Alux al 01 de enero de 2014 se estiman por métodos volumétricos. (Tabla V.3.17).

TABLA V.3. 17 VOLUMENES ORIGINALES DE ACEITE Y GAS, CAMPO ALUX AL 01/01/2014

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmopc	PCE mmb
1P	28	9	30
2P	71	23	76
3P	104	34	111

En la Tabla V.3.18 se presentan las reservas originales y remanentes 01 de enero de 2013.

Conceptos Generales

TABLA V.3. 18 RESERVAS REMANENTES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2013

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	3	1	4
2P	15	5	16
3P	31	10	33

De igual forma, en la Tabla V.3.19 y V.3.20 se presentan las reservas originales y remanentes al 01 de enero de 2014.

TABLA V.3. 19 RESERVAS ORIGINALES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2014

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	6	2	6
2P	17	6	19
3P	33	11	35

TABLA V.3. 20 RESERVAS REMANENTES DE ACEITE, GAS Y PCE, CAMPO ALUX AL 01/01/2014

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	3	1	4
2P	15	5	16
3P	31	10	33

Los factores de recuperación actuales y finales de aceite y gas estimados para cada una de las categorías de reservas remanentes del campo Alux al 01 de enero de 2014 se muestran en la Tabla V.3.21.

TABLA V.3. 21 FACTORES DE RECUPERACIÓN, CAMPO ALUX AL 01/01/2014

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	8.5	8.8	3.4	3.5	2.3	2.4
Final	20.4	20.7	24.4	24.5	31.7	31.7

El campo cuenta con dos pozos perforados, de los cuales uno está cerrado con posibilidades y uno taponado. En la Tabla V.3.22 se muestra el estado actual de los pozos perforados y terminados al 31 de diciembre de 2013.

TABLA V.3. 22 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PERFORADOS Y TERMINADOS DEL CAMPO ALUX

		Alux
Perforados		2
Productores		0
Cerrados con posibilidades		1
Taponados sin Posibilidades		1

Problemática del campo Alux

Respecto al campo Alux, tras un breve periodo de explotación, presentó irrupción de agua que no pudo ser controlada. Esta es una condición inherente a los yacimientos naturalmente fracturados que es difícil de predecir con la información disponible. No obstante existe la posibilidad de obtener buenas producciones de aceite con los pozos futuros propuestos en zonas preferenciales.

En la Ilustración V.3.3 se muestra el comportamiento anualizado de la producción de aceite, gas y agua del campo Alux en el periodo 2010-2014, así mismo las producciones acumuladas y factores de recuperación de muestran en la Tabla V.3.23.

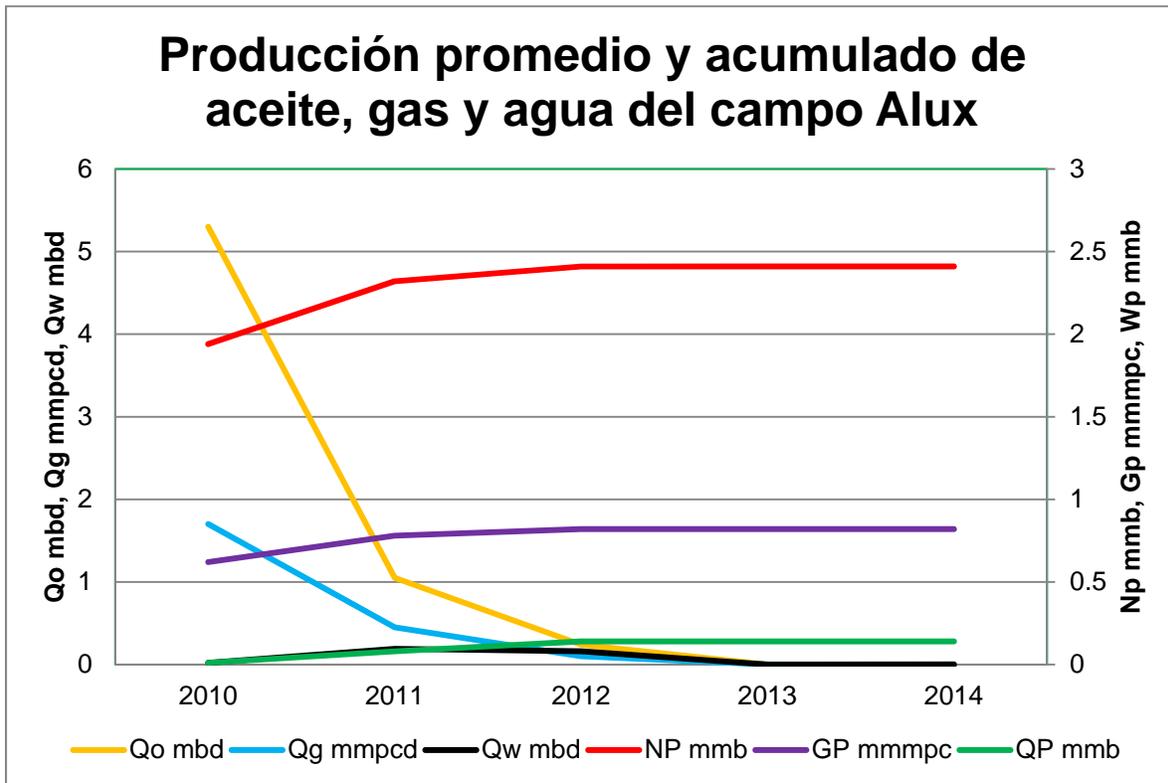


ILUSTRACIÓN V.3. 3 PRODUCCIÓN PROMEDIO Y ACUMULADA DE ACEITE, GAS Y AGUA

TABLA V.3. 23 PRODUCCIÓN PROMEDIO Y ACUMULADA DE ACEITE, GAS Y AGUA. FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS

Producción	2010	2011	2012	2013	2014	Fr (%)
Qo mbd	5.3	1.05	0.24	0	0	
NP mmb	1.94	2.32	2.41	2.41	2.41	3.4
Qg mmpcd	1.7	0.45	0.1	0	0	
GP mmmopc	0.62	0.78	0.82	0.82	0.82	3.5
Qw mbd	0.02	0.19	0.16	0	0	
QP mmb	0.01	0.08	0.14	0.14	0.14	

La producción acumulada del campo Alux al 2014 es de 2.4 mmb de aceite y 0.82 mmmopc de gas.

La infraestructura instalada del campo Alux se presenta en la Tabla V.3.24.

TABLA V.3. 24 CAPACIDAD INSTALADA EN EL PROYECTO AYIN-ALUX

Obra	Tipo	Nombre	Descripción
Plataforma	Trípode	Alux-1A	Tirante de agua: 69.8 m
Oleogasoducto	Rígido		20" x 22 km de Alux-1A a Enlace Litoral

El manejo y proceso de la producción, así como el aprovechamiento de gas del campo Alux es la misma a la señalada en el capítulo uno para el proyecto Ayin Alux, ya que los campos se encuentran interrelacionados y aprovechan la infraestructura del proyecto Crudo Ligero Marino, perteneciente también al activo de producción Litoral de Tabasco.

5.3.2.2 PLAN DE DESARROLLO Y ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS

Plan de Desarrollo

El campo Alux es administrado por el Activo de Producción Litoral de Tabasco que cuenta con las capacidades técnica y recursos financieros autorizados para afrontar el reto que la explotación de este campo representa. Debido a ello es su intención continuar con la administración total de su explotación.

El programa para el periodo 2015-2029 considera:

- Perforación y terminación de 2 pozos, (Alux-11 y Alux-12).

El campo Alux no considera la construcción de infraestructura futura en su estrategia de desarrollo.

Infraestructura de Perforación

Por sus condiciones de alta presión y alta temperatura, el campo Alux con tirante de agua de 69.8 m, tiene programada la perforación de 2 pozos con equipo autoelevable y terminación convencional.

Los equipos considerados para efectuar los trabajos de perforación, terminación y operación y mantenimiento de pozos para el Proyecto se muestran en la Tabla V.3.25.

TABLA V.3. 25 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO

Contrato(s)	Área de Especialidad	Objetivo	Resultado
1 Equipo auto elevable contratado	Perforación, terminación y reparación	Efectuar intervenciones a pozos	Perforar y terminar 2 pozos

Para la actividad de perforación y terminación de pozos, se tiene un equipo contratado y otro en programa de contratación. El cronograma de actividades para la perforación de pozos en el campo Ayin se presenta en la Tabla V.3.26.

TABLA V.3. 26 RECURSOS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO



Instalaciones de Producción

El campo Alux cuenta actualmente con una plataforma satélite llamada Alux-1A, que envía la producción a través de un oleogasoducto de 20" x 22 km hacia la plataforma Enlace Litoral (Ilustración V.3.4) donde se mezcla con la corriente del proyecto Crudo Ligerito Marino para su posterior envío a la TMDB a través de Línea 4. A futuro, no considera más infraestructura.

En la Ilustración V.3.4 se muestran la plataforma instalada para el campo Alux.

TABLA V.3. 27 INFRAESTRUCTURA INSTALADA

Obra	Tipo	Nombre	Descripción
Plataforma	Trípode	Alux-1A	Tirante de agua: 69.8 m

En la Tabla V.3.28 se muestra el ducto instalado en el campo Alux.

TABLA V.3. 28 CAPACIDAD INSTALADA EN EL PROYECTO AYIN-ALUX

Obra	Tipo	Descripción	Inicio de operación
Oleogasoducto	Rígido	20" x 22 km de Alux-1A a Enlace Litoral	2010

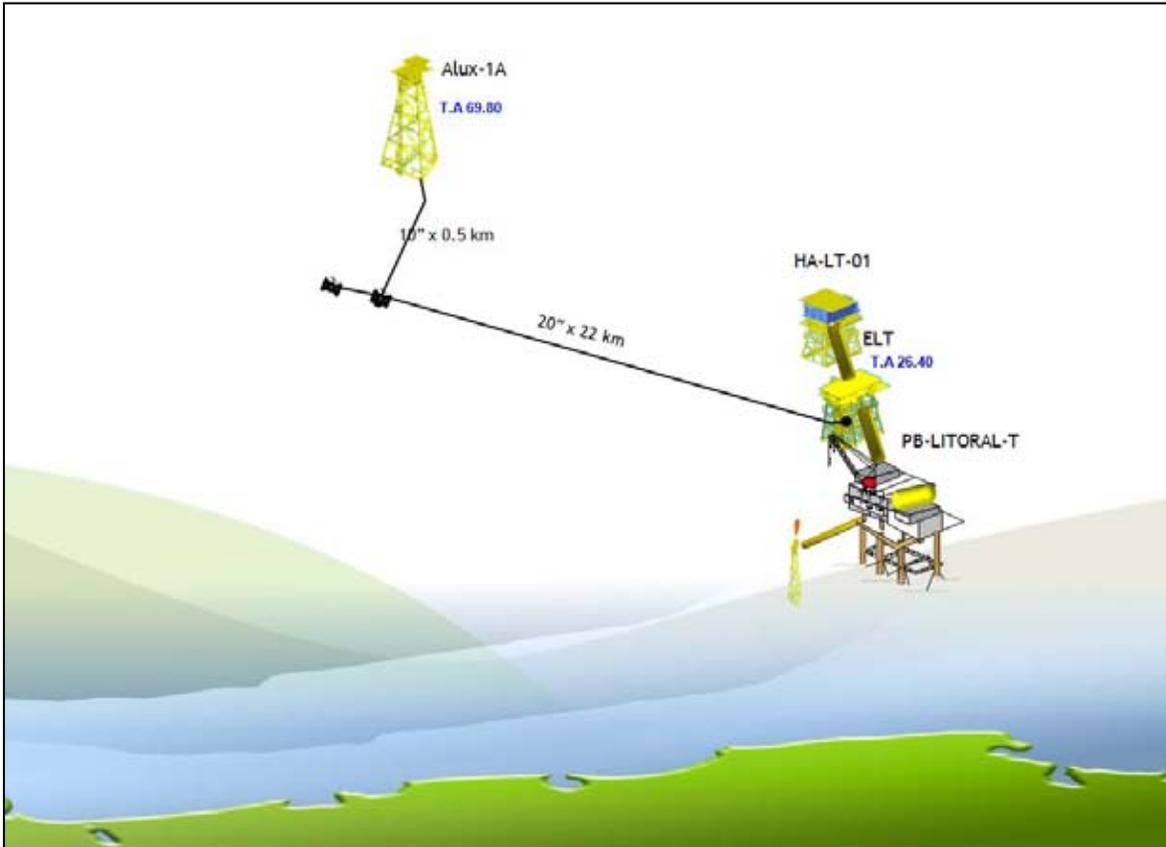


ILUSTRACIÓN V.3. 4 INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ALUX

Pronósticos de Producción de Aceite y Gas Incluyendo la Recuperación Final Esperada

La elaboración del plan de explotación del campo contempla actividades físicas tales como la perforación de pozos de desarrollo adquisición de información para la continua caracterización estática y dinámica, entre otros rubros. En base a lo anterior, en la Ilustración V.3.5 y V.3.6 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas para el campo Alux separado en su componente base e incremental.

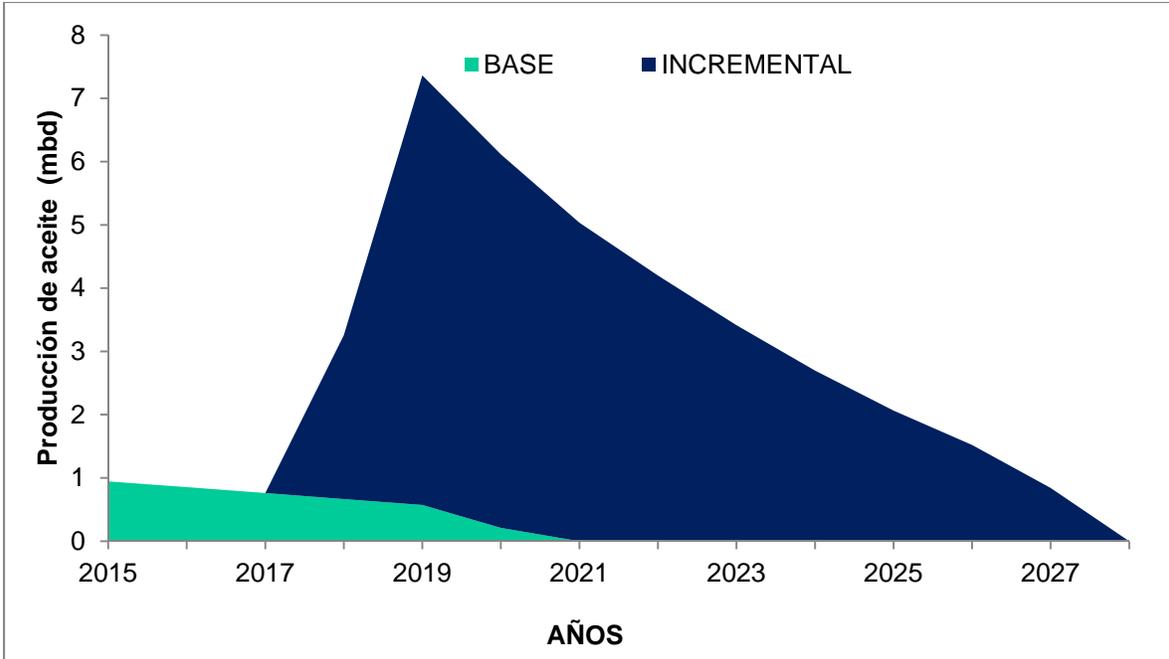


ILUSTRACIÓN V.3. 5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL CAMPO ALUX

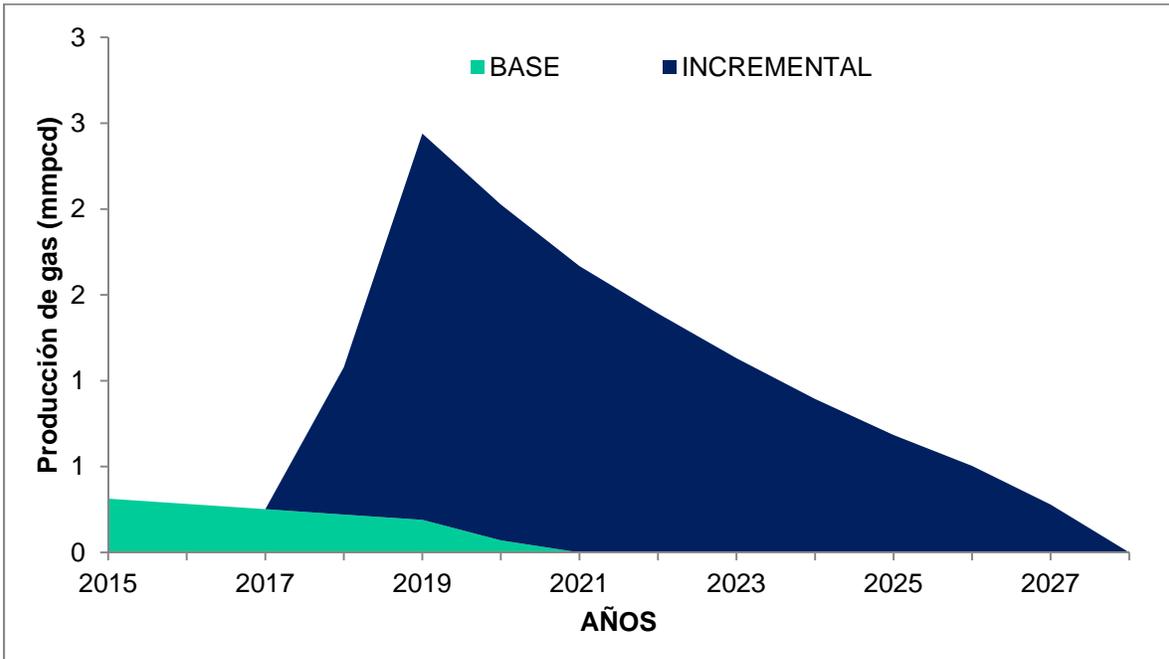


ILUSTRACIÓN V.3. 6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO ALUX

De forma tabular, la meta de producción de aceite y gas se presenta en la Tabla V.3.29 y V.3.30 respectivamente.

Conceptos Generales

TABLA V.3. 29 META DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CAMPO ALUX

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	SUBTOTAL MMB
TOTAL	0.94	0.85	0.76	3.26	7.36	6.12	5.04	4.20	3.41	2.70	2.06	13.40
QO BASE MBD	0.94	0.85	0.76	0.67	0.57	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.46
QO INC. MBD	0.00	0.00	0.00	2.59	6.79	5.90	5.04	4.20	3.41	2.70	2.06	11.93
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	SUBTOTAL MMB	TOTAL MMB
TOTAL		1.52	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.86	14.26
QO BASE MBD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.46
QO INC. MBD		1.52	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.86	12.80

TABLA V.3. 30 META DE PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO ALUX

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	SUBTOTAL MMMPC
TOTAL	0.31	0.28	0.25	1.08	2.44	2.03	1.67	1.39	1.13	0.89	0.68	4.44
QG BASE MMPCD	0.31	0.28	0.25	0.22	0.19	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.48
QG INC. MMMPC	0.00	0.00	0.00	0.86	2.25	1.96	1.67	1.39	1.13	0.89	0.68	3.95
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	SUBTOTAL MMMPC	TOTAL MMMPC
TOTAL		0.50	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	4.72
QG BASE MMPCD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.48
QO INC. MBD		0.50	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	4.24

5.3.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMPO

Estructura de Precios

En la siguiente Tabla se muestra la estructura de precios de venta de aceite y gas considerado para la evaluación de los escenarios y como parte de las premisas financieras

Conceptos Generales

TABLA V.3. 31 ESTRUCTURA DE PRECIOS DE VENTA DE ACEITE Y GAS PARA EL CAMPO ALUX

Precio	201	201	201	201	201	201	202	202	202	202	202	202	202	202
	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	
Aceite	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.
usd/bl	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Gas	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
usd/mp														

c

Indicadores Económicos

En la Tabla V.3.32 se muestran las estimaciones de producción de aceite y gas, ingresos, gasto de operación, inversión, costo total, impuestos y flujos de efectivo antes y después de impuestos, para el campo Alux.

TABLA V.3. 32 PRINCIPALES VARIABLES DEL CAMPO ALUX

Año	Producción	Producción	Total	Gasto de			Flujo de
	de	de		de	Inversión	Costo total	
	aceite	gas	Ingresos	operación	(mmpesos)	(mmpesos)	impuestos
	(mbd)	(mmpcd)	(mmpesos)	(mmpesos)	(mmpesos)	(mmpesos)	(mmpesos)
2015	1	0	455	10	261	271	184
2016	1	0	412	9	19	28	385
2017	1	0	366	8	479	487	-121
2018	3	1	1,569	35	1,248	1,282	287
2019	7	2	3,548	79	185	264	3,284
2020	6	2	2,955	65	19	84	2,871
2021	5	2	2,426	54		54	2,372
2022	4	1	2,024	45		45	1,979
2023	3	1	1,645	36		36	1,609
2024	3	1	1,304	29		29	1,275
2025	2	1	994	22		22	972
2026	2	1	732	16		16	716
2027	1	0	406	9		9	397
Total	14	5	18,837	416	2,210	2,626	16,211

mmb

mmmpc

Evaluación Económica Total

Los indicadores obtenidos de la evaluación económica del campo Alux se presentan en la En la Tabla V.3.33.

TABLA V.3. 33 INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES DEL CAMPO ALUX

Indicadores económicos	Unidades	Total
VPN antes de impuestos	mmpesos	9,074
VPI	mmpesos	1,749
VPN/VPI	peso/peso	5.19
RBC	peso/peso	5.55
PRI	años	0
TIR	%	N/A

Evaluación Económica Incremental

Para el periodo 2015-2027 y considerando únicamente la componente incremental del campo Alux, en la siguiente Tabla se muestran las estimaciones de producción de aceite y gas, ingresos, gasto de operación, inversión, costo total, impuestos y flujos de efectivo antes y después de impuestos.

TABLA V.3. 34 PRINCIPALES VARIABLE DE LA PARTE INCREMENTAL DEL CAMPO ALUX

Año	Producción de	Producción de	Gasto de			Flujo de efectivo	
	aceite (mbd)	gas (mmpcd)	Total Ingresos (mmpesos)	operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Costo total (mmpesos)	antes de impuestos (mmpesos)
2017					459	459	-459
2018	3	1	1,248	28	1,229	1,257	-9
2019	7	2	3,272	72	165	237	3,034
2020	6	2	2,853	63		63	2,790
2021	5	2	2,426	54		54	2,372
2022	4	1	2,024	45		45	1,979
2023	3	1	1,645	36		36	1,609
2024	3	1	1,304	29		29	1,275
2025	2	1	994	22		22	972
2026	2	1	732	16		16	716
2027	1	0	406	9		9	397
Total	13	4	16,904	374	1,853	2,227	14,677

mmb mmmpc

Los indicadores obtenidos de la evaluación económica de la componente de producción incremental se presentan en la Tabla V.3.35.

TABLA V.3. 35 INDICADORES ECONÓMICOS DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DEL CAMPO ALUX

Indicadores económicos	Unidades	Incremental
VPN antes de impuestos	mmpesos	7,817
VPI	mmpesos	1,415
VPN/VPI	peso/peso	5.52
RBC	peso/peso	5.81
PRI	años	3
TIR	%	205%

Para la componente asociada a la producción incremental del campo Alux, el VPN antes de impuestos es de 7,817 millones de pesos, con un VPI de 1,415 millones de pesos y una eficiencia de inversión de 5.5 peso/peso. Después de impuestos el VPN es de 1,239 millones de pesos.

Costo de Desarrollo, Costo de Producción, Costo de Mantenimiento, Costo de Abandono

Para el periodo propuesto para el campo, y considerando las inversiones y gastos de operación en que se incurrirá, además de la producción a extraer, la Tabla V.3.36 muestra las estimaciones de los costos de producción, desarrollo y mantenimiento, así como el gasto a realizar para el abandono de los campos.

El costo de producción se define como el cociente que resulta de la suma de la inversión operacional y del gasto de operación dividida por la producción total esperada. Respecto al costo de desarrollo, este se estima como el cociente de la inversión estratégica entre la producción incremental. Mientras que el costo de mantenimiento es el resultado del cociente de la inversión operacional en mantenimiento entre la producción total esperada. Finalmente, el gasto en abandono de campos se refiere a la inversión operacional del programa “Abandono de campos”.

TABLA V.3. 36 COSTOS UNITARIOS DEL CAMPO ALUX

Costos y gastos	Unidades	Total
Costo de producción	Dls/bpce	2.96
Costo de desarrollo	Dls/bpce	11.62
Costo de mantenimiento	Dls/bpce	0.52
Gasto en abandono de campos	MMdls	4.85

5.3.2.4 Tecnología a Utilizar

El campo Alux se caracteriza por la complejidad asociada a los yacimientos naturalmente fracturados y bajo condiciones de alta presión y alta temperatura con tirantes de agua superiores al de los campos vecinos. Por esta razón, se han identificado un conjunto de tecnologías disponibles para aplicarse en las diferentes áreas de oportunidad (Tabla V.3.37).

TABLA V.3. 37 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL PROYECTO

Área de oportunidad	Especialidad	Tecnología disponible
Pozo	Terminación	Empacadores hinchables, liner ranurado, empacadores hinchables, empacadores para alta presión y temperatura, disparos con TF.
	Perforación	Pozos de alcance extendido, radial, ventanas a través de aparejos de producción, con salmueras a nivel del yacimiento.
	Horizontal, multilateral	Mejorar la capacidad de flujo para yacimientos.
	Control de entrada de agua	Productos para reducir/controlar la producción de agua en intervalos abiertos al flujo o a aislar.
	Aparejo de producción	Limpieza mecánica del Aparejo y del sistema de seguridad (Válvula de tormenta).
Tratamientos a pozos	Estimulación	Sónica, Ecológica.
Toma de información	Control de material orgánico-inorgánico	Herramientas magnéticas, tubería de producción recubierta, inhibidores mecánicos de incrustaciones.
	Tiempo real	Sensores para alta presión y temperatura. Tubería Flexible con fibra óptica.

El Proyecto Ayin-Alux tiene diversos retos tecnológicos en los que el Activo trabaja actualmente:

- Ingeniería de producción y productividad de pozos con agua.
- Perforación y terminación de pozos no convencionales.
- Perforación y terminación de pozos en carbonatos naturalmente fracturados.
- Caracterización estática en carbonatos naturalmente fracturados.
- Diseño de instalaciones para producción de agua.
- Caracterización estática en pozos no convencionales.
- Caracterización dinámica de carbonatos naturalmente fracturados.
- Diseño de instalaciones para la medición de corrientes de hidrocarburos.
- Caracterización dinámica con pozos no convencionales.
- Caracterización estática en yacimientos con condiciones de alta presión y temperatura.
- Caracterización estática en presencia de sal / tectónica salina.
- Caracterización estática en objetivos por debajo de la sal.
- Caracterización dinámica de yacimientos con condiciones de alta presión y temperatura
- Ingeniería de producción y productividad de pozos con condiciones de alta presión y temperatura.

- Ingeniería de producción y productividad de pozos no convencionales.
- Perforación y terminación de pozos en condiciones de alta presión y temperatura.

Es importante señalar que se cuenta en todo momento con el respaldo técnico de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, la cual brinda soporte en cuanto a capacitación, prueba y adquisición de tecnologías críticas que se requieren para el desarrollo de los campos.

5.3.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA WOOD MACKENZIE POR PROYECTO

Recordemos que la metodología de Wood Mackenzie tiene tres etapas, la primera consta de:

- Reservas estimadas
- Volumen de éxito significativo
- Potencial de crecimiento
- Tiempo para decisión final de inversión

Entonces tenemos los siguientes datos del proyecto Ayin-Alux:

TABLA V.3. 38 APLICACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE LA METODOLOGÍA WM AL PROYECTO EN MÉXICO

	Ayin				Alux			
Reservas Estimadas	Categoría	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmb)	Categoría	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmb)
	1P	39	9	41	1P	3	1	4
	2P	106	25	111	2P	15	5	16
	3P	182	43	191	3P	31	10	33
Volumen de éxito significativo	Aceite (mmb) 146.64 Gas (mmmpc) 34.46				Aceite (mmb) 27.66 Gas (mmmpc) 9.16			
“En juego, clave para jugar”	✓				✓			
Potencial de crecimiento	✓				✓			
Tiempo para decisión final de inversión	x				x			

Ambos campos pasarían a la siguiente etapa, pues cumplen con 4 de 5 criterios.

TABLA V.3. 39 APLICACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA DE LA METODOLOGÍA WM AL PROYECTO EN MÉXICO

	Ayin				Alux			
Valor de la inversión (mmpesos)	12,813				2,210			
Reservas estimadas	<i>Categoría</i>	<i>Aceite (mmb)</i>	<i>Gas (mmpc)</i>	<i>PCE (mmb)</i>	<i>Categoría</i>	<i>Aceite (mmb)</i>	<i>Gas (mmpc)</i>	<i>PCE (mmb)</i>
	1P	39	9	41	1P	3	1	4
	2P	106	25	111	2P	15	5	16
	3P	182	43	191	3P	31	10	33
Volumen de éxito significativo	Aceite (mmb) 146.64 Gas (mmpc) 34.46				Aceite (mmb) 27.66 Gas (mmpc) 9.16			
Posibilidad de éxito técnica	x/√				x/√			
Posibilidad de éxito comercial	x/√				x/√			
Desafío de Seguridad y protección ambiental	✓				✓			
Tiempo para decisión final de inversión	x				x			
Tiempo para producción	2015-2034				2015-2034			

En la posibilidad de éxito tanto como comercial como éxito, tenemos esos símbolos pues en realidad el parámetro con ese nombre, o como lo solicita la metodología, no viene, pero si vienen análisis de sensibilidad y de riesgo, que se pueden ver traducidos, posteriormente, en estos parámetros.

Para la última etapa de la metodología, no tenemos la información de los otros parámetros que se requieren, por lo que ambos proyectos estarían aprobados para su realización.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La mayoría de las metodologías, tanto de consultoras como de operadoras, utilizan el VCD o FEL, con algunas variaciones, pero en esencia son lo mismo.

No hay una metodología que indique exactamente y de manera cuantitativa cómo se deben elegir las alternativas o los proyectos en sí, por lo que la experiencia y calidad del equipo que toma las decisiones en los proyectos, es fundamental para una buena elección de las mismas. Sin embargo se debe considerar la metodología que mejor se ajuste de acuerdo a la etapa en la que se encuentre el proyecto.

Los procesos para seleccionar proyectos, dependen en gran medida de los marcos legales y regulatorios que existen en el país poseedor de los hidrocarburos. Así mismo, se recomienda llevar a cabo un análisis "PESTEL" (Político, Económico, Social, Técnico, Ambiental y Legal).

Se eligió la misma alternativa que con la metodología de PEMEX. De la misma manera se aprobaron los proyectos al igual que lo hizo la paraestatal.

Los proyectos de la paraestatal están bien sustentados y con buena información, de tal manera que no es complicado llevarlos a otras metodologías, pues en base a los datos que se tienen se pueden obtener los parámetros que cada proceso requiera.

Probablemente Alux, por sí solo, sería rechazado, por sus indicadores económicos tan bajos, pero al estar en conjunto con Ayin, entonces se vuelve ejecutable el proyecto.

Se eligió la metodología de la consultora Wood Mackenzie porque es la que presenta una diferencia significativa y con la que mejor se podría apreciar un cambio en la toma de decisiones. Ya que las otras (Shell, TOTAL e IPA) son muy parecidas, pues aplican FEL, no se hubiera podido ver una diferencia clara en el proceso de toma de decisiones.

El tiempo ha sido factor importante en la observación de la aplicación de las metodologías. El documento de 2011 nos muestra tres alternativas de explotación, es donde podemos observar que el campo está en pleno desarrollo. En el documento de 2014 la metodología se aplica a los proyectos, pues solo se solicitan pequeños cambios al plan de explotación ya elegido en 2011. De esta situación también se observa que las metodologías son aplicables tanto como para la toma de decisiones importantes, como desarrollar un campo, o en pequeños ajuste al plan de explotación.

Se observa que el proceso de toma de decisiones es dinámico, se podría decir que no se acaba pues es cíclico.

RECOMENDACIONES

En la Comisión Nacional de Hidrocarburos debería existir un área encargada de revisar estos procedimientos de selección y aprobación de proyectos, y no solo de revisar los indicadores y parámetros técnicos o económicos, con el fin de observar que se haga lo mejor para los yacimientos mexicanos, pero sin descuidar la generación de valor tanto para el país como para la operadora y, en su caso, para una empresa de servicios.

La Comisión podría tener una metodología base que incluya las mejores prácticas tanto de otros órganos reguladores internacionales como de consultoras y operadoras, esto para que el análisis tenga un mejor sustento.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya solicita documentos que sustenten las decisiones tomadas por, en este caso, Pemex, pero una metodología, del ente regulatorio, como tal no existe.

Conseguir completa la metodología de Wood Mackenzie para analizar el proceso y verificar si la opción 1 es elegida de nuevo o si hay algún cambio. También sería bueno observar cómo es que se llegó a tener solo estas 3 alternativas.

También se recomienda aplicar la metodología de la consultora desde el inicio del proceso de la toma de decisiones.

Este trabajo, se basó en una aplicación general de las metodologías, por eso otra recomendación es que se apliquen los procesos a cada meta y a cada fase de este y otros proyectos que se encuentren en diferentes fases, con esto se podría tener una vista diferente de cómo se va desarrollando el proyecto con las diferentes metodologías.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*; Capítulos 1,6 y 7. Elaborado por la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y Society of Exploration Geophysicists (SEG).
2. International Energy Agency. *Resource to Reserves 2013; Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. 2014.
3. Andrew Inkpen y Michael H. Moffet. *The Global Oil & Gas Industry; Management Strategy & Finance*. PennWell. Tulsa, Oklahoma, EUA. 2011
4. Petróleos Mexicanos Exploración y Producción, *Guía VCD de PEP*, Ciudad de México.
5. Petróleos Mexicanos Exploración y Producción, *Guía VCD de PEP Capítulo IV VCD Explotación*. Ciudad de México.
6. *Resolución CNH.06.002/09, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación*. Publicada en el Diario Oficial el Lunes 21 de Diciembre de 2009.
7. Pemex Exploración y Producción; *Indicadores de Operación y Financieros de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, Evaluación del segundo semestre 2012*; página de internet de PEP.
8. CNH: *Guía para la documentación del Portafolio de Proyectos de PEP*; Pemex Exploración y Producción; Enero 2008. (PPT)
9. CNH: *Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos*; Ing. Carlos Morales Gil; 1 de Diciembre de 2009. (PPT)
10. CNH: *Metodología de Evaluación de Proyectos de Explotación*; Schlumberger. (PPT)
11. CNH: *Economía en la Industria del Petróleo*; Schlumberger. (PPT)
12. CNH: *Taller de Introducción sobre Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación*; Pemex Exploración y Producción; Noviembre de 2005. (PPT)
13. CNH: *Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación*; Pemex Exploración y Producción; 2010. (PPT)
14. CNH: *Exploration & Business Management in an Oil & Gas Company*; TOTAL; 7 de Diciembre de 2010. (PPT)
15. CNH: *Proyecto Integral Ayin-Alux*, Pemex Exploración y Producción; Marzo de 2011.
16. CNH: *Proyecto Integral Ayin-Alux*, Pemex Exploración y Producción; Mayo de 2014.
17. CNH: *Introduction to IPA Services and Capital System Reengineering*; José Miguel Bolívar; Abril de 2013. (PPT)
18. CNH: *Mexico Capital Allocation and Project Approval Process, Proposed Scope and Approach*; Wood Mackenzie Consulting; Abril de 2013. (PPT)
19. CNH: *Opportunity Realisation in Shell*; Shell; Mayo de 2013. (PPT)

PPT= Presentación de Power Point

